



HAL
open science

Photovoltaïque à concentration : optimisation de l'étage secondaire

Sara El-Yahyaoui

► **To cite this version:**

Sara El-Yahyaoui. Photovoltaïque à concentration : optimisation de l'étage secondaire. Energie électrique. Université de Lorraine; Université Sidi Mohamed ben Abdellah (Fès, Maroc), 2021. Français. NNT : 2021LORR0068 . tel-03354138

HAL Id: tel-03354138

<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-03354138v1>

Submitted on 24 Sep 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>



Écoles doctorales : C2MP et Sciences et Techniques de l'Ingénieur

Doctorat en Génie Électrique, Électronique, Photonique et
Systèmes

THÈSE EN COTUTELLE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

Université Sidi Mohamed Ben Abdellah & Université de Lorraine

présentée et soutenue publiquement par

Sara EL-YAHYAOU

le 26 mars 2021

Photovoltaïque à concentration : optimisation de l'étage secondaire

Directeurs de thèse : **Ali AHAITOUF** et **Jean Paul SALVESTRINI**

Jury

Mr. Zakaria DJEBBOUR ,	MC-HDR., GeePs (UMR 8507), France	Rapporteur
Mr. Abdelmajid JAMIL,	PES, E.S.T. de Fès, Maroc	Rapporteur
Mr. Ossama MERROUN,	PH, ENSAM de Casablanca, Maroc	Rapporteur
Mr. Abdellah MECHAQRANE ,	PES, FST de Fès, Maroc	Examinateur
Mr. Abdallah OUGAZZADEN ,	Prof, Georgia Institute of Technology, France	Examinateur
Mme. Delphine WOLFERSBERGER,	Prof, CentraleSupélec Metz France	Examinatrice

Abstract

Concentrating Photovoltaics (CPV) is one of the most promising ways to generate clean energy at potentially reduced costs. The main idea is to use optical elements to concentrate the solar rays particularly on small size multi-junction solar cells to take advantage of their high efficiencies. Concentrators for CPV can have very different architectures and optical elements, resulting in a wide variety of possible designs. A typical optical architecture for a CPV concentrator is formed by : a first optical element called the primary optical element (POE) which collects the direct rays of the sun, it can be either refractive (lens) or reflective (mirror). And a secondary optical element (SOE) that receives light from the primary and sends it to the cell. The main role of this element in a CPV unit is to broaden the angle of acceptance and to homogenize the irradiance distribution on the solar cell. Our research thematic deals with this kind of solar concentrators, it concerns the design, testing and optimization of two-stage CPV units, that use a Fresnel lens as POE. After a detailed bibliographic study, we carried out a comparative study of four solar concentrators dedicated to high concentration photovoltaic systems. These four concentrators are formed from the same Fresnel lens associated to four secondaries : a compound parabolic concentrator (CPC), a crossed compound parabolic concentrator (CCPC), a pyramid and a cone. Four materials with different refractive indices were considered. The Fresnel lens has a diameter $d = 350mm$ and a focal length $f = 265mm$. Our simulations are performed using the TracePro ray tracing software. The results showed that the pyramid was the best performing SOE. For the experimental test we designed small size prototypes, which are easy to test both indoor and outdoor and for that, a parametric analysis was carried out to highlight the main performances of the secondary element, as it is the most critical element in the CPV unit. Experimental setups have been realized for the indoor and outdoor measurements and characterization of the prototypes. The results show that the measured optical efficiencies and acceptance angles of the CPV units were very close to those obtained by optical simulations. The pyramid gives the best optical efficiency and

the widest angle of acceptance. Electrical measurements also confirmed that the best solution for the secondary optic is the pyramid because it shows the higher electrical power and the best efficiency. The optical and electrical efficiencies reach respectively 80,81% and 30.77%, these results correspond to the best efficiencies recorded in the literature.

Résumé

Le Photovoltaïque à concentration (CPV) est l'un des moyens les plus prometteurs de générer l'énergie propre à des coûts potentiellement très réduits. Son idée consiste principalement à utiliser des éléments optiques pour concentrer les rayons solaires, en particulier sur des cellules solaires multi-jonctions de petites tailles pour profiter de leurs rendements élevés. Les concentrateurs pour le CPV peuvent présenter des architectures et des éléments optiques très différents, résultant une grande variété de conceptions possibles. Une architecture optique typique pour un concentrateur CPV est formée par : un premier élément optique appelé élément optique primaire (POE) qui recueille les rayons directs du soleil, il peut être soit réfractif (lentille) ou réfléchissant (miroir). Et un élément optique secondaire (SOE) qui reçoit la lumière du primaire et la renvoie à la cellule, l'ajout de cet élément dans un système CPV aide à élargir l'angle d'acceptance et à homogénéiser la distribution de l'irradiance sur la cellule. C'est dans ce contexte que s'inscrit notre travail de recherche qui porte sur le CPV à deux étages à base des lentilles de Fresnel comme POE et de différentes formes géométriques comme secondaire. Après une étude bibliographique détaillée, nous avons réalisé une étude comparative de quatre concentrateurs à base de la lentille de Fresnel, dédiés aux systèmes photovoltaïques à haute concentration. Ces quatre concentrateurs sont formés de la même lentille de Fresnel comme élément optique primaire et quatre secondaires : CPC, CCPC, pyramide et cône. Quatre matériaux avec des indices de réfraction différents ont été considérés. La lentille a un diamètre $d = 350mm$ et une distance focale $f = 265mm$. Nos simulations sont effectuées à l'aide du logiciel de traçage de rayons TracePro. Les résultats ont montré que la pyramide était le SOE le plus performant. Pour les tests expérimentaux nous avons conçu des prototypes de petites tailles, faciles à tester aussi bien en intérieur qu'en extérieur et pour cela, une analyse paramétrique a été réalisée pour mettre en évidence les principales performances de l'élément secondaire, car c'est l'élément le plus critique du CPV.

Des bancs de mesure ont été montés pour comparer les efficacités optiques et électriques des différents prototypes. Les résultats montrent que les rendements optiques mesurés et les angles d'acceptance des unités CPV étaient très proches de ceux des simulations optiques. La pyramide offre la meilleure efficacité optique (80,81%) et le plus grand angle d'acceptance ($2,03^\circ$). Les mesures électriques ont également confirmé que la meilleure solution pour l'optique secondaire est la pyramide car elle accorde une puissance et un rendement électriques plus élevés. Les efficacités optique et électrique obtenues sont respectivement 80,81% et 31%, ces résultats correspondent aux meilleures efficacités enregistrées dans la littérature.

Table des matières

1	Introduction générale	1
1.1	Repères historiques	3
1.2	Le CPV au Maroc	6
1.3	Le CPV : architecture et fonctionnement	8
1.3.1	La ressource solaire	9
1.3.2	Les cellules solaires multi-jonctions	10
1.3.3	L'optique de concentration :	14
1.3.3.1	les différentes architectures :	14
1.3.3.2	les performances d'un module CPV :	16
1.3.3.3	les sources de pertes optiques :	18
1.4	Présentation de travail de la thèse :	21
1.4.1	Projet LOUCOUM	21
1.4.2	Objectifs	21
1.4.3	Structure de travail de la thèse	22
2	Les systèmes CPV à base de la lentille de Fresnel	23
2.1	La lentille de Fresnel :	24
2.1.1	Description	24
2.1.2	Utilisation dans le CPV :	25
2.2	L'optique Secondaire (SOE) :	26
2.2.1	Le Concentrateur Parabolique Composé (CPC) et ses dérivés	27
2.2.2	Le concentrateur à réflexion totale interne (DTIRC)	33
2.2.3	Les concentrateurs à côtés droits : le Cône et la pyramide	35
2.2.4	Le dôme	38
2.3	État de l'art des CPV à base de la lentille de Fresnel	40
2.3.1	La lentille de Fresnel comme concentrateur à un seul étage :	41

2.3.2	Concentrateur à deux étages à base de la lentille de Fresnel :	44
2.3.3	Les modules CPV industrialisés :	50
2.4	Fabrication des optiques de concentration :	51
2.4.1	Matériaux pour les optiques de concentration :	51
2.4.2	Les différentes technologies de fabrication	53
2.4.2.1	Technologies de fabrication des lentilles de Fresnel :	53
2.4.2.2	Technologies de fabrication des SOEs :	54
2.5	Conclusion	55
3	Conception et simulation des prototypes LOUCOUM	57
3.1	Optique anidolique : concepts de base théoriques	58
3.1.1	Loi de l'étendue :	58
3.1.2	Le principe des rayons de bord :	59
3.1.3	Le principe de Fermat :	60
3.1.4	Réflexion, réfraction et la réflexion totale interne (TIR) :	60
3.2	Conception du Système :	60
3.2.1	Considérations géométriques :	60
3.2.1.1	La lentille de Fresnel :	60
3.2.1.2	Le Concentrateur Parabolique Composé (CPC) :	63
3.2.1.3	Le cône et la pyramide :	64
3.3	Etude comparative des systèmes CPV :	64
3.3.1	Dimensionnement du système :	64
3.3.2	Logiciel de simulation	65
3.3.2.1	Création des éléments optiques :	66
3.3.2.2	Création de la source :	67
3.3.3	Simulation des performances des systèmes :	68
3.3.3.1	Efficacité optique et angle d'acceptance	69
3.3.3.2	Distribution de flux	70
3.3.3.3	Position de la pyramide par rapport à la lentille de Fresnel :	74
3.3.4	Analyse paramétriques du Mini-module LOUCOUM avec la pyramide comme SOE :	75
3.4	Le coût du système LOUCOUM :	82
3.5	Conclusion	86
4	Caractérisation expérimentale des Prototypes	87
4.1	Présentation des prototypes :	88
4.2	Caractérisation optique sous conditions contrôlées :	89
4.2.1	Méthodes de caractérisation :	89
4.2.1.1	Mesure de l'efficacité optique	89
4.2.1.2	Mesure de l'angle d'acceptance	90

4.2.2	Description de banc de mesure de caractérisation optique :	91
4.2.3	Les résultats de mesures :	92
4.3	Caractérisation face au soleil :	96
4.3.1	Conditions expérimentales :	96
4.3.2	Mesure des performances optique en extérieur :	99
4.3.2.1	Efficacité optique :	99
4.3.2.2	Angle d'acceptance :	100
4.3.3	Mesure de l'Efficacité Quantique Externe de la cellule solaire :	102
4.3.3.1	Procédure expérimentale de mesure de l'EQE :	103
4.3.3.2	Résultats de mesure de l'EQE :	103
4.3.4	Mesure des performances électrique en extérieur :	106
4.4	Conclusion	110
Conclusion		111
4.5	Conclusion Générale :	111
4.6	Perspectives :	113
Annexe A Équations CPC		115
Annexe		115
Annexe B Équations cône		119
Bibliography		123

Acronymes

- AM** Air Mass, ou Masse d'air. [10](#)
- AM1.5D** Spectre de référence pour une irradiance directe à la surface terrestre. [10](#)
- AM1.5G** Spectre de référence pour une irradiance globale à la surface terrestre. [10](#)
- AMEE** Agence Marocaine pour l'efficacité énergétique. [7](#)
- ASTM** American Society for Testing Material, organisme de normalisation américain. [10](#)
- CAP** produit acceptance-concentration pour concentration-acceptance product. [44](#)
- CMPC** Coût moyen pondéré du capital. [83](#)
- CPV** Concentrating Photovoltaic, ou Photovoltaïque à concentration. [2](#), [3](#)
- CSP** Centrales solaires à concentration. [6](#)
- DK** pour kaléidoscope en dôme. [47](#)
- DNI** Rayonnement normal direct. [6](#)
- DTIRC** concentrateur diélectrique à réflexion total interne pour Dielectric totally internally reflecting concentrators. [33](#)
- EQE** Efficacité Quantique Externe pour External Quantum Efficiency. [102](#)
- EUCLIDES** EUropean Concentrated Light Intensity Development of Energy Sources. [3](#)
- FF** Facteur forme. [11](#)

FK pour Fresnel Köhler. [44](#)

FL Lentille de Fresnel. [24](#)

GTEP Gigatonne d'équivalent pétrole. [2](#)

HCPV High Concentration Photovoltaic, ou Photovoltaïque à haute concentration. [7](#)

HDR Dôme Hybride. [39](#)

IRESEN Institut de recherches en energies solaires et energies Nouvelles. [7](#), [21](#)

LCOE Coût de production de l'énergie pour Levized Cost of Energy. [83](#)

LCPV Low Concentration Photovoltaic, ou Photovoltaïque à faible concentration. [7](#)

LOUCOUM Low Cost CPV in Morocco. [7](#)

MCM la méthode de concentration maximale. [34](#)

MSDTIRC Concentrateur diélectrique symétrique à miroir réfléchissant totalement interne. [34](#)

NIDC pour non-imaging dish concentrator. [31](#)

NIDC CPV à matrice dense pour dense-array CPV. [31](#)

NREL National Renewable Energy Laboratory, centre de recherche national Américain sur les énergies renouvelables. [5](#)

PAR Peak-to-Average. [17](#)

PMMA Polyméthacrylate de méthyle. [34](#)

POE Primary Optical Element, ou Optique primaire. [9](#)

PV Le système photovoltaïque. [2](#)

PVCI PV Concentrator Initiative Program. [3](#)

RADTIRC Concentrateur diélectrique asymétrique rotationnel à totale interne reflexion. [34](#)

RTP pour Refractive Truncated Pyramid. [44](#)

SILO pour SIngLe Optical surface. [38](#)

SMU Unité de source et de mesure. [106](#)

SOE Secondary Optical Element, ou Optique secondaire. [9](#)

SoG Silicone sur verre pour silicone-on-glass. [52](#)

TIR Réflexion totale interne. [20](#)

V-PV Système photovoltaïque avec un concentrateur à côtés plats creux en V. [36](#)

XTP XTP, le X faisant référence à réflexion et TP pour Truncated Pyramid. [44](#)

Table des figures

1.1	l'efficacité des cellules mesurée sous le spectre global AM1.5 à une température de cellule de 25°C. Données obtenues de [4].	3
1.2	(a) Installation CPV Arabie saoudite 1981 [6] et (b) centrale de démonstration d'EUCLIDES à Tenerife (1998).	4
1.3	Capacité installée annuelle pour le CPV [9].	4
1.4	Évolution des rendements de cellules, module et systèmes CPV mesurés et prévus en fonction du temps [9].	5
1.5	Irradiation globale au Maroc [13].	6
1.6	Photographies d'installations CPV au Maroc : (a) ISOFOTON Ifrane, (b) Sumitomo ouarzazate et (c) Magpower Rabat.	8
1.7	Représentation des rayonnements direct et diffus.	9
1.8	Spectres terrestres Direct (AM1.5D) et Global (AM1.5G) en fonction de la longueur d'onde.	10
1.9	Caractéristique électrique IV d'une cellule solaire.	11
1.10	Comparaison de la conversion du spectre solaire par une cellule simple jonction Silicium (a), et une cellule multi-jonctions GaInP/GaInAs/Ge (b) [17]	12
1.11	Historique des records d'efficacité de différentes cellules PV. [19] ©National Renewable Energy Laboratory	13
1.12	Concentrateurs classiques sans SOE : (a) miroir parabolique (b) lentille de Fresnel.	15
1.13	Définition de l'angle d'acceptance sur la courbe de la puissance en fonction de l'angle d'incidence des rayons du soleil.	16
1.14	Points de mesure de l'irradiance, selon la norme ANSI / NAPM IT7.228-1997.	18

1.15	Schéma des pertes optiques dans un concentrateur à base de la lentille de Fresnel.	19
2.1	Schéma de conception d'une lentille de Fresnel.	24
2.2	Différence entre un système optique imageant et non imageant.	27
2.3	Profil 2D d'un CPC.	29
2.4	Concentrateur parabolique composé avec plusieurs facettes, n est le nombre de facettes [40].	29
2.5	CPC couplé au prisme comme concentrateur secondaire [42].	30
2.6	Coupe transversale d'un système à haute concentration [46].	31
2.7	Vue en coupe du CPC couplé à une lentille convexe comme concentrateur secondaire [45].	32
2.8	Schémat de l'intégration du CCPC avec un NIDC [51].	32
2.9	Vue en coupe d'un DTIRC.	33
2.10	La forme finale du prototype RADTIRC optimisé [58].	35
2.11	Concentrateur Conique proposé par Kloiber [62].	36
2.12	système photovoltaïque avec un concentrateur à côtés plats creux en V (V-PV) [63].	37
2.13	système proposé par Chen [65].	37
2.14	Principe de Fermat et le principe des rayons de bord appliqué à la conception du dôme.	38
2.15	Les dômes A et B sont respectivement générés par les parties positive et négative de l'ovale cartésien.	39
2.16	Courbes de transmission angulaire pour : pas d'optiques secondaire (noir), la pyramide réflective (rouge) , le cône réflectif (vert), le CPC (jaune), un dôme A (bleu) et un dôme B(orange) [22]	40
2.17	Lentille proposée par Pan et al.[70]	42
2.18	Photo de la lentille de Fresnel fabriquée en forme de dôme[74]	43
2.19	La lentille de Fresnel incurvée en trois dimensions	43
2.20	(Gauche) centre de la lentille FK Fresnel, montrant les quatre secteurs. (À droite) Photographie d'un FK SOE réalisé par moulage de verre avec une bague à utiliser comme support.[79]	45
2.21	Dessin schématique de l'optique secondaire sous une lentille de Fresnel et une photographie de l'optique secondaire[81]	45
2.22	Photographie du dôme utilisé[87]	46
2.23	Schéma hybride primaire (lentille de Fresnel) et secondaire (lentille plano-concave)[88]	47
2.24	Photographie des deux SOEs : à gauche, kaléidoscope en dôme; à droite, SILO[89]	48

2.25	SOEs : (a) CCPC, (b) SILO-Pyramide,(c) RTP, (d) Trompette [94].	49
2.26	Photographie de différentes SOEs : 1,2,4,5,7 et 8 fabriquées par moulage ; le 6 par polissage [25]	55
3.1	Conservation de l'étendue.	59
3.2	Principe des rayons de bord appliqué au dessin du CPC.	59
3.3	De gauche à droite : réfraction des rayons et réflexion totale interne dans un diélectrique puis réflexion sur une surface métallique.	61
3.4	Lentille de Fresnel.	61
3.5	(a) :Passage d'un rayon à travers une lentille de Fresnel ; (b) : Déviation des rayons par un prisme.	62
3.6	Paramètres du CPC.	63
3.7	Paramètres du cône.	64
3.8	Boite de dialogue pour insérer le cône.	67
3.9	Commandes Scheme pour créer le cône.	67
3.10	Boite de dialogue pour insérer la source.	68
3.11	Efficacité optique en fonction de nombre de rayons incidents avec TracePro pour un système optique CPV à deux étages.	69
3.12	(a) : traçage de rayon ; (b) : les SOEs en 3D.	70
3.13	Efficacité optique à la sortie des quatre unités CPV pour différents maté- riaux.	71
3.14	PAR de chaque SOE pour différents matériaux.	72
3.15	Cartes de distribution de flux pour les quatre SOEs fabriqués de la Silice fondue : (a) CPC, (b) cône,(c) CCPC, (d) Pyramide	73
3.16	Position de la pyramide par rapport à la lentille de Fresnel.	74
3.17	Cartes de distribution de flux à la sortie de la pyramide : (a) $z = f$, (b) $z = z_{max}$,(c) $z = z_{min}$	76
3.18	(a) Dessin de la pyramide et du cône. (b) Photos des SOEs.	77
3.19	Les trois prototypes P_1 , P_2 et P_3	77
3.20	Efficacité optique, angle d'acceptance et PAR en fonction du $f_{\#}$	78
3.21	Chemin des rayon dans un système composé d'une lentille de Fresnel et d'une pyramide pour deux valeurs de $f_{\#}$ (a) $f_{\#} = 1$. (b) $f_{\#} = 0,4$ (la couleur rouge représente une intensité entre 1 et 0,66, la verte entre 0,66 et 0,33 et la bleue entre 0,33 et 0).	79
3.22	Chemin des rayons pour deux différent $f_{\#}$ (a) $f_{\#} = 5,5$. (b) $f_{\#} = 4$. Pour deux angles d'incidence 0° et $0,76^\circ$	80
3.23	Chemin des rayons pour deux différent $f_{\#}$ (a) $f_{\#} = 1,6$. (b) $f_{\#} = 1,06$	80
3.24	Position de la cellule pour les unités CPV : (a) à la sortie de la pyramide, (b) à $z = 0$ mm, (c) à $z = 44,8$ mm.	81

3.25	cartes de distribution de flux des unités CPV.	82
3.26	Distribution des coûts de fabrication pour le panneau LOUCOUM 1 kW.	85
3.27	Carte globale du LCOE pour différents pays dans le monde [108]	85
4.1	Photographie des éléments optiques(a) :lentille de Fresnel; (b) : Pyramide; (c) Cône	88
4.2	Banc de mesure pour mesurer localement l'efficacité optique.	90
4.3	Banc de mesure pour mesurer l'efficacité optique d'une lentille.	90
4.4	Banc de mesure pour mesurer l'angle d'acceptance d'un module CPV	91
4.5	(a) :lampe halogène; (b) : Alignement de la lampe à l'aide d'un laser.	92
4.6	Photographie de banc de mesure de l'efficacité optique et l'angle d'acceptance.	93
4.7	Photographie de montage de la caractérisation de la lentille de Fresnel.	94
4.8	transmission optique obtenue avec un laser comme source de lumière pour le diamètre de la lentille de Fresnel.	95
4.9	La puissance en fonction de l'angle d'acceptance pour les prototypes 1 et 3.	95
4.10	photographie du prototype.	97
4.11	photographie du support du SOE.	97
4.12	Schéma de banc de mesure.	98
4.13	Photographie du ciel les jours des mesures.	98
4.14	L'efficacité optique en fonction de l'angle d'incidence.	101
4.15	Photo de la cellule utilisée dans les mesures.	102
4.16	Modèle électrique pour la cellule double jonctions.	103
4.17	Courbes I-V des sous-cellules, sous polarisation lumière bleue : (a) cellule supérieure; (b) cellule inférieure; (c) cellule supérieure avec lumière de sonde rouge; (d) cellule inférieure avec lumière de sonde rouge;.	104
4.18	Photo du banc de mesure de l'EQE.	104
4.19	Efficacité quantique externe de la cellule en fonction de la longueur.	105
4.20	Banc de mesure de la courbe I-V de la cellule.	105
4.21	La courbe I-V de la cellule : Bleue en obscurité, rouge sous illumination.	106
4.22	Courbes I-V et P-V des trois prototypes	107
A.1	Parabole de base	116
A.2	CPC	117
B.1	Schéma de réflexions multiples à l'intérieur d'un cône	119
B.2	Paramètres pour la première réflexion	119
B.3	Paramètres pour la deuxième réflexion	121
B.4	Paramètres pour la troisième réflexions	121

Liste des tableaux

2.1	Aperçu des publications importantes des systèmes à base de la FL :	50
2.2	Modules HCPV commerciaux :	51
2.3	Matériaux optiques communs et procédés associés pour la fabrication des optiques du CPV	52
2.4	Matériaux optiques pour la fabrication des SOEs	54
3.1	Matériaux optiques utilisés pour la fabrication des SOEs	65
3.2	Tailles des SOEs.	65
3.3	Angle d'acceptance des quatre unités CPV.	71
3.4	Comparaison des quatre SOEs	72
3.5	Performances optiques du concentrateur en fonction de la position de la pyramide.	75
3.6	Comparaison des performances des trois unités CPV	82
3.7	Estimation des coûts d'un seul module :	83
3.8	Estimation des coûts pour le panneau LOUCOUM 1 kW :	84
3.9	Différents paramètres pour calculer le LCOE.	84
4.1	Paramètres des lentilles de Fresnel utilisées	88
4.2	Les prototypes utilisés	89
4.3	Les efficacités optiques mesurées et simulées.	92
4.4	Angle d'acceptance des prototypes	95
4.5	Les efficacités optique simulées et mesurées à l'extérieur.	99
4.6	Les valeurs mesurées et simulées de l'angle d'acceptance pour les trois prototypes	101
4.7	Performances électriques des trois prototypes.	108

4.8 Comparaison des rendements électriques expérimentaux et simulés des trois prototypes. 109

Introduction générale

Contents

1.1	Repères historiques	3
1.2	Le CPV au Maroc	6
1.3	Le CPV : architecture et fonctionnement	8
1.3.1	La ressource solaire	9
1.3.2	Les cellules solaires multi-jonctions	10
1.3.3	L'optique de concentration :	14
1.4	Présentation de travail de la thèse :	21
1.4.1	Projet LOUCOUM	21
1.4.2	Objectifs	21
1.4.3	Structure de travail de la thèse	22

Avec le développement industriel rapide et l'augmentation de la population, la consommation mondiale d'énergie primaire a significativement augmenté. Alors que cette consommation pourrait atteindre 17,866 **GTEP** (Gigatonne d'équivalent pétrole) en 2040 [1] et avec la limitation des ressources naturelles disponibles (pétrole, gaz et charbon principalement), et l'émission de gaz à effet de serre due à la production d'énergie intense, des efforts importants sont déployés par les gouvernements du monde entier pour utiliser les énergies renouvelables et propres. Il existe plusieurs possibilités clés en matière d'énergie renouvelable, notamment la biomasse, l'éolien, l'hydraulique et le solaire. Le soleil fournit $5,5 \times 10^{24}$ Joules par année à la terre ce qui est suffisant pour satisfaire la demande d'électricité de la planète à plusieurs reprises. C'est pourquoi l'exploitation de cette ressource représente un acteur de taille pour diminuer la forte dépendance à l'égard des combustibles fossiles. Les systèmes photovoltaïques (**PV**) fournissent la méthode la plus directe de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Le PV a subi une évolution exponentielle de la puissance installée dans les dix dernières années, la capacité photovoltaïque installée mondiale a atteint environ 509 GW à la fin de l'année 2018 [2] et devrait encore augmenter pour atteindre 4500 GW d'ici 2050 [3]. Les systèmes PV utilisent des cellules solaires dont le rôle est de convertir le rayonnement solaire en courant électrique. Leur développement est à la base de cette exploitation à grande échelle de l'énergie solaire. Il existe une grande variété de cellule **PV**, notamment la technologie à base de silicium (Si cristallin, multi-cristallin,...), les films minces (GaAs) et les cellules multi-jonction (trois couches, quatre couches,...). La figure 1.1 montre l'efficacité des cellules de certaines de ces technologies obtenue sous irradiation de 1000 W/m^2 [4]. Nous remarquons que les technologies silicium et couches minces sont limitées par une efficacité qui ne dépasse pas les 30%. L'efficacité maximale d'une cellule solaire en silicium est de 26,7%. Par contre les cellules multi-jonction donnent la plus grande efficacité ; les cellules à 3 jonctions atteignent 35,9% et les cellules à 6 jonctions dépassent les 39%. Cependant, les panneaux photovoltaïques de grande taille basés sur des cellules multi-jonctions ne sont pas réalisables en raison de leurs coûts de fabrication très élevés. Afin de réduire ce coût, des concentrateurs à faible coût sont utilisés pour concentrer les rayons solaires sur des cellules multi-jonctions, réduisant ainsi l'utilisation des matériaux coûteux, donnant naissance à la technologie photovoltaïque à concentration (**CPV**).

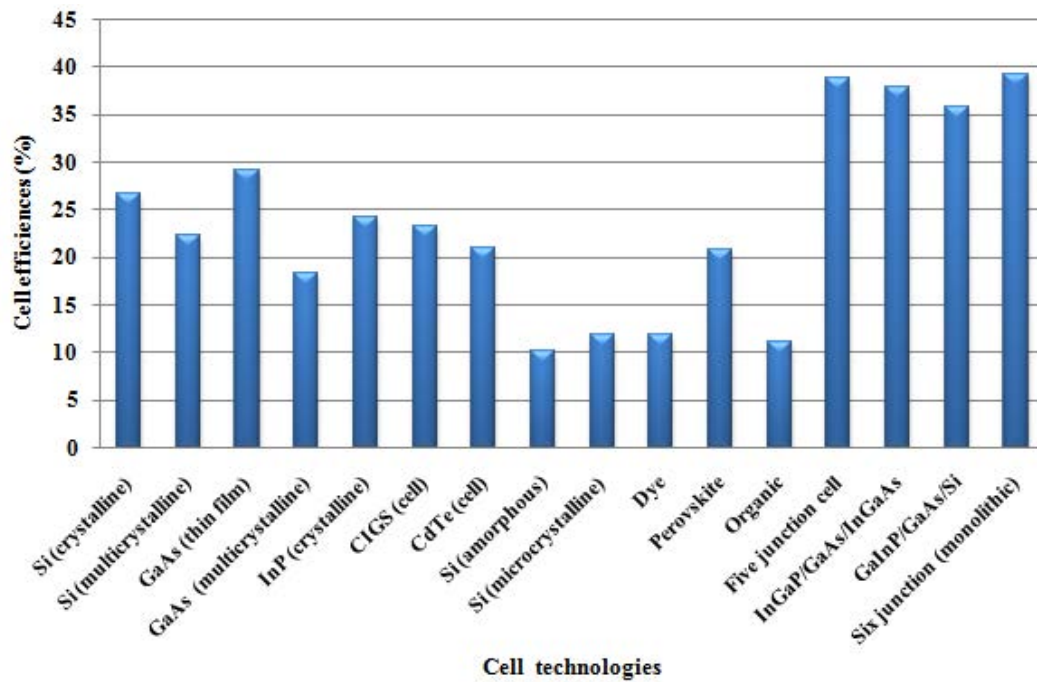


FIGURE 1.1 – l'efficacité des cellules mesurée sous le spectre global AM1.5 à une température de cellule de 25°C. Données obtenues de [4].

1.1 Repères historiques

Le premier système CPV a été conçu en 1976 par le laboratoire National Sandia aux états unis. Le système était composé d'une lentille de Fresnel qui concentre la lumière du soleil sur une cellule en silicium de 5 cm de diamètre montées sur un suiveur solaire à deux axes. Le rapport de concentration était de l'ordre de 40× et la puissance nominale d'environ 1 kW [5]. Ensuite Martin Marietta [6] a développé et installé une version avancée de 350 kW du concentrateur Sandia en 1981 en Arabie Saoudite (figure 1.2). Au début des années 1990, le programme PVCI aux états unis a développé un concentrateur de lentilles à focalisation ponctuelle (focalisation des rayons sur un point) et linéaire (focalisation des rayons sur une ligne). Le résultat a été très prometteur en atteignant une efficacité maximale de 25% [7]. En 1995 à Madrid, un autre programme appelé JOULE a développé le système de concentration EUCLIDES (figure 1.2) dont le prototype atteint une efficacité de 14% [8].

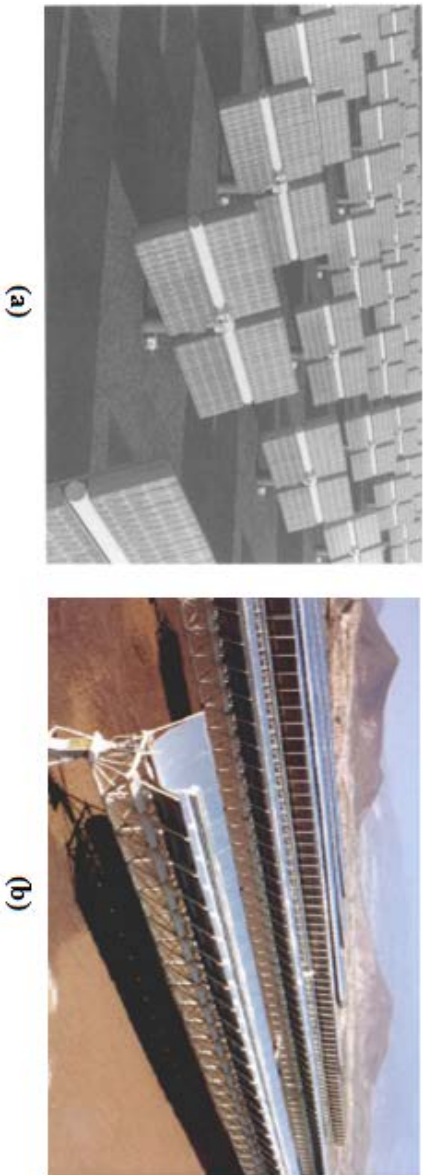


FIGURE 1.2 – (a) Installation CPV Arabie saoudite 1981 [6] et (b) centrale de démonstration d'EUCLIDES à Tenerife (1998).

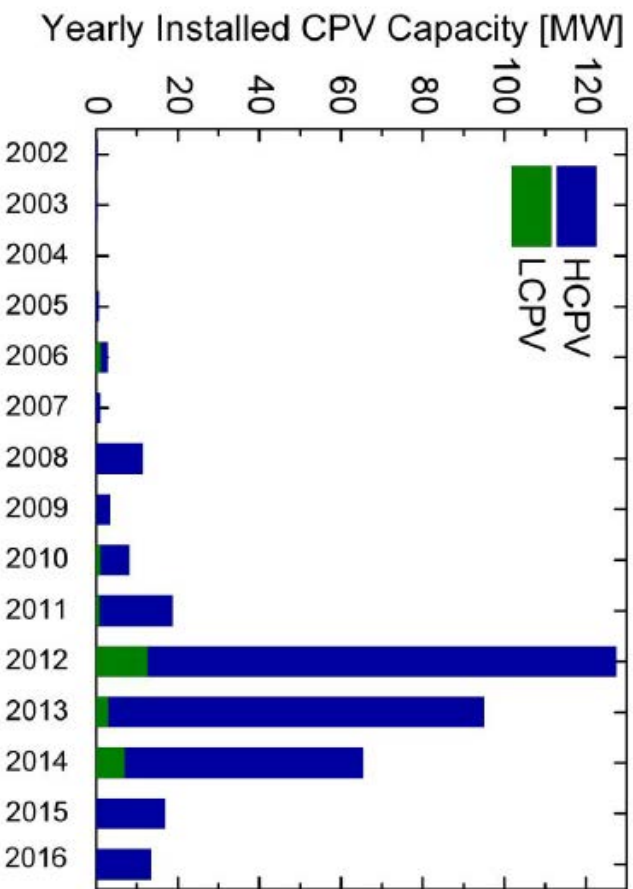


FIGURE 1.3 – Capacité installée annuelle pour le CPV [9].

Au début du 21ème siècle, l'intérêt pour la technologie CPV a pris de l'ampleur avec le développement de cellules solaires multi-jonctions. De nombreuses startups dédiées au CPV ont vu le jour avec une large variété de technologies, de différents niveaux de concentration et d'architectures optiques, conduisant à une augmentation significative de la capacité CPV installée dans le monde. La puissance installée cumulée mondiale atteint 370 MW dont plusieurs sites de plus de 30 MW [9]. 140 MW de cette capacité ont été installés par Suncore, une valeur environ deux fois plus élevée que le deuxième constructeur Soitec (anciennement Concentrix). Le troisième fabricant est Arzon Solar (anciennement Amonix)

avec un total de 40 MW [10]. La majorité de ces compagnies utilisent les systèmes à base de la lentille de Fresnel. La figure 1.3 montre la capacité mondiale du CPV installée au cours des dernières années, obtenue à partir d'un rapport récent du laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) et de l'Institut Fraunhofer pour les systèmes d'énergie solaire. Depuis 2005 l'industrie du CPV a connu des hauts et des bas. Les installations annuelles ont atteint un pic de 120 MW en 2012 pour n'atteindre que 17 MW en 2016 [9]. Cette baisse significative est principalement attribuée à la forte compétition de la technologie PV qui connaissait une réduction importante et continue des prix des modules photovoltaïques. Cependant le CPV conserve le potentiel de proposer des modules photovoltaïques plus efficaces et compétitifs qui atteignent des rendements au-dessus de 40% en utilisant des cellules multi-jonctions.

En ce qui concerne le rendement, la figure 1.4 montre un aperçu sur l'évolution des rendements des cellules, modules et systèmes. Les rendements des modules ont été mesurés à l'extérieur. Aujourd'hui, les rendements les plus élevés sont de 46,0% au niveau de la cellule; 38,9% au niveau du module et 30% au niveau du système [11]. Un potentiel significatif d'efficacité encore plus élevée est prévu dans les années à venir.

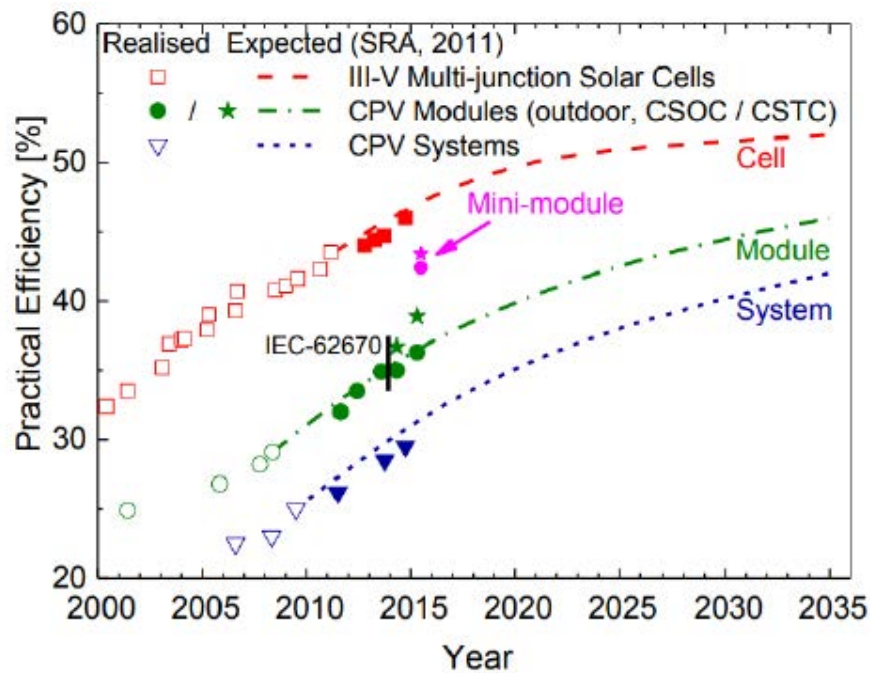


FIGURE 1.4 – Évolution des rendements de cellules, module et systèmes CPV mesurés et prévus en fonction du temps [9].

1.2 Le CPV au Maroc

Le Maroc est parmi les pays qui connaissent une phase de transition énergétique afin de résoudre les problèmes de la sécurité énergétique et de changement climatique. En 2009, le pays a lancé la stratégie nationale de l'énergie, pour les énergies renouvelables et le plan d'efficacité énergétique. Le royaume s'est fixé avec détermination des objectifs ambitieux pour la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique national en 2020 et 2030. Le pays veut atteindre 52% de la puissance électrique installée totale avec des énergies renouvelables d'ici 2030.

Le Maroc offre des conditions très favorables à la mise en œuvre de projets prometteurs dans le domaine de l'énergie solaire. En fait, il bénéficie de l'une des irradiances solaires les plus élevées au monde (figure 1.5) qui occupe la neuvième position à l'échelle mondiale [12].

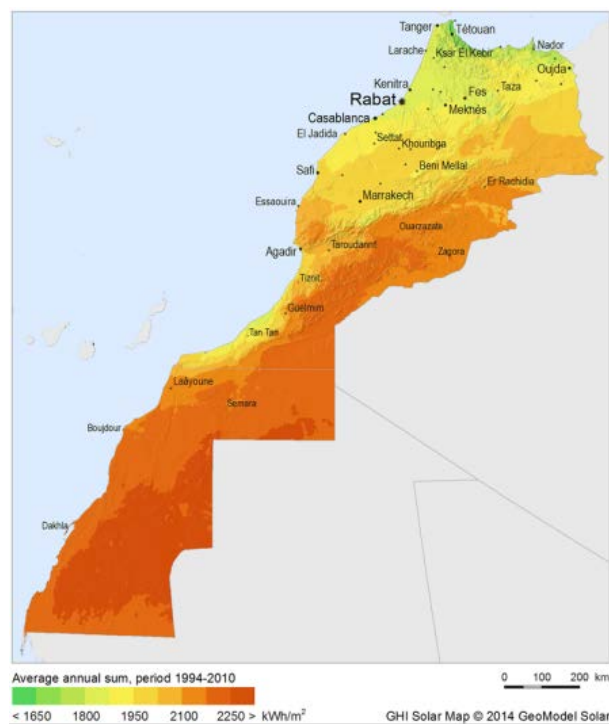


FIGURE 1.5 – Irradiation globale au Maroc [13].

De nombreuses technologies sont utilisées pour exploiter ce rayonnement solaire, notamment les centrales solaires à concentration (CSP), et les centrales à base du photovoltaïque classique. Mais quoique le rayonnement normal direct (DNI) reçu au royaume soit très important, les installations CPV restent limitées par rapport aux autres technologies. Seules des centrales CPV à petite échelle ont été installées dans le pays pour la recherche et la démonstration :

- En 2016, Sumitomo Electric a installé une centrale CPV de 1 MW à Ouarzazate à la station Noor ;
- Une installation d'une puissance de 30 kW et connectée au réseau situé à l'Université Al Akhawayn à Ifrane. Elle était réalisée par la société ISOFOTON dans le cadre du projet européen NACIR ;
- Une installation de 8.16 kW à la plateforme de l'École normale supérieure de l'université Mohammed V à Rabat ;
- Une installation pilote de 120-200 kW qui combine un système à basse concentration ([LCPV](#)) et un autre à haute concentration ([HCPV](#)) au Green Energy Park Benguéir ;
- Une installations de deux systèmes de démonstration de HCPV et LCPV (6 kW et 10 kW) à la Green Platform de l'Agence Marocaine pour l'efficacité énergétique ([AMEE](#)) à Marrakech ;
- Une installation de 833 kW sur une surface de 4.535 m² à Jet Energy International à Skhirat ;
- le prototype Magpower de 5 kW à l'université internationale de Rabat dans le cadre du projet [LOUCOUM](#) financé par l'institut de recherche en énergie solaire et énergies nouvelles ([IRESEN](#)).

L'estimation de potentiel des grandes installations CPV au Maroc et leur compétitivité par rapport aux autres technologies solaires a fait l'objet de diverses études. Parmi lesquelles on trouve une [14] qui s'est intéressée à l'étude des performances énergétiques, économiques et environnementales des centrales HCPV à grande échelle dans les principales zones climatiques marocaines et qui a comparé leur faisabilité aux centrales PV. Les résultats montrent que les installations CPV proposent une technologie prometteuse proposant des modules à forte densité énergétique avec un potentiel plus compétitif que les installations PV dans plusieurs régions, ce qui permet d'encourager la réalisation des grandes centrales CPV au Maroc.

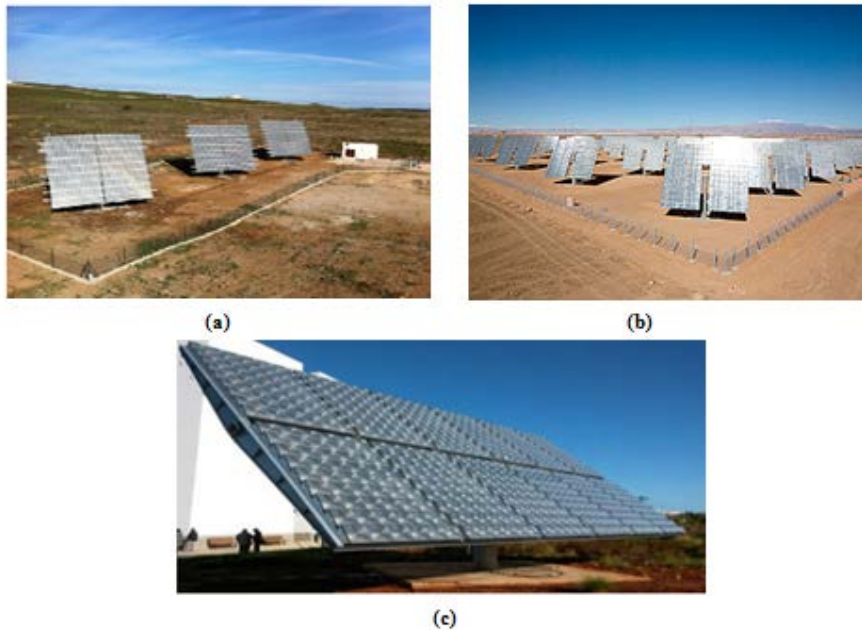


FIGURE 1.6 – Photographies d’installations CPV au Maroc : (a) ISO FOTON Ifrane, (b) Sumitomo ouarzazate et (c) Magpower Rabat.

Dans cette première partie, nous avons présenté une idée sur l’historique du CPV et comment il se positionne dans le contexte des technologies solaire. Maintenant nous allons présenter le fonctionnement de la technologie CPV et ses caractéristiques.

1.3 Le CPV : architecture et fonctionnement

Les conceptions de modules CPV varient considérablement en raison de la disponibilité d’une multitude d’architectures optiques et de cellules solaires. Cependant, la plupart des systèmes se composent principalement de :

- Un récepteur : il est constitué de la cellule photovoltaïque qui est principalement multi-jonction pour le CPV à haute concentration, mais peut être une simple jonction à base de silicium pour le CPV à faible concentration. La plupart des systèmes commerciaux à très hautes concentrations sont aujourd’hui composés de cellules solaires à trois jonctions fabriquées à partir des éléments des colonnes III et V du tableau périodique, mais de nouvelles architectures émergent également. La taille de la cellule varie de plusieurs centaines de microns au centimètre selon le design du module ;

- Le système optique de concentration : des éléments optiques réfléchitifs ou réfractifs qui concentrent le flux solaire sur la cellule. Ces éléments peuvent être un ou plusieurs étages. Les modules les plus répandus se composent de deux étages que l'on nomme optique primaire (POE) pour le premier étage et optique secondaire (SOE) pour le deuxième étage ;
- Le suiveur solaire : structure mécanique mobile qui suit le soleil. Les modules CPV acceptent seulement la composante directe de la lumière solaire donc ils doivent être orientés de manière appropriée pour suivre le soleil.

Afin de comprendre le fonctionnement de ces composants, il est primordial de bien comprendre la ressource solaire.

1.3.1 La ressource solaire

Le rayonnement solaire que reçoit une surface au sol se constitue de deux composantes. La première est l'irradiance directe où les rayons du soleil atteignent le sol sans subir aucune modification. La seconde est l'irradiance diffuse où les rayons du soleil sont diffusés et réfléchis par l'atmosphère dans de multiples directions. Le rayonnement direct noté DNI (pour Direct Normal Irradiance) provient de l'angle solide du disque solaire, de $\pm 0,27^\circ$ (figure 1.7).

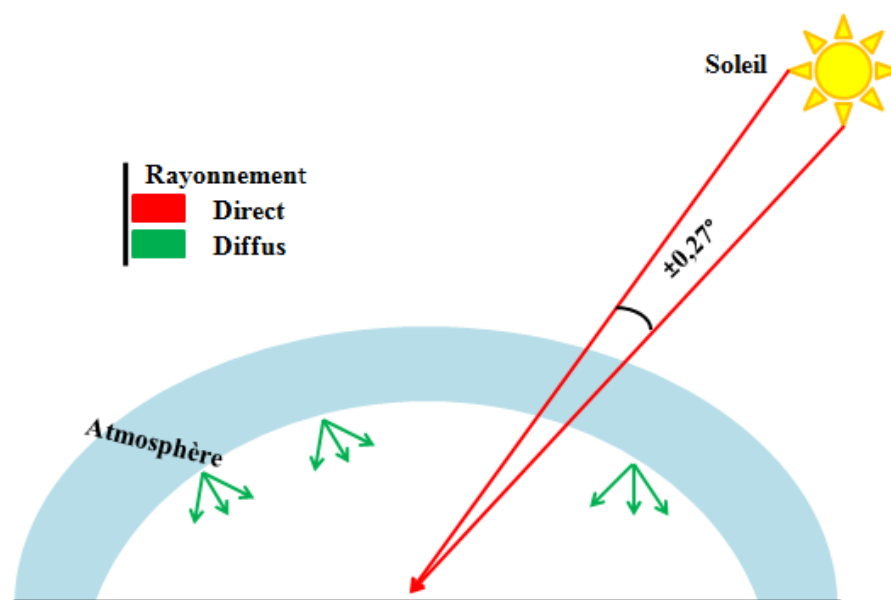


FIGURE 1.7 – Représentation des rayonnements direct et diffus.

Sur terre, l'intensité et la composition spectrale du rayonnement solaire sont modifiées après avoir traversé l'atmosphère, où l'ozone, le dioxyde de carbone, l'humidité, les polluants et la poussière modifient (par absorption, réflexion ou diffraction) certaines composantes du spectre. Pour pouvoir comparer les spectres d'irradiance en tenant compte de tous ces phénomènes, ils sont combinés avec un indice de masse d'air **AM** (pour Air Mass) qui fait référence à la quantité d'air, un rayon de soleil doit traverser avant d'atteindre le sol. Le spectre AM1.5 est défini par l'**ASTM** comme un spectre de référence utilisé dans le domaine de l'énergie solaire. La composante directe du spectre **AM1.5D** est généralement utilisée pour caractériser les systèmes CPV, et pour les systèmes PV, le spectre global de l'**AM1.5G** est utilisé comme spectre standard. La figure 1.8 montre les deux spectres en fonction de la longueur d'onde [15].

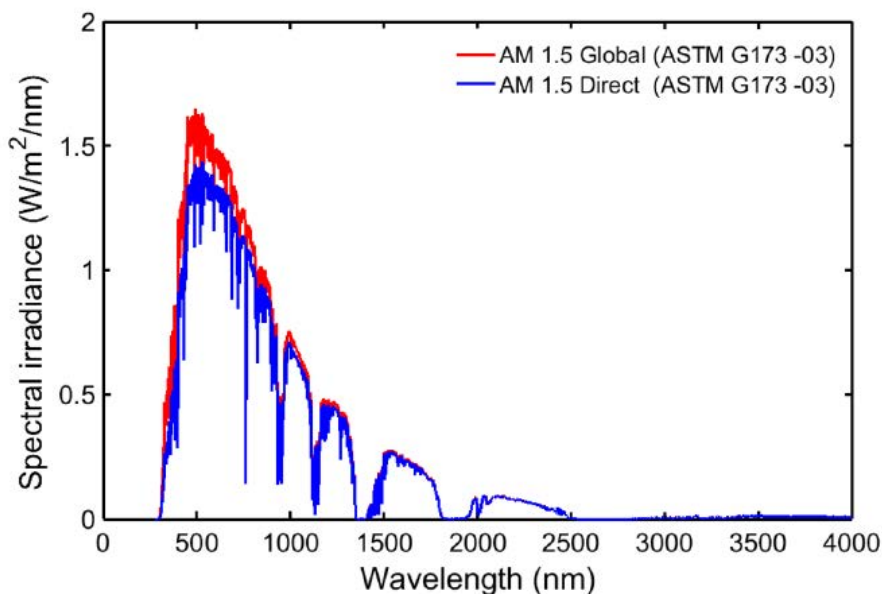


FIGURE 1.8 – Spectres terrestres Direct (*AM1.5D*) et Global (*AM1.5G*) en fonction de la longueur d'onde.

1.3.2 Les cellules solaires multi-jonctions

Une cellule solaire est constituée d'une jonction p-n composée d'un ou plusieurs matériaux semi-conducteurs avec une ou des bandes interdites spécifiques. Le fonctionnement d'une cellule solaire s'assure par trois mécanismes principaux : la génération, la recombinaison et le transport électronique. Les photons dont l'énergie est supérieure à la bande interdite sont absorbés, ce qui entraîne la génération des paires d'électrons-trous. Ces paires ne sont pas permanents et existent seulement pour une durée de temps limitée (temps de vie des porteurs minoritaires). Afin d'éviter ce phénomène de recombinaison, il est nécessaire de séparer durablement les paires électron-trou. Cette séparation se fait par

l'action combinée d'un champ électrique créé par la jonction p-n et par l'application d'une tension aux bornes de cette jonction ayant pour but d'extraire les charges ainsi produites par l'excitation lumineuse [16].

Une cellule solaire simple jonction se comporte comme une diode et elle peut être représentée électriquement comme une source de courant en parallèle avec une diode idéale. La courbe courant tension ou courbe IV caractérisant une cellule solaire typique a la forme illustrée sur la figure 1.9.

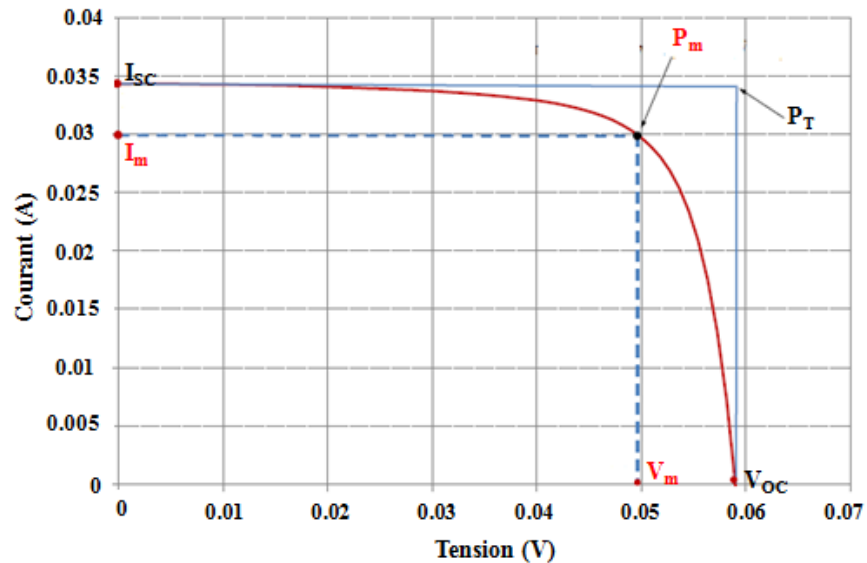


FIGURE 1.9 – Caractéristique électrique IV d'une cellule solaire.

De nombreux paramètres importants de la cellule solaire peuvent être déterminés à partir de cette courbe. On note :

- Le courant de court-circuit I_{SC} qui correspond au courant généré à tension nulle. Il s'agit de l'ampérage maximal généré par une cellule solaire exposée au soleil avec les bornes de sortie court-circuitées ;
- La tension V_{OC} est la tension maximale générée par une cellule solaire exposée au soleil sans charge connectée. Cela se produit lorsqu'il n'y a pas de circulation de courant ;
- La puissance maximale P_m est la puissance produite par la cellule solaire en watts. Il s'agit du produit $I_m V_m$, les valeurs de tension et de courant au point de la puissance maximale ;
- Le facteur de forme ou fill factor (FF), est essentiellement une mesure de la qualité de la cellule solaire qui dépend principalement des résistances parasites du dispositif

telles que les résistances série et de shunt. Il est équivalent au ratio entre la puissance maximale nominale réelle P_m et la puissance maximale théorique (non réellement disponible) P_T , comme illustré à la figure 1.9 ;

- Le rendement de conversion électrique η qui correspond au rapport entre la puissance électrique maximale de sortie P_m et la puissance lumineuse incidente sur la jonction P_{in} . La Puissance P_{in} peut être calculée par le produit de l'irradiance incidente mesurée en W / m^2 avec la surface de la cellule solaire en m^2 .

Toutes ces valeurs sont directement affectées par le matériau de la cellule, sa taille, sa température et aussi de la variation de l'intensité et le spectre de son illumination. Le rendement η dépend fortement de la largeur de la bande interdite du matériau (E_g), car les photons dont l'énergie est inférieure à la bande interdite ($E < E_g$) ne sont pas absorbés. Seul un photon d'énergie supérieure ou égale à E_g sera capable de libérer un électron. Pour une cellule à jonction unique sous un spectre fixe, il existe une largeur (de bande interdite) optimale où l'efficacité atteint un maximum, c'est la limite de Queisser et Shockley. Elle se situe à 29% pour une cellule silicium avec un $E_g=1,1\text{eV}$ sous un spectre solaire d'irradiance 1000 W/m^2 . La limite Shockley-Queisser peut être augmentée efficacement en utilisant des matériaux multi-couches qui ont des bandgaps différents pour absorber différentes parties du spectre solaire. C'est le principe de la cellule multi-jonction. La comparaison d'une cellule solaire silicium simple jonction et d'une cellule à trois jonctions est illustrée sur la figure 1.10. Une cellule multi-jonction consiste en un empilement de plusieurs matériaux d'énergies de gap différentes pour obtenir un dispositif fonctionnel sous différents spectres solaires.

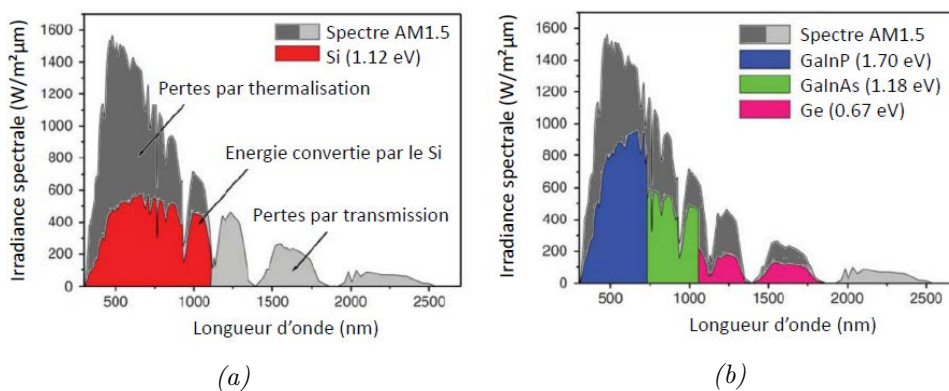


FIGURE 1.10 – Comparaison de la conversion du spectre solaire par une cellule simple jonction Silicium (a), et une cellule multi-jonctions GaInP/GaInAs/Ge (b) [17]

La jonction à largeur de bande interdite la plus élevée est empilée en haut suivi des jonctions à largeur de bande interdite inférieure [18]. La sous-cellule matériau en haut,

absorbe les longueurs d'onde les plus courtes du spectre solaire tandis que les longueurs d'onde les plus longues sont absorbées par les sous-cellules inférieures. Les matériaux à un certains gap restent transparents pour les photons d'énergie en dessous de ce gap et transmettent ces photons aux matériaux à largeur de bande interdite inférieure. En plus d'atténuer les pertes d'absorption et de thermalisation, les cellules multi-jonction promettent également des pertes ohmiques plus faibles en raison de la réduction globale du photocourant par rapport à la cellule solaire à jonction unique. Bien que les cellules à triple et à quadruple jonctions soient déjà entrées sur le marché commercial, l'ajout des jonctions pour améliorer l'efficacité sans augmenter le coût du système est un objectif vers lequel se dirige l'industrie du CPV. Le célèbre bilan du NREL qui regroupe les records successifs d'efficacité atteints par les laboratoires et les industriels depuis 1975 est illustrée sur la figure 1.11 [19]. Il montre les meilleurs rendements de différents matériaux et technologies des cellules solaires. (Multijonctions, Si, ThinFilm, Organic, etc.). Il est clair que les efficacités des cellules multijonctions en violet, augmentent continuellement, alors que les cellules à jonction unique en silicium plafonnent, en bleu. La limite théorique pour une cellule triple-jonction est de 49% sans concentration et 63% sous concentration. Pour une infinité de jonctions les cellules MJ ont une limite théorique de 68% sans concentration et 86% sous concentration [20].

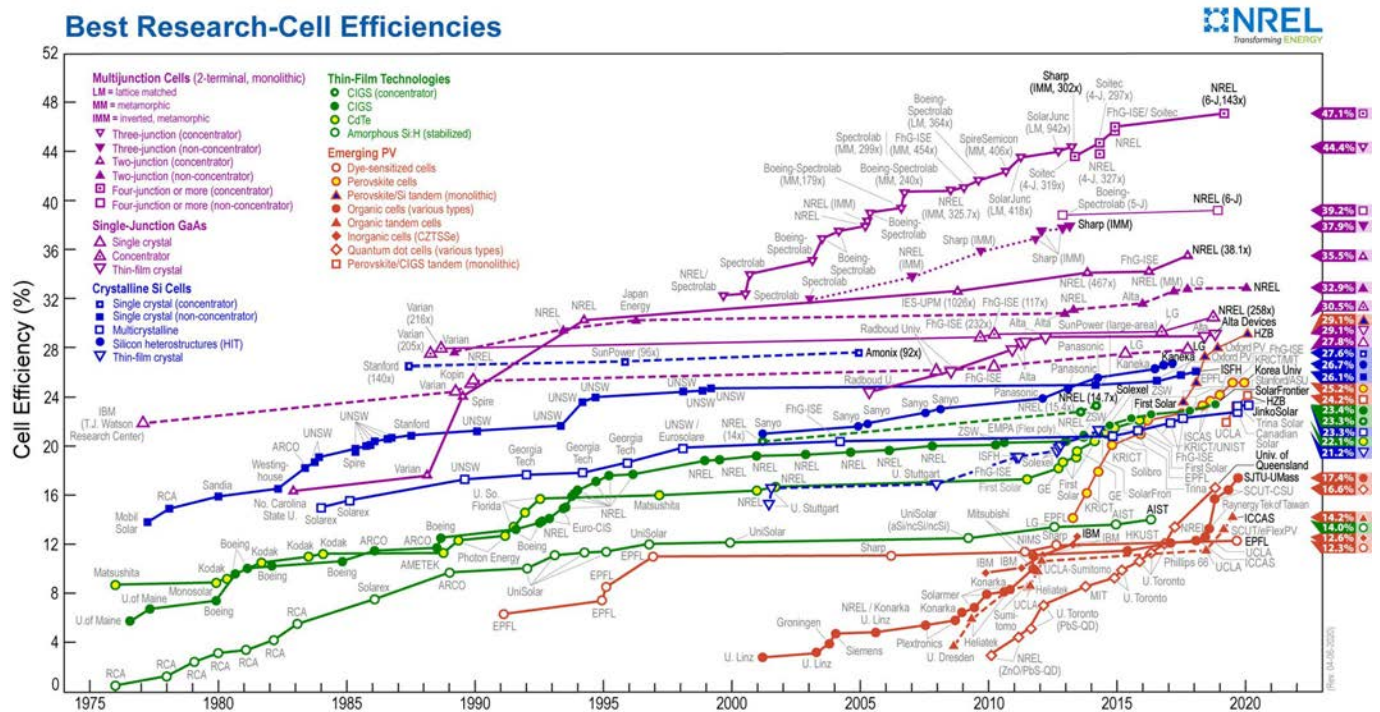


FIGURE 1.11 – Historique des records d'efficacité de différentes cellules PV. [19]
 ©National Renewable Energy Laboratory

1.3.3 L'optique de concentration :

La section précédente a montré comment les cellules multi-jonctions sont des dispositifs très efficaces pour la conversion de l'énergie solaire. Cependant, il existe un inconvénient vital de ce type de technologie cellulaire : leur coût de production, elles sont chères par rapport aux cellules de silicium. De plus, ces cellules ne sont pas réalisables sur des grandes surfaces. De toute évidence, une réduction de la zone cellulaire implique une réduction proportionnelle de la quantité de lumière solaire collectée. Afin de les rendre rentables, le concept du photovoltaïque concentré est utilisé dans lequel un dispositif optique à faible coût est ajouté au-dessus de la cellule afin de concentrer la lumière du soleil sur sa surface. Ce dispositif optique est par conséquent appelé concentrateur. Il existe différents types et classes de concentrateurs solaires ; ils peuvent être divisés en différentes classes en fonction du niveau de concentration, le type d'élément optique utilisé et le nombre d'axes qui caractérisent le système de suivi.

1.3.3.1 les différentes architectures :

1. Taux de Concentration géométrique

Le taux de concentration géométrique (C_g) est défini comme le rapport entre la surface d'entrée de l'optique de concentration, et la surface de la cellule. Outre le C_g , il existe d'autres termes pour désigner la concentration, comme soleil qui se représente par « \times ». Le mot «soleil» est défini comme le rapport de l'intensité lumineuse moyenne sur la cellule solaire (W / m^2) divisé par $1000W / m^2$, qui se réfère au rayonnement de crête standard. Les systèmes CPV sont classés selon le taux de concentration :

- Faible concentration (*LCPV*) : $< 10\times$;
- Moyenne concentration (*MCPV*) : $(10 - 100\times)$;
- Haute concentration (*HCPV*) : $(100 - 2000\times)$.

2. Type de concentrateur :

Les systèmes CPV sont généralement basés sur une conception à un ou deux étages optiques qui concentrent la lumière sur la cellule. Le rôle de l'optique primaire (POE) est de collecter et concentrer la lumière autant que possible. L'optique secondaire (SOE) est utilisée pour une variété d'objectifs : augmenter le niveau de concentration, améliorer l'angle d'acceptance et homogénéiser le flux sur la cellule solaire. Ces notions seront abordées plus en détail par la suite. L'optique primaire peut généralement être soit réfractive ou réfléchive. En cas d'optique réfractive, les lentilles de Fresnel sont généralement choisies, car les lentilles sphériques conventionnelles sont trop épaisses et coûteuses pour être pratiques dans des installations CPV. Pour

l'optique réfléchive, les POEs sont conçues sous forme de miroirs paraboliques. La figure 1.12 montre les deux types de POE dans les cas où aucun SOE n'est inclus dans l'architecture des concentrateurs.

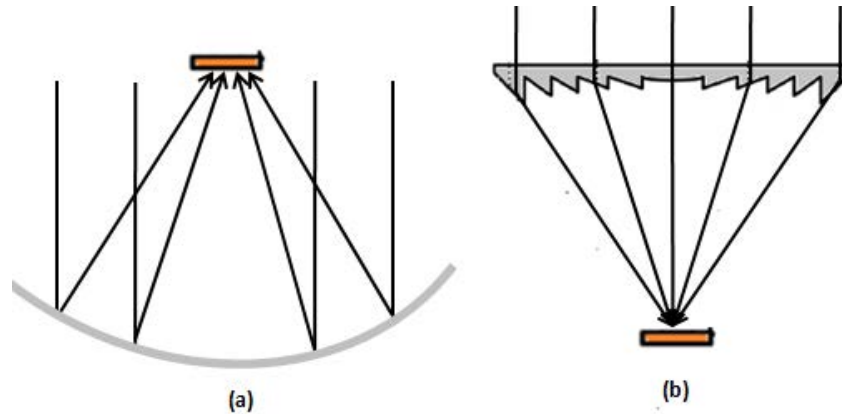


FIGURE 1.12 – Concentrateurs classiques sans SOE : (a) miroir parabolique (b) lentille de Fresnel.

En comparant la lentille de Fresnel avec le miroir parabolique, la lentille de Fresnel présente plusieurs avantages dont :

- Petit volume ;
- Poids réduit ;
- Moins sensible aux erreurs de fabrication ;
- Durée de vie plus longue ;
- Production de masse.

Ces caractéristiques affectant le coût du système rendant les lentilles de Fresnel, préférables en tant que POE. Ainsi, les concentrateurs à base de lentille Fresnel font l'objectif de cette thèse. La lentille de Fresnel ainsi que l'optique secondaire seront présentées en détail dans le prochain chapitre.

3. **Le suiveur solaire :** la concentration des rayons du soleil en mouvement sur les cellules solaires nécessite un système de suivie mécanique. Plus le taux de concentration C_g est grand plus la précision du système de suivi doit être élevée. Ce suivi peut être mono- ou biaxial. Les systèmes à axe simple sont utilisés avec les systèmes CPV qui ne dépassent pas $100\times$. Aussi des installations PV utilisent ce type de suivi pour augmenter le rendement quotidien. Les systèmes biaxiaux classiques sont constitués d'un axe de rotation vertical qui porte un axe de rotation horizontal, tous deux étant motorisés. Ces systèmes sont utilisés pour les systèmes HCPV.

1.3.3.2 les performances d'un module CPV :

Plusieurs figures de mérite des modules CPV permettent d'analyser les performances des optiques de concentration. Dans ce paragraphe, nous allons exposer les trois grandeurs principales qui servent à caractériser des optiques de concentration : l'efficacité optique, l'angle d'acceptance et l'uniformité de la lumière sur la cellule.

1. L'efficacité optique :

L'efficacité optique ou le rendement optique $\eta_{optique}$ est le facteur de mérite roi d'un module CPV en raison de son impact direct sur l'efficacité des modules. Il se définit comme le rapport entre la puissance optique P_{out} obtenue à l'ouverture de sortie du concentrateur et la puissance P_{in} incidente à l'ouverture d'entrée [21].

$$\eta_{optique} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (1.1)$$

L'efficacité optique dépend de la longueur d'onde, elle varie en fonction du spectre incident et de la manière de la transmission du rayon lumineux à travers le système optique.

2. L'angle d'acceptance :

L'angle d'acceptance est défini comme l'angle d'incidence auquel l'efficacité du système se réduit à 90% ou 80% de la valeur maximale [22]. Il détermine la tolérance du système CPV en cas de désalignement de son axe optique par rapport à l'axe du rayonnement solaire incident. On peut présenter la variation de la puissance du module P en fonction du désalignement angulaire (θ) de celui-ci par rapport à l'axe du rayonnement incident. Figure 1.13 montre un exemple de courbe d'un module CPV, où la valeur α correspond à l'angle d'acceptance.

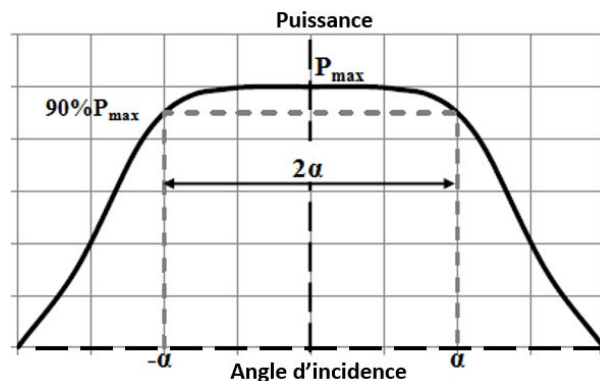


FIGURE 1.13 – Définition de l'angle d'acceptance sur la courbe de la puissance en fonction de l'angle d'incidence des rayons du soleil.

3. L'homogénéité de la lumière :

L'homogénéité de la lumière sur la surface de la cellule est également un facteur clé qui influence l'efficacité globale du système CPV. Chaque système optique d'un module CPV produit une certaine répartition de l'irradiance sur la surface de la cellule. Les non-uniformités dans cette distribution peuvent résulter de plusieurs facteurs, notamment : les aberrations achromatiques, l'asymétrie du système optique ou le surdimensionnement du récepteur.

L'uniformité de l'irradiance est déterminée en termes de variation de la valeur d'une grandeur appelé Peak-to-Average Ratio, soit **PAR**, et se définit par l'irradiance maximale observée divisée par la moyenne d'irradiance pour la surface considérée.

L'uniformité peut être aussi calculée en utilisant la norme nationale américaine ANSI / NAPMIT7.228-1997 [23]. Dans ce cas, la zone d'irradiation est divisée en neuf rectangles de surface égale, et le point central de chaque zone est choisi comme point d'échantillonnage de la valeur d'irradiance. Ces points sont numérotés de A0 à A8, respectivement. Quatre autres points d'échantillonnage sont sélectionnés aux quatre coins de toute la zone d'irradiation et leur nombre est réglé de A9 à A12 (voir figure 1.14). Les valeurs d'irradiance aux points A0 à A12 sont écrites E0 à E12, E_a est la valeur moyenne de E0-E8 et peut être calculée comme suit :

$$E_a = \frac{1}{9} \sum_{i=0}^8 E_i \quad (1.2)$$

U l'uniformité de l'irradiance peut être calculé par :

$$U = \left(1 - \frac{\max |E_i - E_a|}{E_a}\right) 100\% \quad i \in [0, 12] \quad (1.3)$$

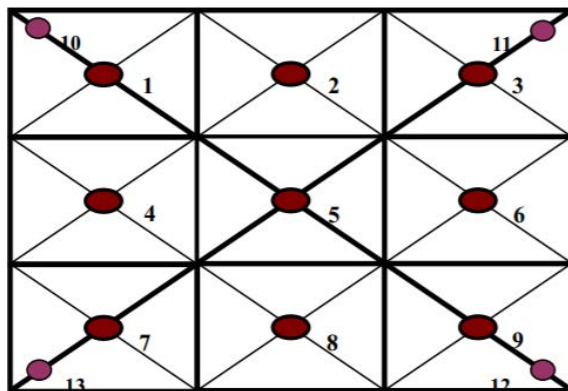


FIGURE 1.14 – Points de mesure de l'irradiance, selon la norme ANSI / NAPM IT7.228-1997.

La cellule peut subir une perte d'efficacité non négligeable en raison d'une irradiance non uniforme [24]. La non-uniformité spatiale et spectrale de l'irradiance sur la cellule réduit le facteur de forme (FF) de la courbe I-V et par conséquent l'efficacité des cellules, en raison de pertes de résistance élevées.

1.3.3.3 les sources de pertes optiques :

Dans un module CPV, les optiques de concentration introduisent différentes sources de pertes de puissance non-négligeables qui compromettent l'efficacité optique maximale du concentrateur. On peut classer ces types de pertes en deux : ceux qui dépendent des propriétés du matériau optique et ceux qui dépendent des surfaces optiques [25]. La Figure 1.15 représente l'ensemble des pertes qu'on va présenter dans cette section.

1. Pertes causées par les propriétés des matériaux optiques :

- **Réflexion de Fresnel :**

Lorsque la lumière traverse une optique réfractive une partie est réfléchi vers l'environnement extérieur. Cette composante réfléchi est appelée réflexion de Fresnel. Entre deux milieux avec des indices de réfraction différents la fraction de la puissance réfléchi se calcule par la formule de l'équation 1.4 où (n_i) et (n_t) correspondent aux indices de réfraction des milieux incident et transmis [25] :

$$R_f = \left[\frac{n_i \cos(\theta_i) - n_t \cos(\theta_t)}{n_i \cos(\theta_i) + n_t \cos(\theta_t)} \right]^2 \quad (1.4)$$

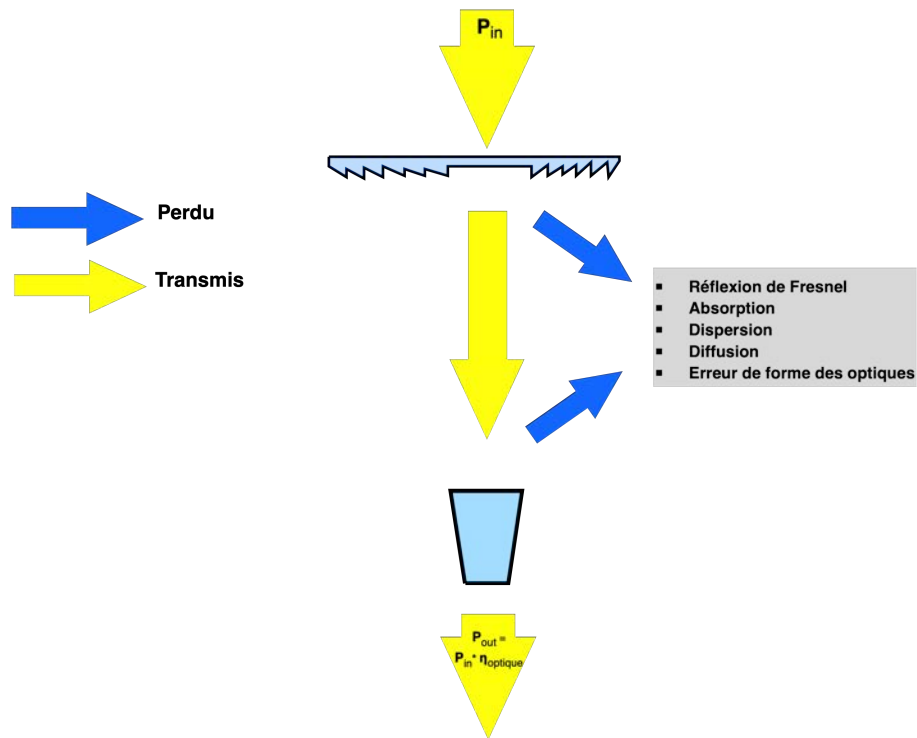


FIGURE 1.15 – Schéma des pertes optiques dans un concentrateur à base de la lentille de Fresnel.

À incidence normale l'équation devient :

$$R_f = \left[\frac{n_i - n_t}{n_i + n_t} \right]^2 \quad (1.5)$$

À incidence normale, lorsque la transition se fait de l'air vers un milieu qui a un indice de réfraction supérieur à 1, les pertes de surface de Fresnel sont d'environ 4 à 5%, selon le matériau. Il est possible de les minimiser en appliquant un revêtement de l'optique primaire par l'ajout d'une couche antireflet (ARC pour Anti-Reflective Coating).

- **Absorption :**

L'absorption de la lumière à l'intérieur d'un matériau peut être facilement calculée grâce à la loi de Beer-Lambert. La puissance P_{out} d'un rayon qui a une puissance P_{in} et qui a parcouru une distance L en mm à travers le milieu est donnée par :

$$P_{out} = P_{in} e^{-\alpha_{abs} L} \quad (1.6)$$

α_{abs} est le coefficient d'absorption, il dépend de la longueur d'onde λ . En conséquence, certains matériaux absorberont plus de puissance dans une bande par-

ticulière du spectre que d'autres matériaux. Ce coefficient est donné par les fabricants.

2. Pertes causées par la forme et la qualité de fabrication :

La qualité de fabrication et la forme d'un élément optique ont une grande influence sur l'efficacité optique des concentrateurs. Les principaux types de pertes liées aux propriétés de surface optique sont :

- **Diffusion :**

Les pertes par diffusion de surface sont généralement associées aux imperfections et à la rugosité de surface du matériau. Les optiques fabriquées ne sont pas parfaitement lisses. Les rugosités de surfaces sont naturellement créées par les procédés de fabrication et génèrent de la diffusion. Le même modèle de rugosité provoque des écarts de rayons plus importants dans les miroirs et les surfaces à réflexion totale interne (TIR) que dans les surfaces réfractives, en raison de la nature de la réflexion.

La perte de puissance réelle à cause de la diffusion dépend du modèle de rugosité et de la capacité de l'optique à collecter une partie de la lumière diffusée. La rugosité maximale autorisée dans l'optique des modules CPV n'est pas encore déterminée et elle dépend de l'architecture de chaque système [25]. Aucune publication de la littérature ne quantifie ces pertes en pourcentage du flux, mais elles sont prises en compte dans les mesures de rendement optique [26].

- **Pertes géométriques :**

Il existe plusieurs sources de pertes géométriques qui influencent le rendement du module CPV. Dans le premier cas, les pertes géométriques concernent des contraintes ou des erreurs de fabrication de la forme des optiques. Ces erreurs de géométrie dévient les rayons de leur trajectoire idéale. Lorsque l'amplitude des déformations est trop grande, les rayons sont déviés à côté de la cellule. Dans d'autres cas, les pertes géométriques font référence à un mauvais alignement entre les éléments optiques, ce qui induit des pertes en angle d'acceptance et des pertes de flux [27]. Les rotations des parties optiques les unes par rapport aux autres ou de la cellule par rapport au SOE peuvent également provoquer des baisses d'efficacité importantes.

1.4 Présentation de travail de la thèse :

1.4.1 Projet LOUCOUM

Notre travail de recherche entre dans le cadre du projet LOUCOUM, un projet financé par l'Institut de Recherches en Energies Solaires et Energies Nouvelles (IRESEN) et concerne le développement d'un panneau solaire photovoltaïque à concentration à bas coût adapté au marché marocain d'une puissance de 5 kWc.

Ce projet regroupe des partenaires académiques : l'université Sidi Mohamed ben Abdellah, l'Université internationale de Rabat et Georgia Tech-Lorraine ainsi que des industriels : delta holding, MagPower et AIC. Le projet comprend trois volets :

- Partie optique pour la conception d'une solution optimale à haute concentration ;
- Partie électrique et logiciel pour développer et fabriquer une solution de suivi de soleil
- Partie mécanique pour fabriquer des structures à faible coût (colonne et corps central) pour supporter les panneaux CPV.

Notre tâche est de concevoir, caractériser et qualifier la solution optique du module.

1.4.2 Objectifs

Les objectifs de ce travail de thèse résident dans la conception, le prototypage et la caractérisation d'un système optique de concentration , capable de concentrer le maximum possible de rayonnement sur le récepteur (la cellule photovoltaïque) tout en préservant un bon compromis entre les performances du système : le taux de concentration , l'angle d'acceptance, l'uniformité de flux et l'efficacité du module. En termes de performances, les objectifs ciblés pour ce module sont : un taux de concentration supérieur à $800\times$, un rendement supérieure à 25 % et un angle d'acceptance large afin d'utiliser un suiveur à faible coût pour diminuer le coût du système. Pour résumer, la thèse présentée dans les chapitres suivants a comme objectifs :

- Etude bibliographique approfondie sur les systèmes de concentration à base de la lentille de Fresnel et sur l'optique secondaire ;
- Design, optimisation et simulation de différents éléments de l'étage secondaire ;
- Réduction d'échelle du système et fabrication des mini-prototypes ;
- Description des méthodes de caractérisation optique et électrique des systèmes CPV ;

- Caractérisation et mesures expérimentales des systèmes de concentration sous conditions contrôlées et face au soleil ;
- Choix de l'élément de l'optique secondaire le plus performant.

1.4.3 Structure de travail de la thèse

Cette thèse se compose de cinq chapitres. Le premier, que vous avez presque terminé, présente l'historique ainsi que les concepts fondamentaux du CPV afin d'améliorer la compréhension de l'exposé qui suit.

Le deuxième chapitre présente un état de l'art détaillé des systèmes à base de lentilles de Fresnel avec et sans l'élément d'optique secondaire. Nous nous intéresserons, à présenter les différents SOEs qui existent dans la littérature avec l'état actuel de leurs performances. Le chapitre se termine par une description des technologies et matériaux employés dans la fabrication des éléments optiques composant le module CPV.

Le chapitre 3 est consacré à la modélisation et le design du concentrateur en utilisant un logiciel commercial de traçage des rayons (TracePro). Les performances optiques pour quatre différents designs de SOEs sont discutées. Une méthodologie sera appliquée pour se diriger vers une fabrication des prototypes : une étude paramétrique de deux lentilles du diamètre de 75 et 100 en utilisant la même pyramide étudiée précédemment a été faite. Pour chaque diamètre, la distance focale est modifiée pour analyser l'impact de la variation du nombre d'ouverture de la lentille $f_{\#}$ sur les performances optiques. Trois conceptions ont été choisies pour les tests expérimentaux.

Les principaux résultats expérimentaux de la thèse seront résumés dans le chapitre 4. Les mini-prototypes d'étude réalisée dans le chapitre 3 seront caractérisés en décrivant les méthodes et les procédures de mesures. Ces procédures sont applicables en général à tout concentrateur basé sur une lentille de Fresnel et comprennent trois principaux types de mesures expérimentales : l'efficacité optique, l'angle d'acceptation et le rendement du module. Une comparaison entre les résultats de simulation, des mesures sous conditions contrôlées et des mesures en extérieur face au soleil est réalisée pour choisir le meilleur prototype.

Finalement, nous terminons par une conclusion qui sera consacrée au bilan général du travail ainsi que les perspectives d'amélioration et d'évolution.

Les systèmes CPV à base de la lentille de Fresnel

Contents

2.1	La lentille de Fresnel :	24
2.1.1	Description	24
2.1.2	Utilisation dans le CPV :	25
2.2	L'optique Secondaire (SOE) :	26
2.2.1	Le Concentrateur Parabolique Composé (CPC) et ses dérivés	27
2.2.2	Le concentrateur à réflexion totale interne (DTIRC)	33
2.2.3	Les concentrateurs à côtés droits : le Cône et la pyramide	35
2.2.4	Le dôme	38
2.3	État de l'art des CPV à base de la lentille de Fresnel	40
2.3.1	La lentille de Fresnel comme concentrateur à un seul étage :	41
2.3.2	Concentrateur à deux étages à base de la lentille de Fresnel :	44
2.3.3	Les modules CPV industrialisés :	50
2.4	Fabrication des optiques de concentration :	51
2.4.1	Matériaux pour les optiques de concentration :	51
2.4.2	Les différentes technologies de fabrication	53
2.5	Conclusion	55

2.1 La lentille de Fresnel :

2.1.1 Description

L'idée de base de la lentille de Fresnel (FL) est de fabriquer une lentille plus mince à partir d'une lentille plan-convexe . Considérons une lentille plan-convexe découpée de sections annulaires concentriques. La lentille de Fresnel est obtenue en minimisant chaque section de sorte que la courbure est conservée et l'épaisseur est réduite. Cette réduction de matériau diminue le volume et le poids de la lentille. La figure 2.1 montre la différence entre une lentille conventionnelle et une lentille de Fresnel.

Une lentille de Fresnel consiste essentiellement en une chaîne de prismes qui peut focaliser la lumière en un point en utilisant la réfraction. Chaque prisme peut être conçu indépendamment des prismes voisins et sa conception dans une lentille de Fresnel joue un rôle important dans la détermination des performances de la lentille. Les paramètres des lentilles de Fresnel peuvent être spécifiés en termes de nombre d'ouverture ($f_{\#}$) ou de distance focale (f). Le $f_{\#}$ est le rapport entre la distance focale et le diamètre D de la lentille. $f_{\#}$ ne doit pas être trop court. Comme limite, il ne doit pas être inférieur à 0,5, sinon une partie de la lumière sera réfléchiée par la réflexion totale interne (TIR) provoquant une perte d'efficacité optique intolérable [28].

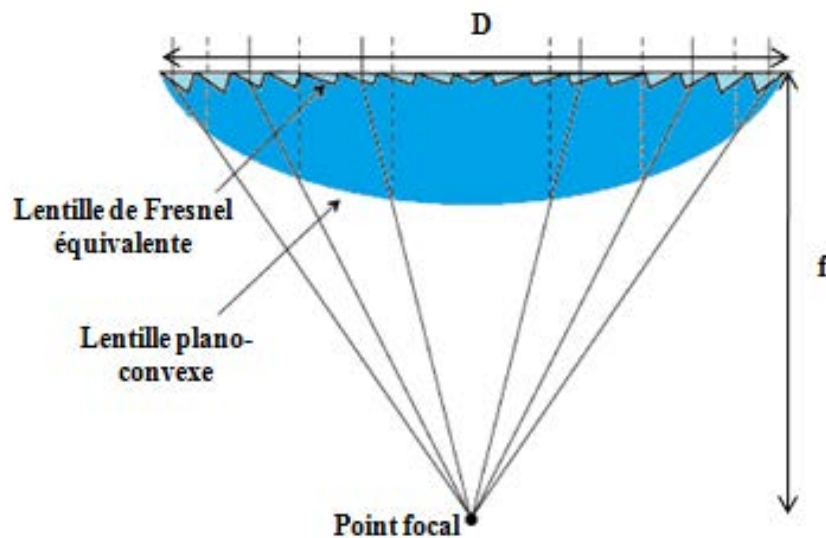


FIGURE 2.1 – Schéma de conception d'une lentille de Fresnel.

2.1.2 Utilisation dans le CPV :

Depuis sa création, la lentille de Fresnel a été adaptée avec succès à une large gamme d'applications y compris la concentration du rayonnement solaire. Son petit volume, sa légèreté et son faible coût en ont fait le meilleur choix pour une utilisation dans le photovoltaïque à concentration [29]. La simplicité de sa conception lui permet d'être fabriquée en utilisant une variété de matériaux et de procédés (ils seront présentés en détail dans la section 2.4), ce qui présente de nombreux avantages commerciaux. Ce concentrateur à un seul étage est toujours utilisé par de nombreux fabricants dans le monde : Stace, MagPower, Sumitomo ou bien Suncore.

La grande majorité des systèmes CPV utilisant des lentilles de Fresnel sont construits de plusieurs lentilles de 4 cm^2 [30] à 1000 cm^2 [25] dans une enceinte, avec une cellule par système optique. Bien que les lentilles elles-mêmes puissent être fabriquées dans de grandes géométries, leur taille est choisie en tenant compte de la concentration cible, de la taille de la cellule et de ses exigences de gestion thermique et de la profondeur maximale raisonnable de l'enceinte.

Dans le cas d'un système utilisant une lentille de Fresnel toute seule, le récepteur ne reçoit pas toute la lumière que la lentille capte essentiellement pour trois raisons principales :

- l'aberration chromatique : comme toutes optiques réfractives la lentille de Fresnel provoque des aberrations chromatiques qui impliquent que les différentes longueurs d'onde ne sont pas focalisées dans le même plan. Chaque longueur d'onde converge vers un point focal différent, ce qui entraîne une augmentation de la taille du spot lumineux, et une inhomogénéité spectrale du spot [31].
- La taille angulaire du soleil : les rayons solaires arrivent au sol avec une ouverture angulaire de $0,265^\circ$. De ce fait le spot lumineux au point focal n'est pas ponctuel.
- la forme des dents de la lentille : les facettes sont conçues pour être plates pour faciliter la fabrication ce qui limite la concentration atteignable par une lentille de Fresnel [28].

Ces trois phénomènes limitent fortement la concentration maximale atteignable. Bien qu'en théorie la lentille de Fresnel atteigne un taux de concentration de $1000\times$ [32], la concentration maximale atteignable par un concentrateur réel est limitée à $226\times$ pour la taille angulaire réelle du soleil [28]. Une autre conséquence est que la distribution d'irradiance à la sortie de l'optique, c'est-à-dire au-dessus de la cellule, n'est pas uniforme.

Ce manque d'uniformité de l'irradiance diminue l'efficacité de la cellule. L'un des moyens pour surmonter ces problèmes est l'utilisation d'éléments optiques secondaires. En plaçant cette deuxième optique aux abords de la focale de l'optique primaire, on peut augmenter le taux de concentration, l'angle d'acceptance et l'homogénéité de la distribution du flux.

2.2 L'optique Secondaire (SOE) :

L'introduction d'un élément d'optique secondaire SOE avec une lentille de Fresnel dans une unité CPV aide à :

- Augmenter le taux de concentration. Le taux de concentration à la sortie des SOEs a des valeurs moyennes généralement comprises entre 300 et $1100\times$ [11] ;
- Élargir l'angle d'acceptance, pour un rapport de concentration fixe. Un large angle d'acceptance peut augmenter les tolérances de fabrication des composants, d'assemblage des modules, et du système de suivi solaire, ce qui réduit à son tour le coût de production d'électricité.
- Homogénéiser la distribution spatiale et spectrale de flux sur la cellule en lissant les pics d'irradiance ce qui permet de réduire les pertes électriques.

Cependant, l'ajout de cette optique secondaire présente une nouvelle source de pertes (réflexion, absorption...), ainsi qu'un nouvel élément à intégrer au module (l'efficacité globale dépend fortement de la position du pair SOE-cellule par rapport au primaire). Par conséquent, le design et le matériau du SOE doivent être soigneusement choisis et la distance primaire-secondaire doit être bien ajustée.

Les SOEs utilisées dans les systèmes CPV peuvent être classées en deux grands groupes en fonction des propriétés des matériaux utilisés dans leur fabrication. On peut les diviser en optique réfléchive et optique réfractive. Les SOEs réfléchives ont l'avantage d'être facilement fabriquées par pliage ou emboutissage profond de tôles métalliques, mais elles ne sont pas 100% réfléchives et elles ont un angle d'acceptance étroit. Les SOEs réfractives sont constituées de matériaux hautement transparents et utilisent la réflexion totale interne et la réfraction de la lumière pour rediriger les rayons vers la cellule. Elles sont largement utilisées dans les modules CPV en raison de l'avantage de protéger la cellule (elles encapsulent la cellule) et accorder des angles d'acceptance plus larges. Ces concentrateurs peuvent avoir plusieurs formes, mais les trois familles des SOEs les plus connues sont : les concentrateurs à côté plats (cônes), les concentrateurs paraboliques composés CPC et les concentrateurs en forme de dôme [33]. On va les présenter en détails dans les sections suivantes.

L'optique secondaire peut être classée également comme imageante et non-imageante, où la première décrit une optique qui réfracte la lumière d'un objet de manière à maintenir l'image, mais à produire une forme plus petite au niveau du plan focal [29]. L'optique non-imageante ou anidolique, par définition, n'est pas conçue pour imager la source de lumière, mais plutôt pour transférer l'énergie lumineuse entre une source de lumière et une cible avec la plus grande efficacité possible. la figure 2.2 montre la différence entre les deux optiques.

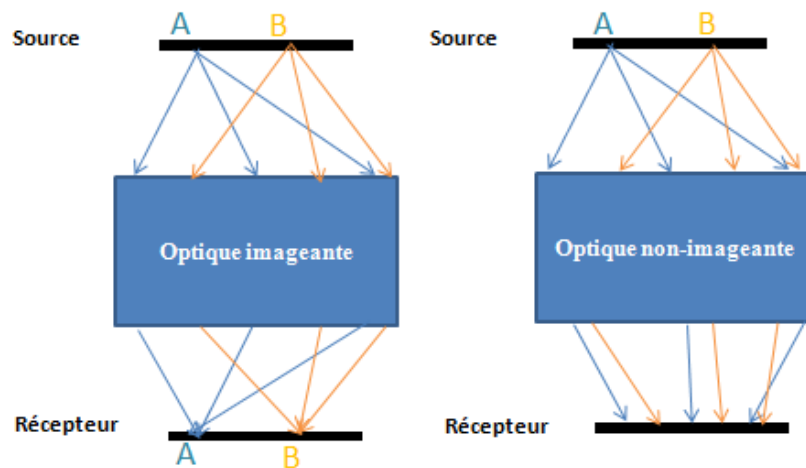


FIGURE 2.2 – Différence entre un système optique imageant et non imageant.

Les systèmes non-imageants sont bien adaptés aux applications CPV car ils sont généralement simples, comportent moins de surfaces que les systèmes imageants et sont plus tolérants aux erreurs de fabrication.

2.2.1 Le Concentrateur Parabolique Composé (CPC) et ses dérivés

Le concentrateur parabolique composé (CPC) est l'un des systèmes CPV les plus étudiés, étant défini comme l'un des premiers dispositifs résultant de l'application pratique de l'optique non imageante [34]. La première description du CPC a été introduite par Hinterberger et Winston [35] et sa géométrie en 2D a été spécifiée par Winston [36]. Des descriptions supplémentaires ont été publiées plus tard par Winston et Hinterberger [37] et Rabl et Winston [38]. La géométrie d'un CPC bidimensionnel est illustrée dans la figure 2.3. Il est composé de deux arcs de paraboles symétriques, n'appartenant pas à la même parabole. Chacune des paraboles passe par le foyer de l'autre. Le segment AB joignant les foyers des deux paraboles est l'ouverture de sortie. La perpendiculaire issue du milieu de AB est l'axe de symétrie du système. Les paraboles sont coupées à une hauteur telle

que leurs tangentes soient parallèles à l'axe de symétrie. Le segment CD joignant ces deux points est l'ouverture d'entrée du CPC. AD et CB sont parallèles aux axes de symétries des deux paraboles, et forment avec l'axe du CPC un angle θ_c appelé angle d'acceptance. Le profil latéral est déterminé en imposant la conservation de la longueur du chemin optique de telle sorte que le faisceau extrême de rayons parallèles entrant atteigne la sortie à sa frange opposée. cette condition garantit que le CPC concentre tous les rayons lumineux entrant avec un angle plus étroit que θ_c .

Un CPC est défini par ses paramètres géométriques : les rayons de sortie et d'entrée r_{cpc} et R_{cpc} respectivement, l'angle θ_c , la longueur L_{cpc} et la distance focale F_{cpc} . Tous ces paramètres sont dépendants et liés par les équations suivantes [39] :

$$R_{cpc} = \frac{r_{cpc}}{\sin \theta_c} \quad (2.1)$$

$$F_{cpc} = r_{cpc} (1 + \sin \theta_c) \quad (2.2)$$

$$L_{cpc} = \frac{R_{cpc} + r_{cpc}}{\tan \theta_c} \quad (2.3)$$

Les CPC peuvent être à la fois en configuration bidimensionnelle et tridimensionnelle. Un CPC 3D peut être réalisé par l'intersection de deux ou plusieurs profils CPC 2D. Les ouvertures d'entrée et de sortie formant ainsi des polygones réguliers [40] (figure 2.4). Le CPC avec quatre surfaces paraboliques et des ouvertures carrées est appelé CPC à section rectangulaire (CCPC) ou CPC orthogonal. Il est conçu par l'intersection perpendiculaire de deux CPC 2D. Celui à section circulaire est le CPC rond, il est obtenu en faisant tourner le CPC 2D autour de son axe.

Lorsque le CPC tridimensionnel est construit, les rayons obliques rendent le concentrateur non idéal. Cependant, Winston et Welford [41] ont prouvé que les rayons obliques entrant dans un CPC tridimensionnel atteindront la sortie s'ils sont bien à l'intérieur de l'angle d'acceptance, et ils seront rejetés s'ils sont bien en dehors de celui-ci. Cette propriété est utilisée pour concevoir un CPC comme étage secondaire de la lentille de Fresnel en considérant simplement un angle θ_c légèrement plus large (d'un angle γ) que le cône de lumière produit par la lentille, $\theta_{lentille}$.

$$\theta_c = \theta_{lentille} + \gamma \quad (2.4)$$

Conformément à la structure CPC, il peut être conçu creux avec un matériau réfléchissant ou rempli avec un diélectrique. Étant donné que le CPC exige que la plupart des rayons soient réfléchis, un CPC réfléchissant impliquera beaucoup de pertes, donc la configuration la plus courante est le CPC diélectrique où les rayons sont totalement réfléchis en interne sur les parois latérales [28].

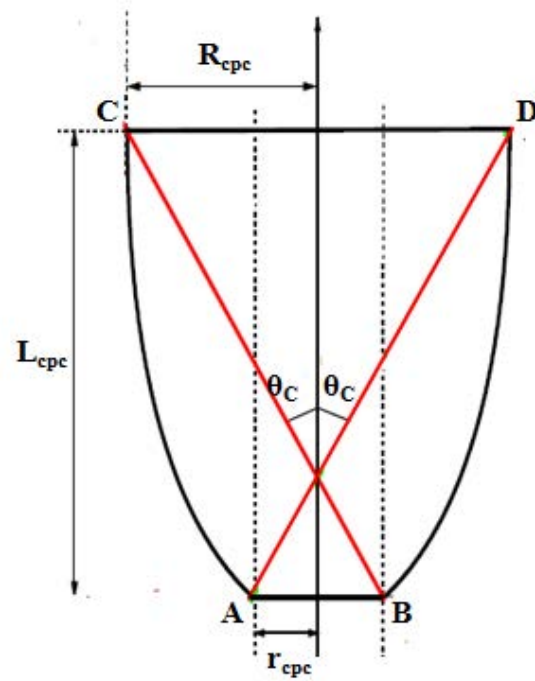
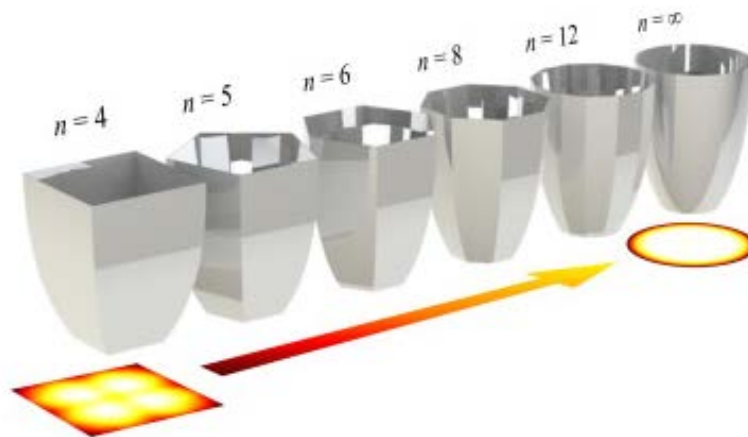


FIGURE 2.3 – Profil 2D d'un CPC.

FIGURE 2.4 – Concentrateur parabolique composé avec plusieurs facettes, n est le nombre de facettes [40].

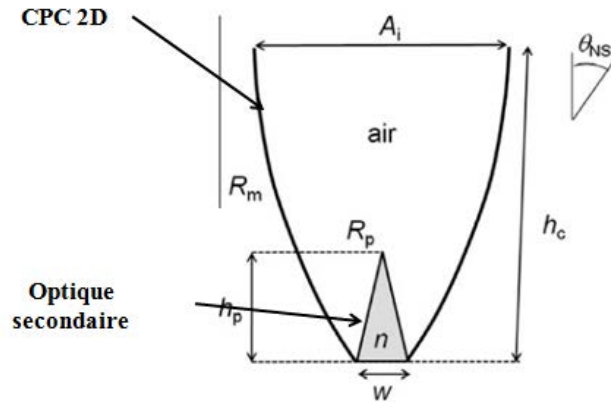


FIGURE 2.5 – CPC couplé au prisme comme concentrateur secondaire [42].

Le CPC avec toutes ses formes a été largement appliqué dans le photovoltaïque à concentration. Grasso et al. [42] ont proposé un CPC creux intégré avec un prisme pour l'application dans le PV. Comme le montre la figure 2.5, le CPC est réfléchissant en tant que concentrateur primaire et le prisme est diélectrique avec un indice de réfraction élevé. La cellule PV est fixée sur la base du CPC. Selon le traçage des rayons et le test du prototype, le rapport de concentration géométrique de celui-ci était de $5\times$ et l'efficacité optique atteignait 81%. Un autre exemple est l'incorporation de CPC et de lentille de Fresnel. Chen [43, 44] a breveté un système à haute concentration, qui consiste en trois ou quatre concentrations optiques comme le montre la Figure 2.6. Une ou deux couches de lentille de Fresnel sont situées au-dessus d'un CPC creux, et un troisième ou quatrième concentrateur qui est une lentille en verre avec revêtement réfléchissant est ensuite fixée avec une cellule PV. Par conséquent, l'ensemble du système peut augmenter l'intensité solaire de 300 à $1000\times$ sur une distance de six pouces.

Comme le CPC 2D, le CPC 3D peut également être combiné avec des lentilles pour améliorer sa concentration. Andreev et al. [45] ont proposé un CPC 3D réfléchissant avec une lentille convexe comme concentrateur secondaire pour la production d'électricité (figure 2.7). La lentille convexe sur la base du CPC pourrait augmenter le rapport de concentration du CPC de $21\times$ à $30\times$. L'efficacité optique de l'ensemble du système pourrait atteindre 90%. Sellami et Mallick [47] ont comparé l'efficacité optique et la distribution de flux entre le CCPC 3D et le CPC rond 3D pour étudier leur potentiel. Ils ont trouvé que le CCPC s'est avéré être un concentrateur idéal avec un rapport de concentration $3,6\times$ et un angle d'acceptance 30° et qu'il surpasse le CPC rond en tant que concentrateur solaire statique. Aussi, comme au CPC rond, l'efficacité optique maximale du CCPC a atteint 95%, mais le CCPC avec l'ouverture carrée d'entrée et de sortie pourrait réduire davantage les pertes [48] au niveau des cellules utilisées. Ils ont également fabriqué un

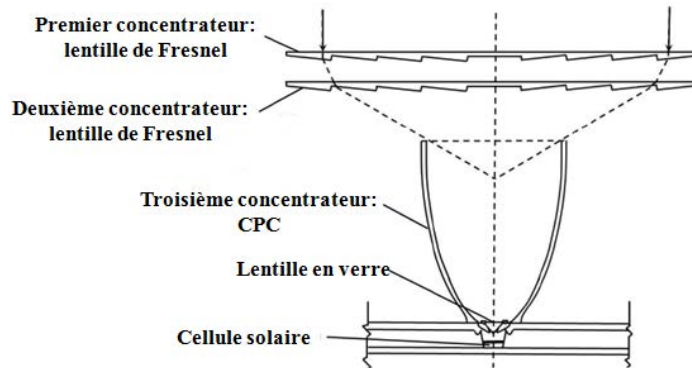


FIGURE 2.6 – Coupe transversale d'un système à haute concentration [46].

prototype d'essai de CCPC, les résultats de la simulation et de l'expérience ont montré que le CCPC, comme le CPC, n'a pas une bonne répartition de flux à l'ouverture de sortie. Certains des points chauds peuvent atteindre 50 fois l'énergie des rayons incidents, ce qui réduit l'efficacité des cellules solaires. Baig et al [49] ont testé les performances optiques d'un CCPC réfractif rempli du polyuréthane transparent sur des cellules solaires de $1\text{ cm} \times 1\text{ cm}$. Ils ont trouvé que l'efficacité optique maximale atteignait 73,4% et le rapport de puissance maximal était de 2,67. Ils ont constaté aussi que la distribution du flux n'est pas uniforme ce qui entraîne une diminution de la puissance de sortie des cellules solaires. Le CCPC a été également intégré avec un concentrateur parabolique Non-imageant (NIDC) (figur2.8). Chong et al [50] ont simulé les performances optiques d'un NIDC + des CCPC en 3D (disposés en réseau 8×8) et ont constaté que la distribution du flux solaire sur le module PV était raisonnable et qu'environ 96% de l'énergie a été transférée de l'ouverture d'entrée à l'ouverture de sortie, ce qui a abouti à un rapport de concentration totale d'environ $500 \times$. Sur la base de l'étude précédente, dans [51] Yew et al ont comparé les résultats de l'analyse des performances optiques et électriques du même concentrateur (NIDC + CCPC) pour différents pointages à ceux d'un module CPV à matrice dense (NIDC). Les résultats ont montré que les performances électriques globales du module NIDC + CCPC étaient meilleures que celui du module DACPV malgré qu'il utilisait 77% de cellules en moins.

En plus de la modification de la forme des ouvertures de sortie et d'entrée du CPC, d'autres modifications ont été proposées par rapport au CPC et qui permettent d'obtenir des profils latéraux légèrement modifiés. En premier lieu, si le CPC est tronqué en supprimant une partie de l'extrémité de l'ouverture d'entrée, on constate qu'une réduction considérable de la longueur peut être obtenue avec très peu de réduction de concentration [41, 52]. En second lieu, Ning et al. [53, 54] propose d'ajouter une entrée convexe, au lieu de la plate, ce qui permet une réduction de volume très importante. Cette conception, connue sous le nom de concentrateur diélectrique à réflexion totale interne (DTIRC) est

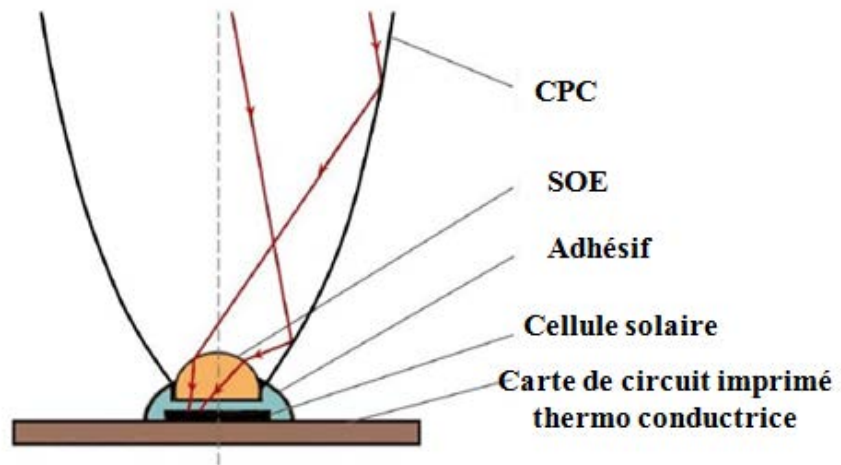


FIGURE 2.7 – Vue en coupe du CPC couplé à une lentille convexe comme concentrateur secondaire [45].

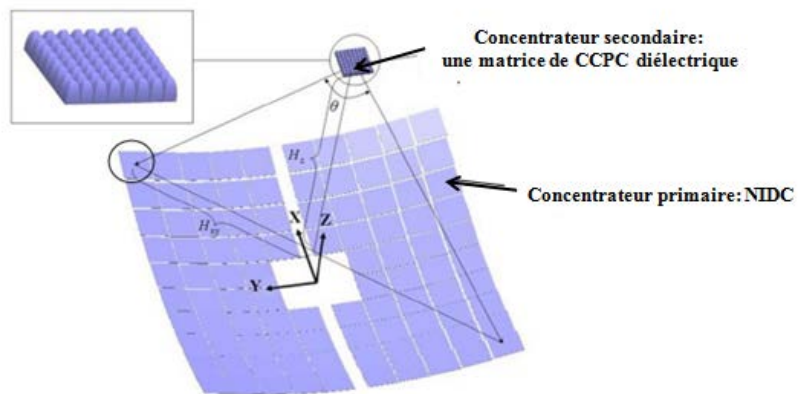


FIGURE 2.8 – Schémat de l'intégration du CCPC avec un NIDC [51].

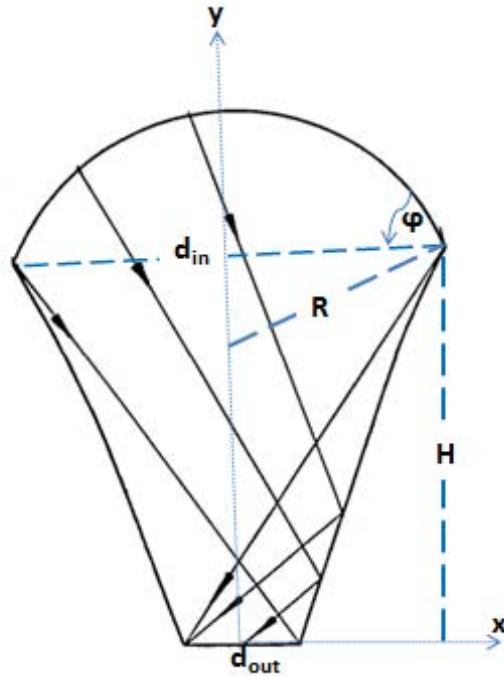


FIGURE 2.9 – Vue en coupe d'un DTIRC.

présentée en détail ci-après.

2.2.2 Le concentrateur à réflexion totale interne (DTIRC)

Un concentrateur diélectrique à réflexion totale interne (DTIRC) est un dispositif optique non-imageant qui se rapproche de la limite maximale théorique de concentration de la lumière [39, 54]. Ning et al. ont conçu le concentrateur basé sur le principe des rayons de bord (en anglais Edge-ray principle) et le principe de Fermat [54]. Ils ont proposé deux méthodes de conception différentes. La méthode dite de conservation de phase "phase-conserving method" dans laquelle les rayons extrêmes sortants sont parallèles, et la méthode de concentration maximale "maximum concentration method" dans laquelle, seule la condition TIR est imposée et cède à la concentration maximale réalisable. La figure 2.9 montre une vue en coupe d'un DTIRC. La forme solide 3D du DTIRC peut être obtenue en faisant tourner la surface autour de l'axe y . Le DTIRC se compose de trois parties : une section supérieure qui fait partie d'un hémisphère défini par un arc , un profil latéral dans lequel les rayons incidents sont réfléchis par réflexion totale interne , et une ouverture de sortie. R est le rayon de courbure de l'hémisphère, d_{in} et d_{out} sont les ouvertures d'entrée et de sortie, respectivement, H est la hauteur du concentrateur et ϕ est l'angle d'arc de la surface d'avant.

Le DTIRC a été utilisé pour plusieurs systèmes de concentration photovoltaïque. Une

des premières applications était présentée par Ning et al [53]. Ils ont discuté un concentrateur photovoltaïque à deux étages avec une lentille de Fresnel comme primaires et un DTIRC comme secondaires. Ils ont constaté que le concentrateur à deux étages offre une concentration plus élevée et une distribution de flux plus uniforme sur la cellule photovoltaïque que la lentille de Fresnel seule.

Dans ce qui suit, nous présentons un bref examen de certains travaux rapportés. Dominguez et al. [55] ont étudié un concentrateur à deux étages avec un taux de concentration de $1000\times$ constitué d'une lentille asphérique, un DTIRC et une cellule 2 Jonctions (GaInP / GaAs) comme récepteur. Ils ont proposé une nouvelle méthode de caractérisation spectrale de l'optique par la mesure de son efficacité optique en fonction de la longueur d'onde. Ils ont conclu que l'optique conçue a une transmittance spectrale suffisamment plate (homogène) pour ce type de cellules multi-jonctions, et n'appauvrit pas leur comportement après encapsulation dans le concentrateur. Muhammad-Sukki et al. [56] ont décrit une conception optimisée d'un DTIRC pour un système photovoltaïque intégré au bâtiment. Ils ont utilisé la méthode de concentration maximale (MCM). Les résultats des simulations MATLAB indiquent que la MCM offre un gain optique plus élevé, avec une légère augmentation de la taille du concentrateur. Dans un autre travail, les mêmes auteurs [57] ont étudié les performances électriques et optiques d'un concentrateur diélectrique symétrique à miroir réfléchissant (MSDTIRC). Leur objectif était d'augmenter la puissance électrique du système et de réduire la taille de la cellule PV nécessaire, minimisant ainsi le coût du système. Ils ont trouvé que les résultats expérimentaux montrent un bon accord avec les résultats de la simulation et que le système est capable de fournir une concentration de puissance maximale de $4,2\times$ par rapport à une cellule similaire sans concentrateur. Abu-Bakar et al [58] ont présenté un concentrateur diélectrique asymétrique rotationnel à réflexion totale interne (RADTIRC). Ils l'ont optimisé en cherchant les meilleurs matériaux et techniques de fabrication. Le prototype RADTIRC optimisé a été fabriqué à partir de polyméthylméthacrylate (PMMA) (voir figure 2.10) en utilisant le moulage par injection. Ils ont constaté que le prototype RADTIRC optimisé génère un gain optoélectronique de $4,48\times$ en le comparant à la cellule nue dans des conditions de test standard.

Avant de conclure cette section, une dernière remarque peut être ajoutée sur les avantages et les inconvénients des DTIRC par rapport aux concentrateurs paraboliques composés (CPC). Les DTIRC présentent un gain de concentration géométrique plus élevé, une efficacité supérieure, une adaptation du flux et des tailles plus petites. L'inconvénient des DTIRC par rapport aux CPC est qu'ils ne peuvent pas transférer efficacement toute l'énergie solaire qu'ils collectent dans un milieu à indice inférieur [59].



FIGURE 2.10 – La forme finale du prototype RADTIRC optimisé [58].

2.2.3 Les concentrateurs à côtés droits : le Cône et la pyramide

Une idée simple pour augmenter la concentration et élargir l'angle d'acceptance consiste à ajouter une pyramide ou un cône inversé réfléchissant sur la cellule. La lumière provenant du POE est redirigée par la pyramide (ou le cône), qui agit comme un entonnoir, augmentant la concentration totale atteinte par le système. Bien que ce type de SOE ne soit pas idéal, il est parfois préféré car il peut être facilement fabriqué. Aussi, au lieu d'utiliser la réflexion, on peut concevoir une pyramide (cône) remplie de diélectrique qui redirige la lumière en utilisant la réflexion totale interne (TIR). L'avantage est que la pyramide homogénéise la distribution de flux sur la cellule en la comparant avec la pyramide creuse.

Burkhard et al [60] ont réalisé une étude analytique sur les concentrateurs à côtés plats (cône, pyramide...). Ils ont déduit que les performances sont affectées par le nombre de réflexions que les rayons solaires subissent avant d'atteindre la base, l'angle au sommet du cône et le coefficient de réflexion. Ils ont présenté les résultats graphiquement de manière à ce que l'on puisse choisir la configuration optimale, pour atteindre un facteur de concentration donné. Les facteurs de concentration pratiques vont de 1,5 à 4 selon la géométrie et le coefficient de réflexion. Dans un autre travail, les mêmes auteurs [61] ont étudié les propriétés de concentration solaire des cônes tronqués pyramidaux, hexagonaux et circulaires à réflexion spéculaire. Ils ont déterminé le facteur de concentration en fonction du coefficient de réflexion, de la forme et de l'orientation de la lumière solaire incidente. Des conceptions de réflecteurs permettant des réflexions multiples pour une incidence normale

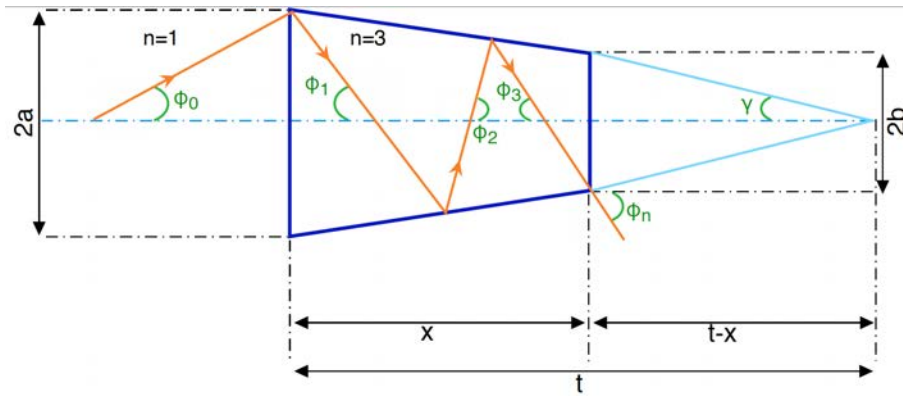


FIGURE 2.11 – Concentrateur Conique proposé par Kloiber [62].

et oblique sont considérées.

Kloiber [62] a présenté une méthode de calcul de la géométrie du cône (voir figure 2.11).

Le rayon d'entrée est donné par :

$$a = t \times \tan \gamma \quad (2.5)$$

La longueur du cône peut être calculée comme suit :

$$x = \sum_{k=0}^{2n} P_k \quad (2.6)$$

Avec

$$P_k = \left(t + \sum_{k=0}^{2k} P_k \right) \frac{\tan \gamma}{\tan \gamma + \tan(\phi_0 + (2k + 2)\gamma)} \quad (2.7)$$

Où γ est l'angle du cône, ϕ_0 est l'angle d'entrée du Cône, P_k est projections du chemin du rayon sur l'axe optique, n est le nombre de réflexions, x est la longueur du cône et t est sa hauteur.

La condition requise sur l'angle du cône et le nombre de réflexions pour lesquelles la lumière du rayon atteint l'ouverture de sortie est la suivante :

$$n \leq \frac{90 - \phi_0}{2\gamma} \quad (2.8)$$

Les concentrateurs à côtés plats creux en V ont été utilisé au début comme des systèmes à faible rapport de concentration (LCPV) . Il existe de nombreux articles publiés décrivant le développement de concentrateurs en V pour différentes applications. Tina et Scandura [63] ont comparé les performances d'un système photovoltaïque avec un concentrateur à côtés plats creux en V (V-PV) (figure 2.12) avec un système PV sans concentrateur. Ils ont utilisé un concentrateur avec un rapport de concentration de $1,81 \times$ et un angle de 33° constitué de miroirs plats. Ils ont constaté que la puissance produite par le système V-PV est d'environ 34% supérieure à celle du PV sans concentrateur. Solanki et al [64] ont



FIGURE 2.12 – système photovoltaïque avec un concentrateur à côtes plats creux en V (V-PV) [63].

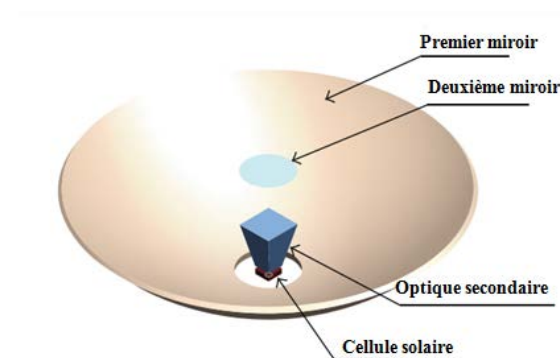


FIGURE 2.13 – système proposé par Chen [65].

présenté un module V-PV composé de six canaux V-creux inclus dans chacun une bande de cellules solaires. Ils ont utilisé des canaux creux en V avec un rapport de concentration de $2 \times$ et un angle de 20° en aluminium anodisé avec une réflectivité d'environ 80%. Leurs résultats ont montré que les concentrateurs creux en V augmentaient le rayonnement solaire entrant vers les cellules solaires de 58,5%.

Les travaux théoriques et expérimentaux sur le concentrateur à faces plates en 3D utilisé tout seul sont limités. Par contre, il était utilisé comme un concentrateur secondaire dans plusieurs travaux. Chen et al.[65] ont combiné un miroir parabolique comme POE, un miroir plat et une pyramide comme SOE (voir Figure 2.13). Un processus de conception paramétrique a été utilisé pour déterminer le SOE optimal pour le système. L'étude a été réalisée en comparant trois pyramides : la première est réfractive d'une hauteur de 13 mm, la deuxième est réfractive de 15 mm de hauteur et le dernier est un cône réfractif d'une hauteur 18 mm. Les résultats de la simulation ont montré que le rendement optique atteint respectivement 84,24% ; 82,83% et 82% pour les pyramides de 13 mm et 15 mm et le cône . En ce qui concerne l'angle d'acceptance, il s'avère plus large pour le cône ($1,6^\circ$). Trespidi et al.[66] ont présenté la conception optique d'un nouveau concentrateur solaire composé

d'un paraboloïde réfléchissant hors axe qui focalise le faisceau lumineux collecté sur une pyramide remplie jouant le rôle d'un élément optique secondaire (SOE). La concentration géométrique du système CPV est de 850 soleils. Le système optique présente une efficacité optique de 83% et un angle d'acceptance de $0,5^\circ$. Le cône et la pyramide ont été utilisés aussi avec la lentille de Fresnel, ces systèmes seront présentés dans la section 2.3.

2.2.4 Le dôme

L'utilisation de ce que nous appelons une conception de « dôme » pour l'optique secondaire CPV a été proposée pour la première fois par Sandia Labs en 1989 [67], où James l'appelait une optique **SILO** (pour **S**INGLe **O**ptical surface). C'est une optique réfractive simple à surface unique qui image la lentille principale sur la cellule. Similaire au CPC et DTIRC, le profil de la SOE dans un plan 2D est basé sur le principe des rayons de bords. Si le bord de la lentille est situé dans $A(x_1, y_1)$, l'extrême opposé de la cellule solaire est $B(x_2, y_2)$, le calcul du profil $f(x,y)$ prend seulement en compte les rayons qui passent par le point A et rejoignent le point B (voir figure 2.14). Le principe de Fermat est utilisé pour calculer ce profil et s'écrit :

$$l_1 + n_{SOE} = cste \quad (2.9)$$

où

$$l_1 = \sqrt{(x - x_1)^2 + (y - y_1)^2} \quad (2.10)$$

$$l_2 = \sqrt{(x - x_2)^2 + (y - y_2)^2} \quad (2.11)$$

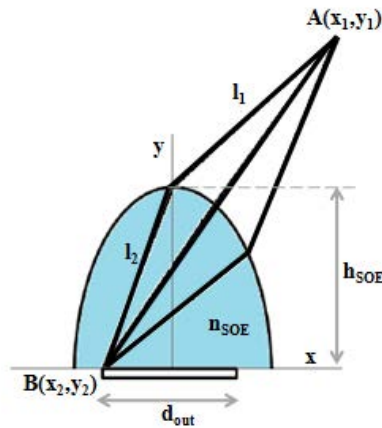


FIGURE 2.14 – Principe de Fermat et le principe des rayons de bord appliqué à la conception du dôme.

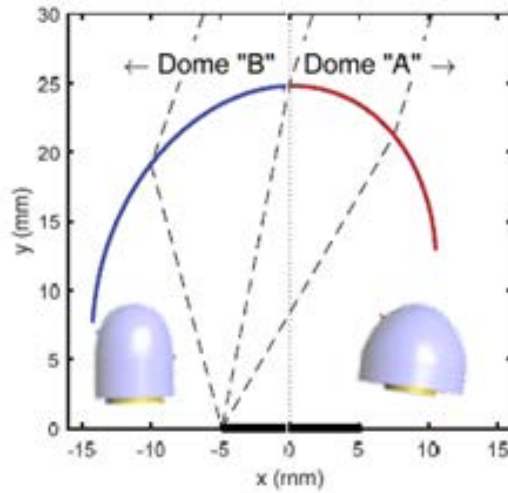


FIGURE 2.15 – Les dômes A et B sont respectivement générés par les parties positive et négative de l'ovale cartésien.

La hauteur du dôme est fixe et la tangente au sommet du dôme doit être horizontale. Cette contrainte évite un pic aigu ou une cavité au centre lors de la rotation du profil bidimensionnel. Cette hauteur dépend du nombre d'ouvertures f de la lentille et l'indice de réfraction du SOE.

$$h_{SOE} = \frac{x_2}{\frac{\sin(\arctan \frac{1}{2f})}{\tan(\arcsin \frac{1}{n_{SOE}})}} \quad (2.12)$$

À partir de $(0, h_{SOE})$ l'état initial du calcul itératif, le reste de la courbe peut être obtenu par le processus itératif avec un pas qui est le dérivée de l'équation 2.9. On obtient un ovale cartésien asymétrique, pour la transformer en dôme tridimensionnel, la courbe caustique doit être tournée autour de l'axe optique. Soit en tournant l'une des parties caustiques soit l'autre, deux dômes différents (A, B) peuvent être obtenus (voir figure 2.15). Les dômes A et B permettent tous les deux d'utiliser moins de matériau qu'un CPC et peuvent être plus facile à fabriquer. Cependant, leurs performances ne sont pas identiques. Le dôme A permet une meilleure homogénéité que le dôme B, mais son angle d'acceptance est plus faible[28].

Askins et al [68] ont proposé une version évoluée, qui est une combinaison des deux solutions et qu'ils ont appelé dôme Hybride (HDR). Cette nouvelle conception HDR améliore l'angle d'acceptance et les tolérances à l'erreur de fabrication et à la température de la lentille par rapport à un SOE réfléchissant tout en offrant des rendements similaires.

La plupart de ces optiques (cône, pyramide, CPC et dôme) ont été étudiées par

Victoria et al [22]. Ils les ont associées à une lentille asphérique, et ont comparé leurs performances en termes d'efficacité optique, d'angle d'acceptance et d'uniformité de flux pour un rapport de concentration de $1000\times$. Les simulations de ces systèmes ont montré que le CPC réfractif a le meilleur angle d'acceptance, il donne $1,6^\circ$ pour une transmission de lumière relative de 80%, tandis que le dôme A montre la distribution d'irradiance la plus uniforme sur la surface de la cellule et le cône réflectif donne la meilleure efficacité optique (89%). La figure 2.16 illustre les optiques étudiées et leurs efficacités optiques pour un angle de désalignement allant jusqu'à 2° .

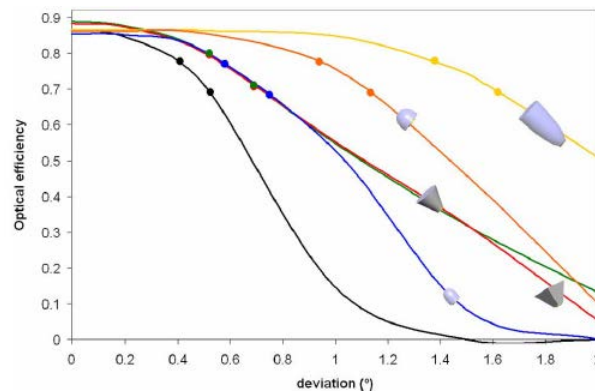


FIGURE 2.16 – Courbes de transmission angulaire pour : pas d'optiques secondaire (noir), la pyramide réflective (rouge), le cône réflectif (vert), le CPC (jaune), un dôme A (bleu) et un dôme B (orange) [22]

Dans la section suivante, on va présenter les travaux de la littérature qui ont étudié les SOEs associées à une lentille de Fresnel.

2.3 État de l'art des CPV à base de la lentille de Fresnel

Avant de présenter les systèmes à deux étages à base de la lentille de Fresnel, il convient de voir les performances des systèmes constitués uniquement d'une lentille de Fresnel discutés dans la littérature. La lentille de Fresnel peut être regroupée selon la forme, à une lentille de forme plate ou une lentille incurvée. Elle peut être aussi classée en une lentille imageante ou non-imageante. Toutes ces lentilles seront abordées dans la section suivante.

2.3.1 La lentille de Fresnel comme concentrateur à un seul étage :

Il existe plusieurs d'études qui décrivent des systèmes de lentilles de Fresnel à un seul étage. Donovan et al.[69] ont conçu un réseau de concentrateurs PV, basé sur l'utilisation d'une lentille de Fresnel en acrylique pour obtenir une production d'énergie PV économique. Ils ont constaté que plusieurs prototypes de modules photovoltaïques dépassaient les exigences d'efficacité de 9,0% établies pour ce programme. Pan et al.[70] ont conçu une lentille de Fresnel qui permettait de mieux homogénéiser le rayonnement et qui se composait d'un ensemble de prismes réfractifs. Chaque prisme permet de focaliser ses rayons à une position différente du récepteur comme le montre la figure 2.17. Ils ont obtenu un rapport de concentration de 1018*times* et un angle d'acceptance de 0,305°. En utilisant la méthode de [70], Zhuang et Yu[71] ont proposé une lentille de Fresnel hybride pour améliorer l'uniformité de la distribution de l'irradiance sur la cellule solaire. Cette lentille était composée de deux parties. Une partie intérieure construite avec des prismes conventionnels, tandis que la partie extérieure était composée de prismes à réflexion totale interne. La lentille optimisée permet une amélioration significative de l'uniformité de l'irradiance sur la cellule avec une large gamme de spectre solaire. Elle a également un rapport de concentration géométrique de 1759,8 × et un angle d'acceptance de 0.23°. Li et Xuan [72] ont introduit une lentille de Fresnel plate composée de lentilles rectangulaires. Ils ont proposé une structure de longueur d'onde hybride pour réaliser une tache lumineuse carrée sur le récepteur. Les résultats numériques révèlent que la lentille améliore l'uniformité de la distribution d'irradiance sur la cellule et que l'uniformité et le taux de concentration étaient insensibles à la variation de longueur d'onde de 400 à 1600 nm. Ke et al. [73] ont proposé une méthode pour concevoir et optimiser la lentille de Fresnel plate à grande ouverture. Ils ont testé l'intensité lumineuse convergente en mesurant l'intensité du spot lumineux sur le plan focal. La taille de la lentille de Fresnel était de 1m x 1m et la distance focale était de 1,2 m. Lorsqu'un faisceau de longueur d'onde de 550 nm était envoyé, la lentille optimisée avait une efficacité de 78,7%.

Une autre forme de lentille de Fresnel est la lentille incurvée. Ces dernières années, les études sur cette lentille sont devenues de plus en plus nombreuses. Akisawa et al.[74] ont développé une lentille de Fresnel non-imageante en forme de dôme figure 2.18. L'efficacité optique de la nouvelle conception était meilleure que celle de la conception conventionnelle. L'efficacité optique était supérieure à 90% et le rapport de concentration était de 500 ×. Pham et al. [75] ont proposé une lentille de Fresnel incurvée en combinant le théorème du rayon de bord, la loi de Snell et la conservation du chemin optique. L'idée de conception était basée sur la distribution uniforme de la lumière du soleil dans chaque rainure de la lentille de sorte que la lentille entière distribue également la lumière du soleil uniformément. La structure de la lentille était composée de deux surfaces : la surface extérieure (ou surface

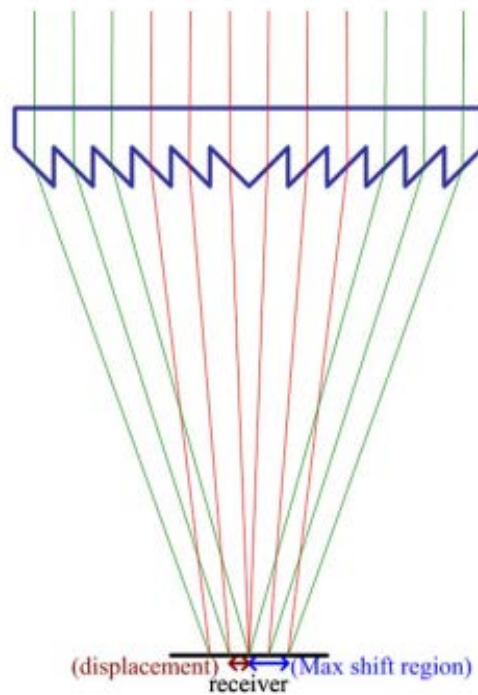


FIGURE 2.17 – Lentille proposée par Pan et al.[70] .

supérieure) en tant que partie de la surface sphérique, et la surface intérieure (ou la surface inférieure) qui comprenait toutes les rainures de la lentille, comme le montre la figure 2.19. Les résultats montrent que la lentille a un angle d'acceptance de 0.80° , une bonne efficacité optique ($> 85\%$) et un rapport de concentration de $900 \times$. Xinglong et al. [76] ont fait une recherche sur la transmittance de la lentille de Fresnel incurvée. Ils ont analysé l'influence de l'angle d'incidence et de l'indice de réfraction relatif sur la transmittance. Une méthode de conception optimale visant à améliorer la transmittance de la lentille de Fresnel incurvée a été proposée.

La lentille de Fresnel incurvée a une efficacité plus élevée que la lentille plate . Hiramatsu et al.[77] ont conçu et réalisé des prototypes de lentilles de Fresnel non-imageante plate et demi-dôme d'une concentration de $300 \times$. Les deux lentilles ont présenté des performances satisfaisantes avec des efficacités de $77,3\%$ pour le type plat et de $81,5\%$ pour le type demi-dôme. Cependant, le coût de fabrication des lentilles de Fresnel de type courbées est plus élevé et la technologie de fabrication actuelle limite dans une certaine mesure son développement.

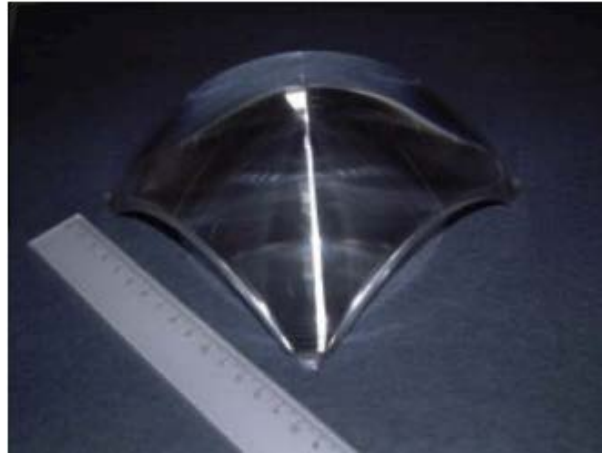


FIGURE 2.18 – Photo de la lentille de Fresnel fabriquée en forme de dôme[74] .

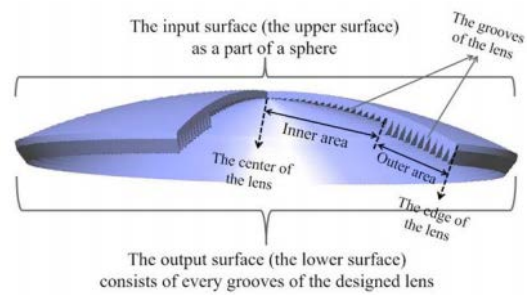


FIGURE 2.19 – La lentille de Fresnel incurvée en trois dimensions .

2.3.2 Concentrateur à deux étages à base de la lentille de Fresnel :

Une architecture optique typique d'un concentrateur CPV est formée d'une lentille de Fresnel comme élément optique primaire (POE) et un élément optique secondaire (SOE). Le SOE avec une lentille de Fresnel dans une unité CPV permet d'élargir l'angle d'acceptance et d'homogénéiser la distribution de l'irradiance sur la cellule. Un tel système de concentration FL à deux étages est apparu au milieu des années 1970 et est devenu de plus en plus utilisé. La littérature présente diverses études théoriques sur les performances des systèmes à base des lentilles de Fresnel combinées avec des SOEs ainsi que des études sur la caractérisation expérimentale des systèmes qui est un élément crucial pour déterminer les paramètres qui affectent les performances du système et identifier ce qui pourrait également conduire à augmenter la fiabilité du système.

Collares-Pereira et al. [78] ont décrit une combinaison d'une FL avec un miroir hyperbolique composé. Ils ont montré qu'avec le bon choix de la lentille, le réflecteur hyperbolique peut être remplacé par un 2D V-croix en cas d'utilisation d'une FL linéaire ou un cône 3D dans le cas d'une lentille de Fresnel ponctuelle. Un prototype FL plus le V-croix a été construit pour analyser les performances et son adéquation aux applications solaires.

Ning et al. [53] ont comparé un concentrateur photovoltaïque à deux étages avec une lentille de Fresnel comme primaire et un concentrateur diélectrique à réflexion totale interne (DTIR) comme secondaires avec une FL toute seule. Les résultats ont montré que le concentrateur à deux étages offrait un angle d'acceptance accru, une concentration plus élevée et une distribution de flux plus uniforme que la lentille de Fresnel seule. Benitez et al. [79] ont également conçu leur propre système appelé concentrateur Fresnel Köhler (FK). Ce FK est un concentrateur optique comprenant une lentille de Fresnel comme élément primaire et un élément secondaire réfractif, tous les deux présentant des surfaces de forme libre (voir figure 2.20). Ils ont également présenté une comparaison entre le FK et d'autres concentrateurs CPV conventionnels à base de Fresnel : une lentille de Fresnel sans secondaire, un dôme en verre, un SILO, une pyramide tronquée réfléchissante creuse (XTP) et une pyramide tronquée réfractive (RTP). Ils ont trouvé que le concentrateur FK est supérieur à ses concurrents. Il offre une efficacité optique de 85%, un angle d'acceptance de $1,3^\circ$ et une excellente distribution d'irradiation. Zamora et al. [80] ont présenté des mesures expérimentales en extérieur pour deux concentrateurs Fresnel Köhler. Ils ont comparé l'efficacité électrique mesurée, l'angle d'acceptance et l'uniformité de l'irradiance sur la cellule solaire avec les résultats de la simulation. Leurs rendements électriques mesurés atteignent des valeurs allant jusqu'à 32,7% et des valeurs mesurées du produit acceptance-concentration (CAP) supérieures à 0,56. Les valeurs expérimentales semblent en bon accord avec leurs résultats de simulation initiaux.

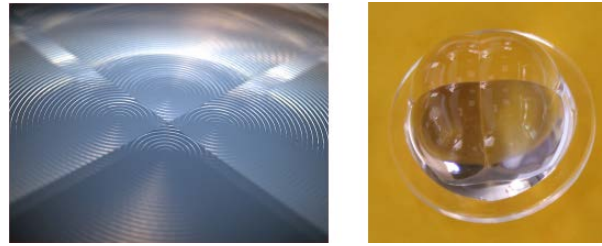


FIGURE 2.20 – (Gauche) centre de la lentille FK Fresnel, montrant les quatre secteurs. (À droite) Photographie d'un FK SOE réalisé par moulage de verre avec une bague à utiliser comme support.[79] .

Jaus et al [81] ont étudié une lentille de Fresnel de forme carrée de 40 mm de côté et une distance focale de 76 mm. Cette lentille est associée à un cône en aluminium réfléchissant. Le diamètre de la cellule solaire est de 2,3 mm, ce qui donne un facteur de concentration géométrique calculé $302\times$. Ce système peut atteindre un rendement électrique de 29,1% (voir Figure 2.21). Pereira et al.[82] ont caractérisé les performances d'un concentrateur avec une pyramide tronquée réfléchissante comme SOE. Le système a un rapport de concentration de $1024\times$. Son efficacité a été comparée à un concentrateur $600\times$ dans le même état. L'efficacité obtenue était de 37,6% pour les $600\times$ et de 30% pour les $1024\times$. Domínguez et al [83] ont expérimentalement analysé les performances de deux systèmes. Le premier était une lentille de Fresnel avec une cellule triple jonction et d'une concentration de $300\times$, tandis que l'autre utilisait la même lentille de Fresnel comme primaire avec un récepteur composé d'une pyramide en verre et d'une cellule 3J et d'une concentration de $1000\times$. Les résultats de cette étude ont indiqué que le cas de la lentille seule est plus sensible au mismatch¹ du courant, et ses pertes étaient plus importantes que le cas à deux étages.

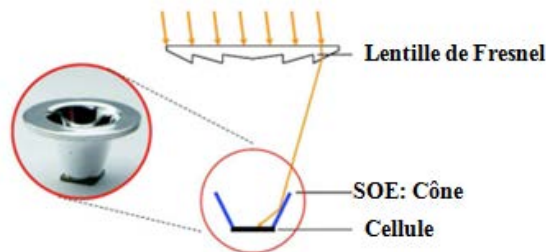


FIGURE 2.21 – Dessin schématique de l'optique secondaire sous une lentille de Fresnel et une photographie de l'optique secondaire[81] .

1. Nous garderons la terminologie anglaise pour désigner l'inadéquation ou le décalage de courant de la cellule

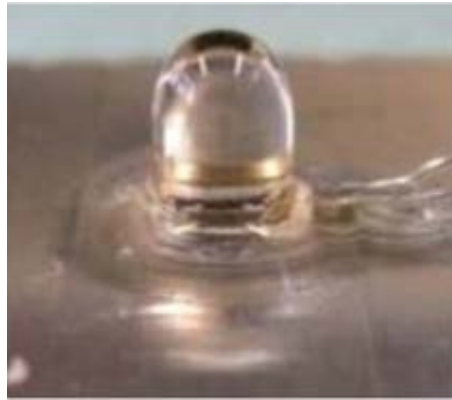


FIGURE 2.22 – Photographie du dôme utilisé[87] .

Ling Fu et al [84] ont conçu et fabriqué plusieurs concentrateurs à base de FL (à une concentration géométrique de $800\times$) avec des secondaires dans différentes géométries : l’homogénéisateur kaléidoscope qui a une géométrie pyramidale tronquée, le demi-œuf qui est un sphéroïde semi-prolate et le kaléidoscope à sommet bombé. Ils ont trouvé que le kaléidoscope, le demi-œuf et le kaléidoscope en dôme ont un angle d’acceptance de $1,13^\circ$, $0,95^\circ$ et $1,38^\circ$, respectivement et que le kaléidoscope a une excellente uniformité. Buljan et al. [85] ont conçu un système CPV en utilisant une FL combiné avec un solide diélectrique RXI , tous les deux avec des surfaces de forme libre. Le concentrateur solide diélectrique se compose d’une combinaison de surfaces réfractives, avec réflexion totale interne (TIR) et des surfaces réfléchissantes. Ils ont obtenu une bonne uniformité de flux avec un angle d’acceptance de $1,2^\circ$ et un rendement optique de $82,86\%$. Chen et al [86] ont déterminé les paramètres optimaux de trois types de SOE : le kaléidoscope avec une conception de chemin optique égal (KOD), la pyramide tronquée réfractive (RTP) et la pyramide tétraédrique tronquée ouverte avec des parois spéculaires (SP) . Ils ont constaté que le KOD optimisé a l’angle d’acceptance le plus élevé ($1,7^\circ$) ainsi qu’une bonne efficacité optique (87%). Wiesenfarth et al [87] ont développé et étudié une conception qui a un SOE en forme de dôme avec un dessus asphérique et un piédestal en forme de cylindre en verre optique hautement transparent (figure 2.22). La lentille de Fresnel a une surface de $90,7\text{ cm}^2$ et la cellule solaire de $3 \times 3\text{ mm}^2$. L’angle d’acceptance a été simulé à $0,5^\circ$ et le système a donné une efficacité électrique de $26,5\%$.

Tien et al [88] ont proposé une nouvelle conception avec une uniformité d’irradiation et une efficacité du système améliorées. Le schéma incluait une lentille de Fresnel, comme POE, et une lentille plan-concave comme SOE (Figure 2.23). En effet, la partie secondaire était entourée de quelques cellules en silicium afin de collecter et utiliser le rayonnement diffus, avec une technologie de capture à faible coût. Les résultats montrent que la nouvelle conception améliore considérablement l’uniformité de l’irradiance ainsi que l’efficacité du système. Il a fourni une augmentation du rapport de puissance optique d’environ $10,26\%$

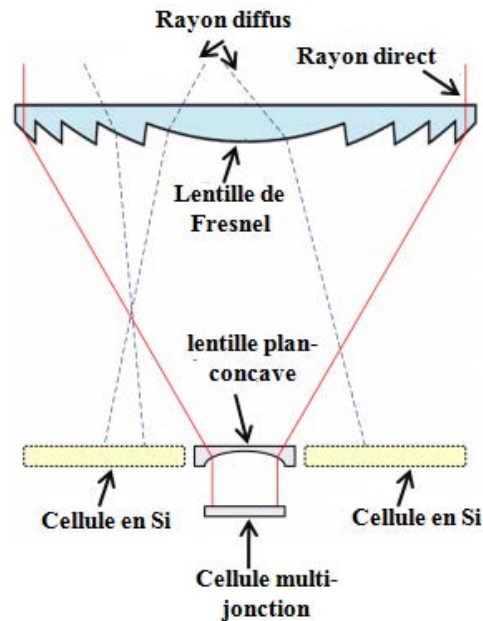


FIGURE 2.23 – Schéma hybride primaire (lentille de Fresnel) et secondaire (lentille plano-concave)[88] .

par rapport à la lentille de Fresnel conventionnelle sans utiliser à la fois le SOE et une cellule supplémentaire à faible coût. Ferrer-Rodríguez et al[89] ont simulé et caractérisé expérimentalement sous conditions contrôlées deux unités HCPV équipées d'un kaléidoscope en dôme (DK) et d'un élément optique à lentille Single (SILO) en tant que SOE en silice fondue (figure 2.24). Le kaléidoscope a une hauteur de 21 mm, une ouverture d'entrée de 12 x 12 mm² et une ouverture de sortie carrée de 4 x 4 mm². Le SILO a une hauteur totale de 9,9 mm. La lentille de Fresnel est en PMMA avec une surface de 100 x 100 mm² et une distance focale de 162 mm. Ils ont constaté que l'unité HCPV avec le DK présente de meilleures performances, une efficacité optique de 86,5% et un angle d'acceptance de 1,4 ° et une distribution de flux uniforme par rapport aux performances du SILO, qui présentent un rendement de 80,6.% et un angle de 0,71°.

Renzi et al.[90] ont analysé les performances numériques et expérimentales de différentes unités HCPV à base d'une lentille Fresnel avec une surface de 75mmx75mm et une distance focale de 128mm, équipées de deux SOEs réfractifs : un cône et un hexagone de forme libre fabriqués du verre B270. La simulation optique a été réalisée dans le logiciel ZEMAX. Ils ont évalué la distribution de flux pour les deux configurations. Ils ont déterminé que la forme libre hexagonale présentait un rayonnement solaire uniforme mieux que la RTP. L'étude expérimentale a été réalisée sans utiliser les éléments optiques primaires. Leurs résultats ont montré des valeurs de rendement élevées pour le système formé avec la



FIGURE 2.24 – Photographie des deux SOEs : à gauche, kaléidoscope en dôme ; à droite, SILO[89] .

forme libre hexagonale. Cette conception a la capacité d’atteindre un rendement électrique de 39,55% et une puissance de sortie maximale de 0,721 W. Renno et al.[91] ont caractérisé en extérieur un système CPV composé d’une lentille de Fresnel comme optique primaire et d’un kaléidoscope comme secondaire en faisant varier la concentration lumineuse (en faisant varier le facteur de concentration). Ils ont constaté que la puissance électrique moyenne était d’environ 2,95 W en une journée ensoleillée (Salerno, Italie) et que l’efficacité de la cellule était d’environ 32,8 % à 930 Wm^2 . Qilu Huang et al [92] ont présenté une analyse théorique et une vérification expérimentale d’un système optique avec un rapport de concentration géométrique de 625x composé d’une lentille de Fresnel en silicone sur verre d’une surface de 50 x50 mm et d’une distance focale de 84 mm, et d’une lentille bille comme élément optique secondaire .La lentille bille est montée mécaniquement sur la cellule solaire pour améliorer la fiabilité du système CPV. Les résultats des tests ont montré qu’un rendement de 30,3% et un angle d’acceptance de $0,72^\circ$ peuvent être obtenus pour une cellule solaire de 40% de rendement . Le système peut également produire une bonne uniformité d’irradiance. Dans un autre travail [93], ils ont fait des tests expérimentaux sur une lentille bille tronquée combinée avec la même FL. Les résultats de la caractérisation montrent une efficacité de 30,1% avec un facteur de remplissage de 83,2% et un angle d’acceptance de $0,73^\circ$.

J. P. Ferrer-Rodríguez et al.[94] ont présenté une modélisation optique complète en utilisant une méthodologie de simulation optique détaillée comprenant des propriétés dépendantes de la longueur d’onde pour quatre SOEs réfractifs : le SILO-Pyramide, la RTP et la trompette fabriqués en PMMA. Les quatre SOEs sont illustré dans la figure 2.25. Les SOEs varient en volume et en hauteur. La simulation a été réalisée dans le logiciel TracePro. En conséquence, ils ont constaté que les quatre concentrateurs ont un rendement optique supérieur à 80% et que le RTP et le SILO-Pyramid donnent le plus grand angle d’acceptance (respectivement $1,11^\circ$ et $1,13^\circ$). Dans un autre travail [95] les mêmes au-

teurs ont comparé dans des conditions contrôlées les performances optiques et électriques de ces quatre unités HCPV. Ils ont étudié l'impact du changement spectral lumineux sur les paramètres électriques en termes de puissance au point de puissance maximale. Ils ont également étudié l'impact de l'irradiance et du spectre sur l'angle d'acceptance pour les quatre SOEs. Pour leurs unités CPV, ils ont constaté que les rendements optiques mesurés et l'angle d'acceptance étaient proches de ceux des simulations optiques avec une différence de 10% pour la lentille de Fresnel et une différence qui ne dépasse pas 5% pour toutes les SOE. Une étude similaire a été réalisée par El himer et al.[96] qui ont comparé par simulation quatre systèmes CPV basés sur quatre éléments optiques secondaires (CPC, CCPC, cône et pyramide) associés à une lentille de Fresnel plate circulaire en PMMA d'un diamètre de 350 mm et d'une focale de 265 mm . Les SOE ont la même longueur et le même diamètre de sortie (10 mm). Ils ont confirmé que la pyramide en tant que SOE présente la distribution de flux la plus uniforme sur la cellule solaire, le plus grand angle d'acceptance (1,4 °) et une efficacité optique supérieure à 80% quel que soit le matériau utilisé.

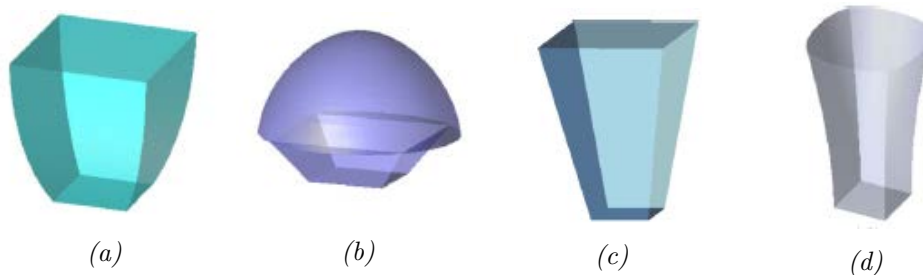


FIGURE 2.25 – SOEs : (a) CCPC, (b) SILO-Pyramide, (c) RTP, (d) Trompette [94].

Shatnawi et al.[97] ont étudié en conditions réelles l'influence de l'éclairage non-uniforme sur les performances électriques du HCPV. Ils ont utilisé deux techniques pour augmenter l'uniformité sur le récepteur de la cellule photovoltaïque : l'augmentation de la distance entre le concentrateur et le récepteur et l'introduction d'une pyramide tronquée réfléchissante creuse en tant que SOE sur le récepteur. L'efficacité optique expérimentale a augmenté de plus de 200% après avoir placé la pyramide par rapport au cas, sans SOE en maintenant la même distance. Elle est passée d'environ 15% à 45% tout en maintenant presque le même rendement électrique, soit 36,4% contre 35,9%. Qandil et al[98] ont fait une optimisation de la lentille de Fresnel et d'un SOE en forme de dôme pour améliorer le CAP. Une étude de cas de preuve de concept a été sélectionnée dans la littérature pour une FL de 625 cm² avec un nombre $f_{\#}$ de 1,5 et un dôme sphérique. Un dôme 84% plus petit en volume que celui utilisé par l'ouvrage référencé [79] a augmenté l'angle d'acceptance du concentrateur de 1,0° à 1,15°. Une deuxième étude de cas d'un SOE optimisé en forme de dôme issue de la littérature [99] a également été comparée à ce travail. Le POE était une FL de 314,2 cm²

avec une distance focale de 27,4 cm. L’algorithme de ce travail a donné un dôme optimisé 30% plus petit en volume par rapport à celui optimisé par la littérature. La valeur CAP a été augmentée de 0,34 à 0,45 en raison de l’augmentation de 31% de l’angle d’acceptance. D’autres architectures et conceptions CPV ont été récemment étudiées dans [100].

Pour synthétiser, nous présentons dans le tableau 4.1 les principales publications liées à la lentille de Fresnel par catégorie.

TABLE 2.1 – Aperçu des publications importantes des systèmes à base de la FL :

Système	Méthode d'étude	concentration (\times)	Efficacité optique(%)	Angle d'acceptance ($^{\circ}$)	Références
FL	simulation	1018	-	-	Pan et al [70]
	simulation	1759,8	-	-	Z. Zhuang [71]
	simulation	-	78,7	-	Ke et al [73]
	simulation	500	90>	-	Akisawa et a [74]
	simulation	900	85>	0,8	Pham et al [75]
	simulation	559	87,7	0,5	Juan P. Ferrer-Rodríguez et al [94]
	expérimentale	559	76,9	0,58	Juan P. Ferrer-Rodríguez et al [95]
FL+cône	expérimentale	302	29,1 (électrique)	-	Jaus et al [81]
FL+pyramide	expérimentale	1024	30 (électrique)	-	Pereira et al [82]
	simulation	1024	88,7	0,7	Chen et al [65]
	simulation	1024	85	1,1	Chen et al [65]
	simulation et expérimentale	1300	78,38	-	Renzi et a [90]
	simulation	559	81,8	1,1	Juan P. Ferrer-Rodríguez et al [94]
	expérimentale	559	68,3	1,18	Juan P. Ferrer-Rodríguez et al [95]
	expérimentale	-	45 et 35,9 (électrique)	-	Shatnawi et al. [97]
FL+lentille bille	simulation et expérimentale	625	89,3 et 30,3 (électrique)	0,72	Qilu Huang et al [92]
FL+lentille bille tronquée	simulation et expérimentale	625	30,1 (électrique)	0,73	Qilu Huang et al [93]
FL+CCPC	simulation	559	83,7	1,03	Juan P. Ferrer-Rodríguez et al [94]
FL+CCPC	expérimentale	559	73,4	0,53	Juan P. Ferrer-Rodríguez et al [95]
FL+dôme	expérimentale	-	26,5 (électrique)	0,5	Wiesenfarth et al [87]
	simulation	449,6	-	1,15	Qandil et al [98]
	expérimentale	800	84,7	0,95	Ling Fu et al [72]
	simulation	625	85	1,3	Qandil et al [98]
FL+FK	simulation	383	-	1,31	Benitez et al [79]
FL+FK	expérimentale	1024	32,7 (électrique)	1,31	Zamora et al [80]
FL+SILO	simulation et expérimentale	625	80,6	0,71	Ferrer-Rodríguez et al [89]
FL+kaléidoscope	expérimentale	800	85,3	1,13	Ling Fu et al [72]
FL+kaléidoscope en dôme	expérimentale	800	85,6	1,38	Ling Fu et al [72]
	simulation et expérimentale	625	86,5	1,4	Ferrer-Rodríguez et al [89]

2.3.3 Les modules CPV industrialisés :

Bien qu’il existe aujourd’hui une grande variété de technologies CPV à base de la lentille de Fresnel commercialement disponibles, les informations détaillées sur ces modules CPV sont limitées, car les fabricants les considèrent généralement comme confidentielles. Le tableau 2.2 regroupe la concentration géométrique, le rendement et l’angle d’acceptance pour quelques modules.

On constate que les modules HCPV commerciaux fonctionnent généralement avec des concentrations géométriques comprises entre $500\times$ et $1000\times$. Trois modules dépassent les $1000\times$: Abengoa M300S, Emcore G3-1090 et Suncore DDM-090X. En termes d’efficacité, les modules commerciaux sont généralement autour de 30%, avec une faible dispersion (écart type de 4%) et vont d’un minimum de 25% (Magpower) à un maximum de 34% (Arima). En ce qui concerne les valeurs d’angle d’acceptance, ils varient de 0.4° (Soitec)

à $1,9^\circ$ (Magpower), bien qu'ils soient généralement compris entre $\pm 0,7^\circ$ et $\pm 1,0^\circ$, soit la moyenne d'environ $\pm 0,9^\circ$.

TABLE 2.2 – Modules HCPV commerciaux :

CPV module	Concentration (\times)	Efficacité électrique du système(%)	Angle d'acceptance ($^\circ$)
Abengoa M300S	1300	32,5	1,0
Daido 280W	820	28,0	0,9
Arima CPV-G2-140	1000	34,0	1,0
Emcore G3-1090	1090	28,0	0,7
Guascor	700	33,0	-
Isofoton GEN-2	500	27,7	0,8
Magpower TRK60	800	25,0	1,9
Redsolar	500	32,0	-
Soitec CX-M500	500	31,8	0,4
Soliant SE-1000X	1000	27,0	-
Suncore DDM-090X	1090	31,0	0,7
Suntrix SCPV-500	594	28,0	0,75

En analysant les données, on remarque qu'aucun des modules HCPV commerciaux n'a présenté simultanément les meilleures valeurs de performance en termes d'efficacité, de concentration géométrique et d'angle d'acceptance. le module d'Abengoa est celui avec le Cg le plus élevé ($1300\times$) mais pas celui avec le rendement le plus élevé (32,5%). De plus, le module d'Arima a le meilleur rendement (34%) mais pas l'angle d'acceptance le plus élevé (1°). Enfin, le module de Magpower a l'angle d'acceptance le plus élevé ($1,9^\circ$) mais la concentration géométrique la plus faible ($800\times$) parmi les trois.

2.4 Fabrication des optiques de concentration :

La technologie et le matériau de fabrication sont des éléments clé lorsqu'il s'agit de concentrateurs optiques pour le CPV. Le bon choix de la technologie et des matériaux utilisés dans leur processus de fabrication peut conduire à des systèmes rentables. Différents matériaux et procédés existent pour la réalisation des optiques de concentration pour le CPV. La section suivante identifie les principales approches de fabrication de ces optiques.

2.4.1 Matériaux pour les optiques de concentration :

Les matériaux sont extrêmement importants pour la performance et la durabilité des concentrateurs. La plupart du temps les systèmes CPV sont installés dans des zones climatiques arides où les éléments optiques sont exposés à des températures allant de moins

de zéro degré à des degrés très élevés . Les propriétés optiques et la durabilité déterminent l'adéquation des matériaux optiques au CPV dans les conditions réelles. Le Tableau 4.2 résume les matériaux optiques les plus couramment utilisés dans le CPV. Le verre flotté

TABLE 2.3 – Matériaux optiques communs et procédés associés pour la fabrication des optiques du CPV

Matériau	Fonction	type	Procédé
Verre	verre de protection	Soda-lim	Verre flotté (float glass)
	SOE	BK7, B270, Fused-silica	Poulissage, moulage
Sol-gel	SOE	Sol-gel	moulage, frittage
Silicone	POE	Silicone sur verre (silicone-on-glass)	moulage, coulage
	SOE	Silicone	Moulage
	colle pour SOE	silicone	coulage
Plastique	POE	PMMA	Moulage, Gauffrage à chaud
	SOE	PMMA	Moulage, Gauffrage à chaud
Aluminium	POE	Aluminium	Dépôts, Polissage, Roulage
	SOE	Aluminium	Dépôts, Polissage, Roulage

est utilisé dans le CPV pour la protection du module contre les agressions environnementales. Le plastique de type PMMA est préférable au verre pour la fabrication des lentilles de Fresnel. La première raison est la capacité de production à grand volume (les verres moulés ne sont pas adaptés à la production de masse), ce qui entraîne de faibles coûts de fabrication relatifs. La deuxième raison est le poids plus petit de plastique dû à la densité plus faible. Un autre choix est le silicone , celui-ci est moulé sur du verre[101] pour fabriquer des lentilles de Fresnel dite lentilles de type Silicone sur verre **SoG**. Les modules CPV avec POEs réfléchives utilisent des miroirs en aluminium qui peuvent être polis, emboutis, roulés extrudés [102].

Pour les SOE, les optiques réfractives, sont fabriquées à partir des matériaux hautement transparents et stables aux UV, car elles sont exposés au rayonnement concentré. Les choix de matériaux sont des silicones ou des verres moulés ou fritté selon un procédé Sol-gel. Les optiques en verre sont collées, par exemple, avec une colle silicone sur la cellule solaire. Les optiques en silicone sont directement coulées par surmoulage ou également collées sur la cellule solaire. Les SOE réfléchifs sont fabriqués par pliage ou emboutissage profond de tôles.

La section suivante sera consacrée à la présentation des méthodes de fabrication des lentilles de Fresnel et aux secondaires réfractives objet de la thèse. Les méthodes pour les autres POEs et SOEs ne seront pas présentés.

2.4.2 Les différentes technologies de fabrication

Dans le cas des modules CPV à deux étages de lentilles de Fresnel, les technologies de fabrications sont divisées en : ceux pour les POEs (FL) et ceux pour les SOEs.

2.4.2.1 Technologies de fabrication des lentilles de Fresnel :

La lentille de Fresnel peut être fabriquée par différents procédés :

- Moulage par injection PMMA : il s'agit de la technologie de fabrication la plus populaire utilisée pour les lentilles de Fresnel depuis de nombreuses années. Cette technologie est possible grâce à une machine de moulage par injection, qui est essentiellement un grand mécanisme de serrage avec un système d'injection de plastique dans un moule. Le moulage par injection d'un élément en plastique est un processus très simple : du plastique fondu est injecté dans un moule (inséré à l'intérieur de la machine de moulage par injection), le plastique est refroidi, puis le moule est ouvert et la pièce retirée, le moule est fermé, et le cycle répété.
- Gaufrage à chaud du PMMA ou moulage par compression : dans le processus de gaufrage pour la fabrication de lentilles de Fresnel, la première étape est la création d'une surface maîtresse (moule) avec le profil des facettes concentriques en forme d'anneau pour la surface inférieure de la lentille (celle du haut restera plate). Le moule est positionné dans une presse à chaud, un film mince de PMMA est placé dans la presse et une pression est appliquée pour forcer le contact entre le film et le moule. La chaleur est appliquée pour amener le plastique au-dessus de sa température de transition, et il prend la forme du moule. Ensuite, la pression est supprimée, le film est laissé refroidir en dessous de sa température de transition et séparé du moule. Une fois le film retiré, un autre film est inséré et le cycle est répété. Le principal avantage du gaufrage est la possibilité de produire de grands volumes de lentilles de grande surface à un coût inférieur à celui obtenu par moulage par injection [103].
- Silicone-on-Glass coulage : les lentilles SoG sont des lentilles de Fresnel formées d'un substrat de verre transparent où on a attaché une fine couche de silicone avec des facettes imprimées ce qui assure la fonction réfractive. Elles sont fabriquées grâce à un processus de coulage où du silicone est appliqué sur le verre nettoyé. Le coulage est le processus de remplissage d'un moule avec un matériau liquide, qui peut se solidifier, en adoptant la forme du moule. Une fois le matériau suffisamment durci,

la pièce est retirée. Bien que les lentilles de type SoG se comportent mieux face aux rayons UV par rapport à une FL de type PMMA, elles présentent un inconvénient important. Comme le verre et le silicone ont des coefficients thermiques d'expansion très différents, la fine couche de silicone développe un certain degré de contrainte car elle ne peut pas se dilater librement dans la direction horizontale. Cet effet conduit à la déformation des facettes de Fresnel, produisant la création de deux foyers et une diminution conséquente de l'efficacité optique [104, 105]

2.4.2.2 Technologies de fabrication des SOEs :

les SOE réfractifs sont généralement fabriqués avec un matériau transparent, ce matériau est le verre. Le plastique est généralement exclu, car il n'est pas stable dans les hautes concentrations ($500\times$). Il existe différentes méthodes de fabrication des SOEs à partir du verre :

- Moulage du verre : la technologie de moulage du verre, similaire à celle du moulage en plastique, nécessite un verre souple, qui est conformé dans un moule et refroidi jusqu'à solidification. Le moulage permet de fabriquer des surfaces de forme libre, tant que le moule peut être fabriqué. En ce qui concerne les types de verre utilisés, tous les verres ne sont pas moulables. Le tableau montre les différents verres moulables 4.3
- Polissage du verre : si le SOE est constitué de surfaces plates ou sphériques, il est possible d'utiliser le polissage du verre. Cette technologie est très compétitive et permet d'accéder à des types de verre qui ne sont pas adaptés au moulage. Le matériau le plus utilisé est le BK7 et la liste des autres matériaux est listée dans le tableau 4.3
- Le Sol-Gel : dans le procédé Sol-Gel, des particules de silice sont versées dans le moule avec une solution acide. Cette réaction chimique permet aux particules de se gélifier et de former un réseau de silice qui est ensuite séché. Lors du séchage, le xérogel obtenu est retiré du moule et envoyé dans un four. Enfin, la pièce passe à une étape finale de purification chimique pour obtenir le produit de silice résultant.

TABLE 2.4 – Matériaux optiques pour la fabrication des SOEs

Type de verre	Exemple
Verre pour moulage	B270, H-K51, LIBA 2000, Schott BOROFLAT, et Swarovski C5 HT
Verre pour polissage	N-BK7, BSC7, E-BK7, et K9
Sol-gel méthode	Evonik Savosil

La figure 2.26 illustre des SOEs en verre fabriquées par différentes méthodes.

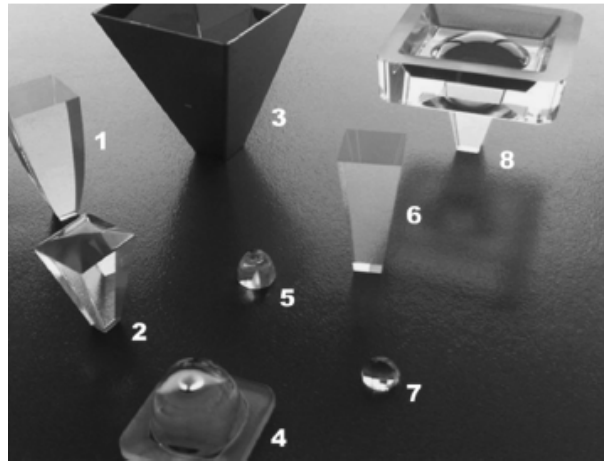


FIGURE 2.26 – Photographie de différentes SOEs : 1,2,4,5,7 et 8 fabriquées par moulage ; le 6 par polissage [25] .

2.5 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre l'état de l'art sur les systèmes CPV à base de la lentille de Fresnel . Dans un premier temps, nous avons défini la lentille de Fresnel et plusieurs SOEs, puis nous avons exposé l'état d'art de la FL comme concentrateur à un seul étage et comme POE d'un système à deux étages en précisant les performances optiques de différentes conceptions. Finalement, nous avons cité les différents matériaux et technologies de la fabrication des optiques des systèmes CPV.

Conception et simulation des prototypes LOUCOUM

Contents

3.1	Optique anidolique : concepts de base théoriques	58
3.1.1	Loi de l'étendue :	58
3.1.2	Le principe des rayons de bord :	59
3.1.3	Le principe de Fermat :	60
3.1.4	Réflexion, réfraction et la réflexion totale interne (TIR) :	60
3.2	Conception du Système :	60
3.2.1	Considérations géométriques :	60
3.3	Etude comparative des systèmes CPV :	64
3.3.1	Dimensionnement du système :	64
3.3.2	Logiciel de simulation	65
3.3.3	Simulation des performances des systèmes :	68
3.3.4	Analyse paramétriques du Mini-module LOUCOUM avec la pyramide comme SOE :	75
3.4	Le coût du système LOUCOUM :	82
3.5	Conclusion	86

Ce chapitre est consacré à la conception, simulation et comparaison de quatre éléments d'optiques secondaires pour le CPV : CPC, CCPC, pyramide et cône. Les SOEs comprennent tous une lentille de Fresnel comme élément d'optique primaire. Tout d'abord, nous aborderons les bases de l'optique non-imageante nécessaires à la compréhension des concentrateurs optiques. Par la suite, nous entamons l'étude des éléments optiques. L'étude est basée sur la modélisation du système combinée à une simulation optique. Une analyse paramétrique pour la réalisation des premiers prototypes sera aussi présentée. De nombreux résultats de simulations seront présentés pour les différentes conceptions optiques. Toutes ces simulations ont été réalisées grâce au logiciel TracePro. La dernière partie est consacrée à l'estimation du coût du système final LOUCOUM.

3.1 Optique anidolique : concepts de base théoriques

En optique anidolique, la lumière traverse des milieux homogènes avec des indices de réfraction constants. Par suite, la lumière peut être représentée sous la forme d'un flux de lignes droites. Cette forme de représentation est connue sous le nom d'optique à rayons. Donc les lois de passage entre deux milieux optiques peuvent être appliquées pour déterminer la direction des rayons de la lumière. Ces lois sont présentées dans les sous-sections suivantes.

3.1.1 Loi de l'étendue :

Un faisceau lumineux qui traverse une surface en faisant avec sa normale un angle θ est caractérisé par une grandeur photométrique dite étendue. La figure 3.1 présente la conservation de l'étendue entre un élément de surface émettrice dM et un élément de surface écran dS . L'étendue dG_M de la lumière dans un milieu d'indice n s'écrit :

$$dG_M = n^2 dM \cos\theta_M d\Omega_M \quad (3.1)$$

où $d\Omega_M$ est l'angle solide sous lequel l'élément de surface dM est vu depuis l'élément de surface dS et θ_M est l'angle entre la direction de propagation et le vecteur normal n_M (voir figure 3.1).

La conservation de l'étendue du faisceau exprime la conservation du flux émis par une surface source lors de sa propagation, jusqu'à la surface réceptrice. La conservation de flux entre dM et dS est :

$$n^2 dM \cos\theta_M d\Omega_M = n^2 dS \cos\theta_S d\Omega_S \quad (3.2)$$

soit :

$$n^2 dM \cos\theta_M \frac{dS \cos\theta_S}{d^2} = n^2 dS \cos\theta_S \frac{dM \cos\theta_M}{d^2} \quad (3.3)$$

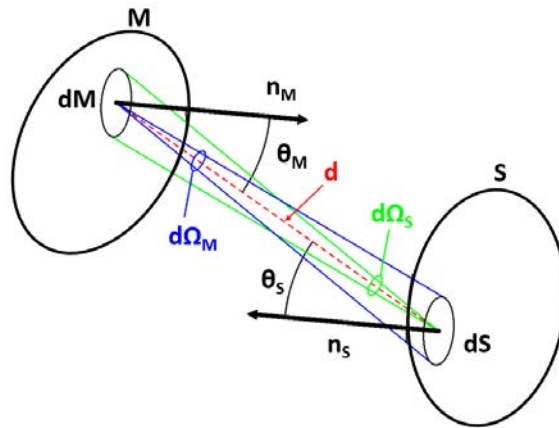


FIGURE 3.1 – Conservation de l'étendue.

La conservation de l'étendue est une application typique de l'optique non-imageante[39]. Elle impose des limites infranchissables entre les grandeurs d'entrée et de sortie du système et permet de déterminer la forme des concentrateurs.

3.1.2 Le principe des rayons de bord :

Le principe des rayons de bord est le principe de base de conception des optiques non-imageantes. Ce principe énonce que, pour un système optique recevant un faisceau de rayons A, il suffit de considérer les rayons dA_0 et dA_i , qui sont les rayons de bord de faisceau A pour dessiner les surfaces optiques du concentrateur[106, 107]. Autrement dit, si l'angle d'incidence des rayons est entre $-\theta_i$ et $+\theta_i$ tous les rayons parallèles entre eux se focalisent sur le récepteur (voir figure 3.2). $-\theta_i$ et $+\theta_i$ sont les deux angles extrêmes du faisceau. Le principe des rayons de bord est la clé de conception dans la plupart des concentrateurs non-imageants.

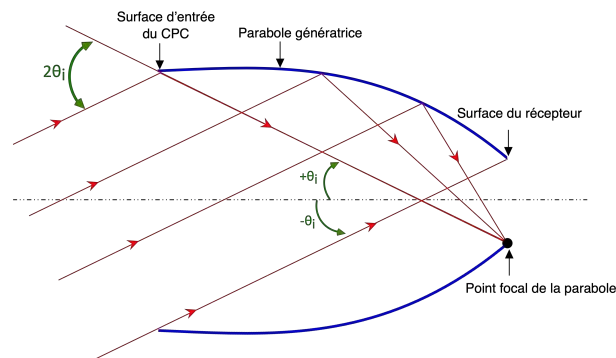


FIGURE 3.2 – Principe des rayons de bord appliqué au dessin du CPC.

3.1.3 Le principe de Fermat :

Le principe de Fermat concerne la longueur du chemin optique parcouru par la lumière entre deux points. Il stipule que, étant donné un rayon lumineux entre deux points et son temps de parcours entre eux, tout trajet adjacent proche de lui présente le même temps de parcours. La longueur du chemin optique L est définie par l'équation :

$$L = \int_A^B n(x, y, z) dl \quad (3.4)$$

où $n(x, y, z)$ est l'indice de réfraction du milieu au point (x, y, z) et dl est la longueur différentielle le long du trajet de la lumière entre les points A et B. Le principe de Fermat veut que la trajectoire d'un rayon optique entre deux points soit minimale. Les rayons partent d'un front d'onde et traversent un support optique présentant un certain nombre d'éléments optiques. Chaque rayon est parallèle et la distance parcourue entre les points de départ et le point d'arrivée est constante.

3.1.4 Réflexion, réfraction et la réflexion totale interne (TIR) :

Dans les concentrateurs, le rayon est dirigé selon le type du matériau utilisé, qui est soit réfléchissant soit réfractif soit une combinaison des deux. Le rayon réfléchi est décrit par la loi de la réflexion. En considérant une surface parfaitement lisse, l'angle du rayon réfléchi θ_r est égal à l'angle du rayon incident θ_i , par rapport aux surfaces normales.

La réfraction se produit lorsque la lumière traverse l'interface entre deux milieux transparents de densités différentes. Elle est régie par la loi de Snell-Descartes :

$$n_i \sin \theta_i = n_t \sin \theta_t \quad (3.5)$$

La TIR est possible seulement à l'intérieur d'un matériau diélectrique. En effet, lorsque la lumière se propage à l'intérieur d'un milieu transparent le plus dense entouré d'un milieu avec une densité plus faible, elle peut frapper les parois internes et être totalement réfléchie dans le milieu plus dense au lieu de traverser l'interface entre les deux milieux. Pour des angles d'incidence θ_i égaux ou supérieurs à l'angle critique θ_c du matériau, la lumière restera piégée à l'intérieur du milieu le plus dense par le principe de TIR. Les trois principes sont représentés sur la figure 3.3

3.2 Conception du Système :

3.2.1 Considérations géométriques :

3.2.1.1 La lentille de Fresnel :

Une lentille de Fresnel est une lentille qui contient généralement une surface plate et une surface formée de plusieurs sections annulaires, formant des facettes inclinées (voir

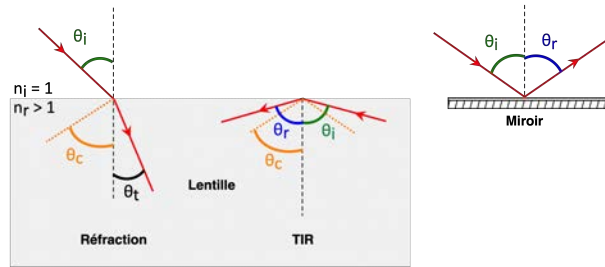


FIGURE 3.3 – De gauche à droite : réfraction des rayons et réflexion totale interne dans un diélectrique puis réflexion sur une surface métallique.

figure 3.4). Elle est définie par son diamètre (d), sa distance focale (f), son angle θ et par son nombre d'ouverture $f_{\#}$. Ces paramètres sont reliés par les équations suivantes :

$$f_{\#} = \frac{f}{d} \quad (3.6)$$

et

$$\tan\theta = \frac{d}{2f} \quad (3.7)$$

La lentille est construite avec plusieurs prismes. Chaque prisme réfracte la lumière inci-

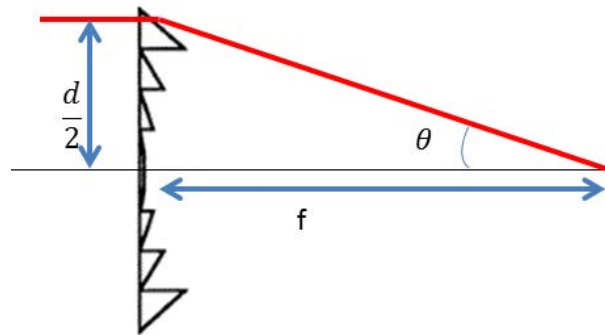


FIGURE 3.4 – Lentille de Fresnel.

dente au même point afin de focaliser la lumière d'un point situé à la distance de l'objet avant la lentille, à un point situé à la distance de l'image après la lentille. L'angle de sommet de prisme α peut être calculé en utilisant la loi de réfraction de Snell. Lorsque le rayon traverse le prisme, il est réfracté par la première surface et ensuite par la deuxième surface (figure 3.5).

On a

$$\sin(i_1) = n \sin(i_2) \quad (3.8)$$

d'après la figure 3.5 on a :

$$i_2 + i_3 = \alpha \quad (3.9)$$

et

$$i_1 = \theta_1 + i_2 + i_3 \quad (3.10)$$

donc en remplaçant dans 3.8 on obtient :

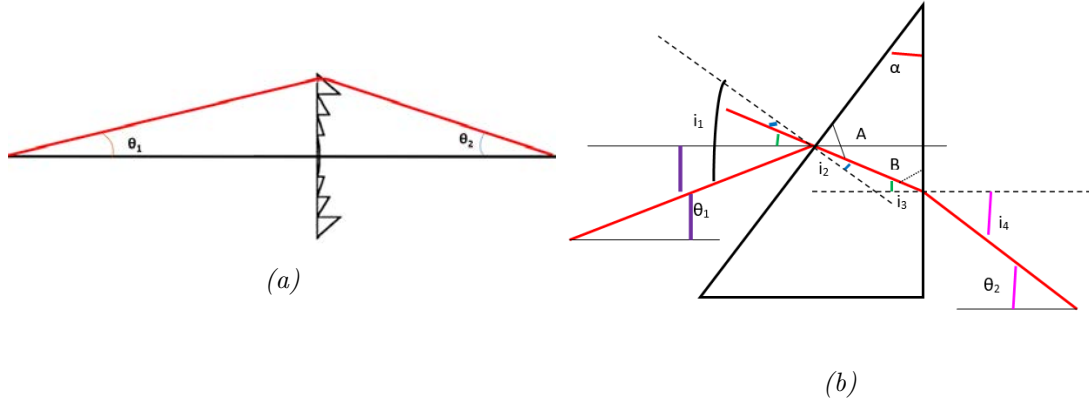


FIGURE 3.5 – (a) : Passage d'un rayon à travers une lentille de Fresnel; (b) : Déviation des rayons par un prisme.

$$\sin(\theta_1 + \alpha) = n \sin(\alpha - i_3) \quad (3.11)$$

$$\sin\theta_1 \cos\alpha + \cos\theta_1 \sin\alpha = n \sin\alpha \cos i_3 - n \cos\alpha \sin i_3 \quad (3.12)$$

Et en utilisant la loi de Snell à la 2^{ème} surface du prisme on a :

$$n \sin(i_3) = \sin(i_4) \quad (3.13)$$

et on a

$$i_4 = \theta_2 \quad (3.14)$$

En remplaçant dans l'équation 3.12 on obtient :

$$\sin(\theta_1) \cos(\alpha) + \cos(\theta_1) \sin(\alpha) = n \sin(\alpha) \cos(i_3) - n \cos(\alpha) \frac{\sin(\theta_2)}{n} \quad (3.15)$$

et puisque

$$\cos^2 i_3 + \sin^2 i_3 = 1 \quad (3.16)$$

$$\cos i_3 = \frac{\sqrt{n^2 - \sin^2 \theta_2}}{n} \quad (3.17)$$

l'équation 3.15 devient :

$$\sin\theta_1 \cos\alpha + \cos\theta_1 \sin\alpha = n \sin\alpha \frac{\sqrt{n^2 - \sin^2 \theta_2}}{n} - n \cos\alpha \sin i_3 \quad (3.18)$$

$$\sin\theta_1 \cos\alpha + \cos\theta_1 \sin\alpha = \sin\alpha \sqrt{n^2 - \sin^2\theta_2} - n \cos\alpha \sin i_3 \quad (3.19)$$

$$\frac{\cos\alpha}{\sin\alpha} (\sin\theta_1 + \sin\theta_2) = \sqrt{n^2 - \sin^2\theta_2} - \cos\theta_1 \quad (3.20)$$

d'où :

$$\tan\alpha = \frac{\sin\theta_1 + \sin\theta_2}{\sqrt{n^2 - \sin^2\theta_2} - \cos\theta_1} \quad (3.21)$$

Par cette équation, nous pouvons déterminer l'angle au sommet de chaque prisme, puis la lentille de Fresnel est créée.

3.2.1.2 Le Concentrateur Parabolique Composé (CPC) :

Un CPC est défini par ses paramètres géométriques : les rayons de sortie et d'entrée r_{cpc} et R_{cpc} respectivement, l'angle θ , la longueur L_{cpc} et la distance focale F_{cpc} . Tous ces paramètres sont représentés sur la figure 3.6 ; ils sont dépendants et liés par les équations suivantes (voir figure 3.6) :

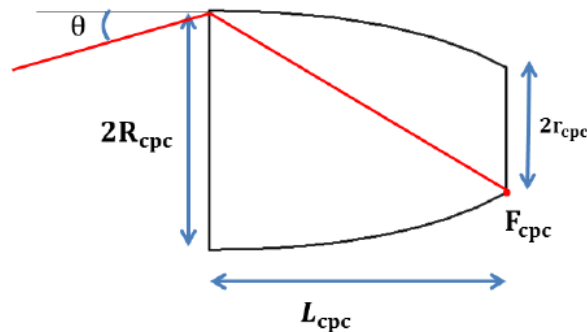


FIGURE 3.6 – Paramètres du CPC.

$$R_{cpc} = \frac{r_{cpc}}{\sin\theta} \quad (3.22)$$

$$F_{cpc} = r_{cpc} (1 + \sin\theta) \quad (3.23)$$

$$L_{cpc} = \frac{R_{cpc} + r_{cpc}}{\tan\theta} \quad (3.24)$$

Comme était mentionné dans le chapitre 2, Le CCPC est un concentrateur de la même famille du CPC avec une entrée et une sortie carrées. Il est défini par les mêmes formules que le CPC.

L'annexe 1 comprend la formulation détaillée de ces équations.

3.2.1.3 Le cône et la pyramide :

Le cône, représenté sur la figure 3.7, possède un ensemble de paramètres dépendant du nombre de réflexions N accompli par un rayon avant de sortir du cône. Ses paramètres de conception sont sa longueur $L_{cône}$, son rayon de sortie $r_{cône}$, son rayon d'entrée $R_{cône}$ et son angle $\alpha_{cône}$. Le paramètre a_n est la moitié de la différence entre la largeur de la sortie et la largeur de l'entrée. Un cône peut être considéré comme un assemblage en série de plusieurs petits cônes dont la longueur de chacun est limitée par l'impact de deux réflexions successives, d'un rayon lumineux donné, sur les surfaces des cônes. La surface d'entrée d'un cône intermédiaire est égale à la surface de sortie du cône qui le précède. Le

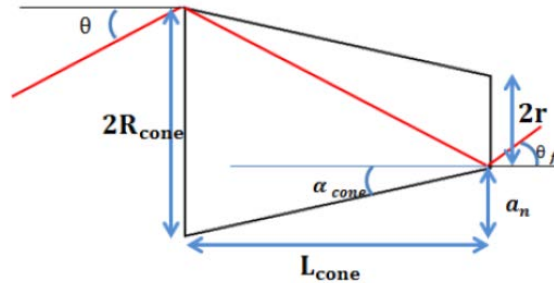


FIGURE 3.7 – Paramètres du cône.

rayon d'entrée est donné par :

$$R_{cône} = r_{cône} + \sum_{N=1}^{N=N_{max}} a_N \quad (3.25)$$

La longueur du cône est défini par :

$$L_{cône} = \frac{R_{cône} - r_{cône}}{\tan \alpha_{cône}} \quad (3.26)$$

et l'angle de la sortie θ_f est donné par :

$$\theta_f = \theta + 2N\alpha_{cône} \quad (3.27)$$

La pyramide est inspirée du cône et décrite donc par le même ensemble d'équations. L'annexe 2 comprend la formulation détaillée de ces équations.

3.3 Etude comparative des systèmes CPV :

3.3.1 Dimensionnement du système :

D'après le cahier de charge du projet LOUCOUM, nous devons proposer un prototype HCPV à deux étages à base de la lentille de Fresnel. La lentille de Fresnel a un diamètre

de 350mm et une épaisseur de 3mm. La cellule solaire multi-jonction est de 10mm de chaque côté et la longueur du système optique ne doit pas dépasser le 398mm . Toutes ces conditions imposent que les SOEs doivent avoir la même longueur pour fonctionner sur une taille unique pour le panneau CPV.

En ce qui suit, nous présentons une étude comparative par simulation de traçage des rayons par le logiciel TracePro, de quatre concentrateurs solaires, réalisés à partir d'une lentille de Fresnel en tant que POE avec un diamètre de 350 mm et une focale de 265 mm comme spécifié dans les exigences de notre projet, et en utilisant le CPC, le CCPC, la pyramide et le cône comme SOEs. Cette comparaison est effectuée en termes d'efficacité optique, de l'angle d'acceptance et de la distribution du flux à la sortie de chaque SOE en utilisant les matériaux listés dans le tableau 3.1. La taille de la pyramide et du cône

TABLE 3.1 – Matériaux optiques utilisés pour la fabrication des SOEs

Matériau	Indice de réfraction	Transmission (%)	Intervalle de longueur d'onde (nm)
Silice fondue	1,46	100	210 - 3710
PMMA	1,49	92	200-2100
BK7	1,51	99	300-2500
B270	1,52	99	350-2500

dépend du nombre de réflexions N (équations 3.25 - 3.26). Donc, pour la conception des SOEs, on considère la taille du CPC et CCPC comme référence puisqu'elle est définie à partir de l'angle de sortie de la lentille θ .

Le tableau 3.2 présente les tailles des SOEs pour chaque matériau.

Une modélisation optique détaillée est appliquée pour analyser les performances des quatre

TABLE 3.2 – Tailles des SOEs.

Matériau	CPC et CCPC		Cône et pyramide	
	ouverture d'entrée (mm)	Longueur (mm)	ouverture d'entrée (mm)	Longueur (mm)
Silice fondue	26,50	44,8	15	44,8
PMMA	27	46,52	15	46,52
BK7	27,4	47,70	15	47,70
B270	27,58	48,30	15,05	48,30

unités CPV pour choisir celui qui assure le meilleur compromis entre : L'efficacité optique, l'angle d'acceptance et la distribution de flux.

3.3.2 Logiciel de simulation

Il existe une pléthore de logiciels de conception optique tels que TracePro, Zemax, Code V, OSLO, LightWave, OpticsLab, ASAP, etc, qui peuvent être utilisés pour la

conception et l'analyse optique. TracePro a été choisi comme outil de simulation de lancer de rayons dans cette thèse.

C'est l'un des logiciels de traçage de rayons le plus efficace. Il est capable de fournir un environnement de simulation pour l'optimisation optique des concentrateurs solaires ainsi que d'exporter une distribution de flux concentrée proche de la réalité en tenant compte de tous les paramètres affectant les performances optiques. De plus, les résultats des travaux expérimentaux basés sur ce logiciel ont permis d'obtenir un accord acceptable et ont été utilisés par de nombreux chercheurs pour évaluer et optimiser les performances optiques pour différentes conceptions CPV [92, 93, 94].

TracePro trace les rayons en utilisant le «Ray Tracing généralisé». Cette technique nous permet de lancer des rayons dans un modèle sans faire d'hypothèses quant à l'ordre dans lequel les objets et les surfaces seront intersectés. À chaque intersection, les rayons individuels peuvent être soumis à absorption, réflexion, réfraction, diffraction et diffusion. Au fur et à mesure que les rayons se propagent le long des différents chemins à travers les différents éléments, TracePro garde une trace du flux optique associé à chaque rayon.

3.3.2.1 Création des éléments optiques :

TracePro a des interfaces intégrées pour plusieurs composants tels que : le concentrateur parabolique composé (CPC), les objets coniques, les lentilles classiques et les lentilles de Fresnel. Il inclut aussi le langage de programmation Scheme, un langage de macro flexible pour manipuler les vues, éditer la géométrie et écrire des programmes de macro, ce qui permet de modifier et de créer des nouveaux objets comme la pyramide.

Comme un exemple de création des éléments optiques, nous allons présenter les deux méthodes (interface intégrée et programmation macro) pour obtenir un cône plein d'une longueur de 30 mm, une entrée de 20 mm et une sortie de 10 mm.

Pour l'insérer directement, l'élément de menu "insert | Primitive Solid" (Figure 3.8) ouvre une boîte de dialogue qui nous permet d'entrer les paramètres pour insérer un cône en suivant ces étapes :

- Sélectionner l'onglet Cylinder/Cone de la boîte de dialogue Insérer des solides primitifs ;
- Sélectionner le bouton Cone ;
- Saisir la position X, Y, Z de l'entrée de cône (0,0,0) ;
- Saisir le rayon de l'entrée du cône (10).

- Saisir le rayon de la sortie du cône (5)
- Saisir la longueur du cône (30)
- Appuyer sur le bouton Insert pour créer le cône.

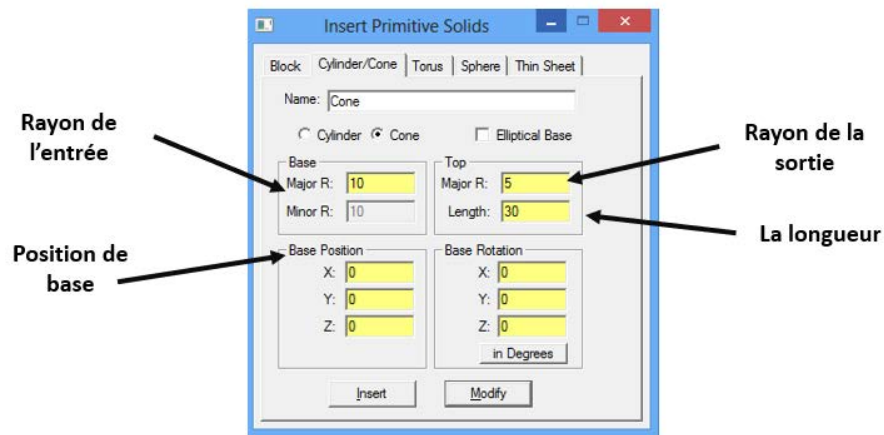


FIGURE 3.8 – Boite de dialogue pour insérer le cône.

La figure 3.9 donne les commandes Scheme dans TracePro pour la création du cône. Elles donnent un cône plein avec une entrée à $(0,0,0)$, la sortie à $(20,30,40)$, avec un rayon de 10 à la première extrémité et 5 à la seconde extrémité.

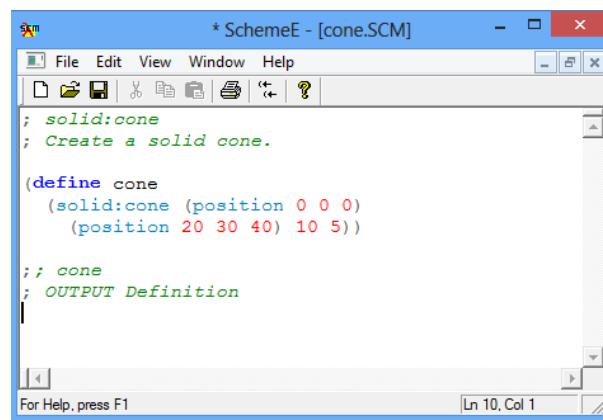


FIGURE 3.9 – Commandes Scheme pour créer le cône.

3.3.2.2 Création de la source :

TracePro permet de créer une source en grille, en spécifiant la taille de la source, la distribution spatiale et angulaire des rayons, le nombre de rayons à tracer et la puissance de flux. Au démarrage initial, une source de grille par défaut est définie dans TracePro.

Les entrées par défaut dans la boîte de dialogue peuvent être modifiées en entrant les données souhaitées, puis en cliquant sur le bouton "Modify". La figure 3.10 présente la boîte de dialogue pour insérer la source. Dans une source de forme circulaire, les rayons

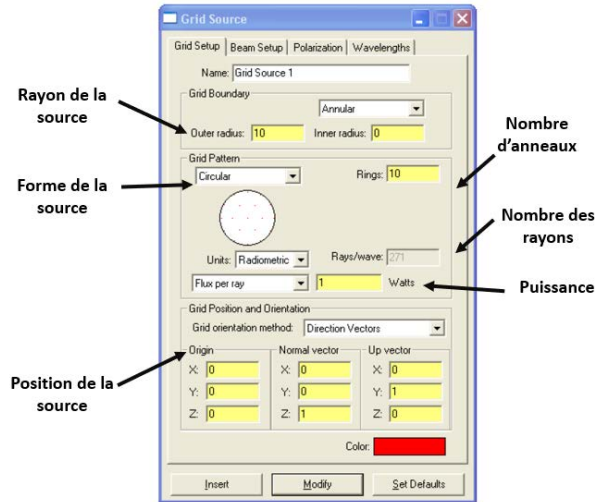


FIGURE 3.10 – Boîte de dialogue pour insérer la source.

sont lancés en anneaux. Le premier anneau est un point situé au centre du cercle et le deuxième anneau est constitué de six rayons régulièrement répartis autour d'un cercle. Chaque anneau successif a six rayons supplémentaires. Les rayons des anneaux sont définis de manière à ce que chaque rayon représente une surface égale. Le nombre de rayons X est défini comme suit :

$$X = 3x(x - 1) + 1 \quad (3.28)$$

x est le nombre des anneaux.

Pour choisir le nombre des rayons pour faire nos simulations, nous avons simulé un système composé de la lentille de Fresnel et de la pyramide. Nous avons varié le nombre de rayons entre 100 et 1,5 millions. La figure 3.11 illustre l'efficacité optique en fonction de nombre des rayons. Nous pouvons remarquer que l'efficacité optique ne varie pas significativement après 10 000 rayons. En tenant en compte que le temps de la simulation augmente avec l'augmentation du nombre de rayons, 500000 rayons suffiraient pour faire nos simulations.

3.3.3 Simulation des performances des systèmes :

Pour les simulations réalisées dans cette thèse avec le logiciel TracePro, chaque conception est simulée dans les mêmes conditions, le SOE est placé au point focal de la lentille de

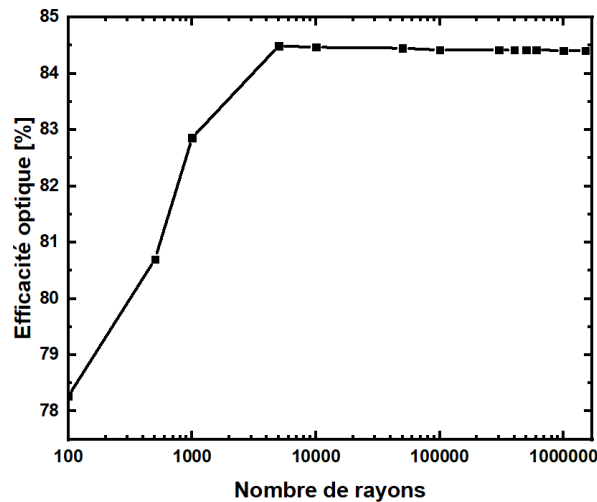


FIGURE 3.11 – Efficacité optique en fonction de nombre de rayons incidents avec TracePro pour un système optique CPV à deux étages.

Fresnel, la source est définie sur la base des paramètres de corrélation spectrale standard AM1.5D et le rayonnement solaire est réglé à $1000W/m^2$.

La figure 3.12 montre la disposition et le traçage des rayons de la lentille de Fresnel et du SOE pendant la simulation ainsi que les SOEs en 3D.

3.3.3.1 Efficacité optique et angle d'acceptance

Comme était défini dans le chapitre 1, l'efficacité optique du concentrateur est définie comme le rapport entre les puissances mesurées à sa sortie et à son entrée. La figure 3.13 montre une comparaison des efficacités optiques du système entier des différents SOEs pour chaque matériau sur la base des simulations faites par TracePro. La distance focale du POE est la même pour les quatre types de SOEs. Les résultats montrent que les types pyramide, cône et CPC ont une efficacité optique similaire avec un petit avantage pour la pyramide quel que soit le matériau utilisé. Les efficacités pour la silice fondue sont respectivement 82,40%, 80,10% et 81,26%. Le CCPC présente la plus faible efficacité optique (elle ne dépasse pas les 75%), cela est dû au fait qu'une partie des rayons est réfléchi et une autre partie est soumise à plus de réflexions que leurs similaires dans le CPC, ce qui rend l'intensité finale plus faible.

Pour l'angle d'acceptance, nous avons effectué des simulations en variant l'angle d'incidence de 0° (incidence normale) avec un pas de 0.01° jusqu'à l'obtention de 80% de l'efficacité optique de chaque configuration.

nous avons constaté que le choix du matériau n'a aucune influence sur cette figure de mérite. Chaque SOE a donné le même angle d'acceptance quel que soit le matériaux utilisé. D'après le tableau 3.3, on peut remarquer que :

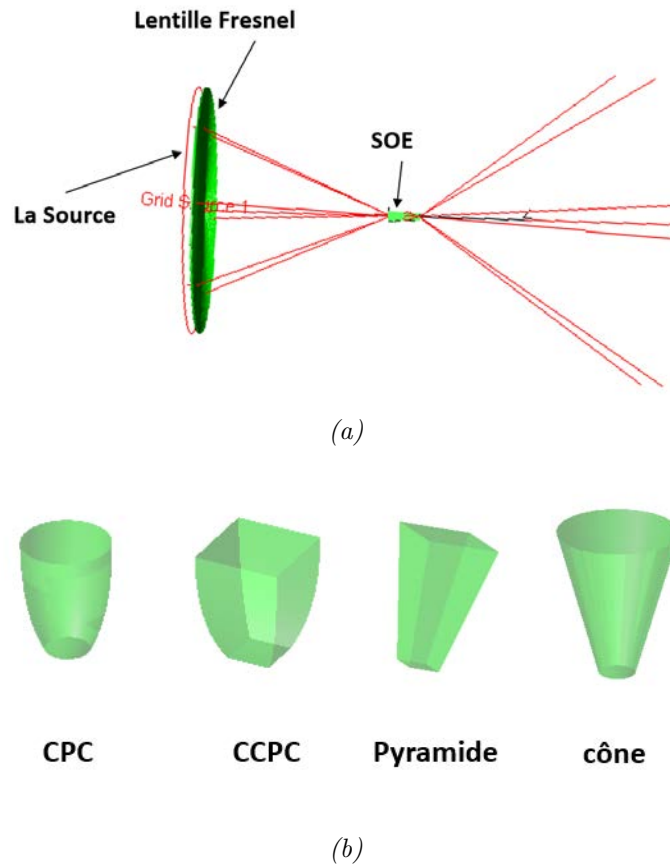


FIGURE 3.12 – (a) : traçage de rayon ; (b) : les SOEs en 3D.

- Les unités CPV contenant la pyramide et le CPC présentent l'angle d'acceptance le plus élevé (1.4°)
- L'unité avec le CCPC présente un angle d'acceptance plus faible (1.03°)
- L'unité avec le cône présente l'angle d'acceptance le plus faible (1°).

Ces résultats doivent être pris avec réserve ; en fait, une efficacité optique plus élevée ou un angle large ne signifie pas un concentrateur performant. En plus de ces critères, le concentrateur doit être capable de fournir une bonne répartition de flux à sa sortie.

3.3.3.2 Distribution de flux

Un autre facteur qui est primordial pour le bon fonctionnement d'un système CPV est l'uniformité de l'irradiance à la sortie du concentrateur. Nous avons vérifié la distribution de flux à la sortie de chaque concentrateur par le calcul du PAR. Rappelons que le $PAR =$ (la valeur de l'irradiance maximale) / (la valeur de l'irradiance moyenne) ou rapport crête / moyenne de l'éclairage frappant à la sortie du concentrateur. Il faut bien noter qu'une

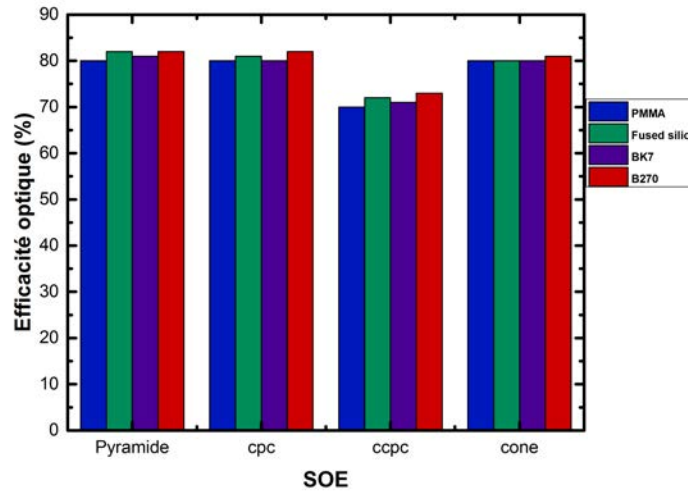


FIGURE 3.13 – Efficacité optique à la sortie des quatre unités CPV pour différents matériaux.

TABLE 3.3 – Angle d'acceptance des quatre unités CPV.

SOE	Angle d'acceptance (°)			
	PMMA	Silice fondue	BK7	B270
Pyramide	1,4	1,4	1,4	1,4
CPC	1,4	1,4	1,4	1,4
CCPC	1,03	1,03	1,03	1,03
Cône	1,0	1,0	1,0	1,0

valeur faible de PAR signifie une uniformité plus élevée et qu'un concentrateur parfait a un PAR=1. La figure 3.14 présente le PAR de chaque SOE pour les quatre matériaux. On remarque que :

- la pyramide a le PAR le plus petit pour tous les matériaux (il ne dépasse pas 1,25), suivi du CPC qui présente aussi une bonne homogénéité (un PAR aux alentours de 1,35)
- Le CPC et le cône ont une mauvaise distribution de flux, ils ont respectivement un PAR qui dépasse 7 et 6.

La figure 3.15 montre la distribution et l'intensité du flux sous incidence normale pour les différents SOEs fabriqués de la silice fondue. On peut voir que pour le cône et le CPC, une forte intensité est localisée aux centres de leurs sorties et qu'elle diminue considérablement en s'éloignant. Aussi une distribution uniforme est remarquée pour le

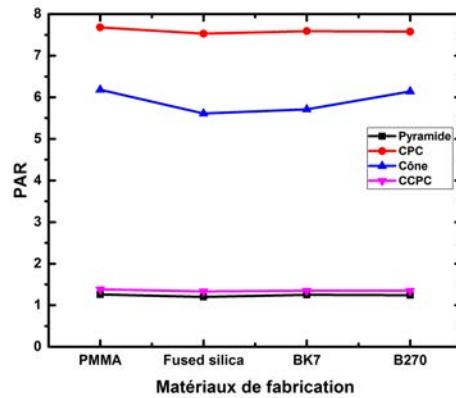


FIGURE 3.14 – PAR de chaque SOE pour différents matériaux.

CCPC et la pyramide, ce qui indique que ces deux concentrateurs présentent une bonne redistribution de flux sur le récepteur.

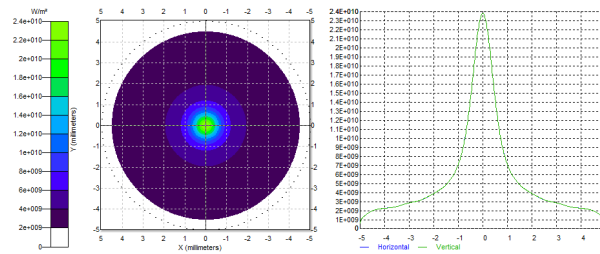
Pour résumer cette étude, le tableau 3.4 présente les points forts et les points faibles de chaque concentrateur. On constate que :

- La pyramide est la meilleure, elle regroupe un bon compromis entre les trois facteurs.
- Le CPC présente une bonne efficacité optique et un large angle mais il a une mauvaise homogénéité,
- La CCPC arrive à assurer une bonne distribution de flux mais il a une faible efficacité et un angle petit en le comparant avec les autres SOEs.
- le cône a une bonne efficacité optique, mais il a une mauvaise distribution de flux et un petit angle d'acceptance comparé à la pyramide.

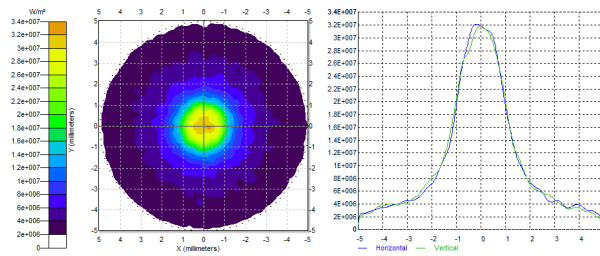
Pour le choix des matériaux la silice fondue peut être le meilleur choix puisqu'elle assure une bonne efficacité et répartition de flux avec tous les SOEs, et aussi permet de construire des SOEs relativement petits en le comparant avec les autres matériaux voir tableau 3.2.

TABLE 3.4 – Comparaison des quatre SOEs

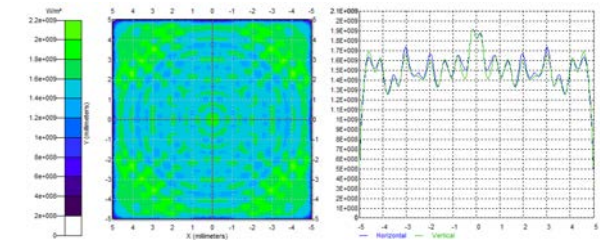
SOE	Efficacité optique	Angle d'acceptance	Homogénéité de flux
Pyramide	+	+	+
CPC	+	+	-
CCPC	-	-	+
Cône	+	-	-



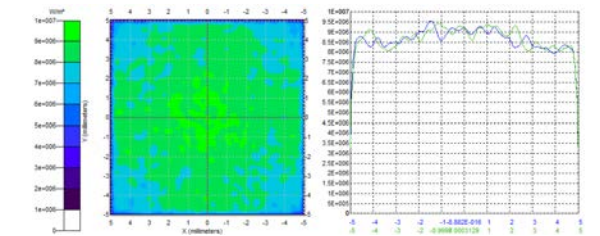
(a) CPC



(b) Cône



(c) CCPC



(d) Pyramide

FIGURE 3.15 – Cartes de distribution de flux pour les quatre SOEs fabriqués de la Silice fondue : (a) CPC, (b) cône, (c) CCPC, (d) Pyramide

3.3.3.3 Position de la pyramide par rapport à la lentille de Fresnel :

Dans cette section, nous allons chercher la meilleure position de la pyramide par rapport à la lentille de Fresnel. Nous allons considérer la silice fondue comme matériau. Les autres conditions de simulation sont conservées.

Trois positions sont possibles : la première, $z = f$, le SOE est à la focale de la lentille, la deuxième et la troisième sont à $z = z_{max}$ et $z = z_{min}$, respectivement définis par l'endroit où la taille du flux entrant correspond au diamètre d'entrée (ou côté) de chaque élément au-delà et avant le point focal de la lentille. Ces deux positions sont définies par :

$$z = z_{max} = f + \frac{R}{\tan \theta} \quad (3.29)$$

$$z = z_{min} = f - \frac{R}{\tan \theta} \quad (3.30)$$

La figure 3.16 montre les trois configurations. z_{max} et z_{min} sont les positions limites où la pyramide collecte la majorité des rayons arrivant de la lentille.

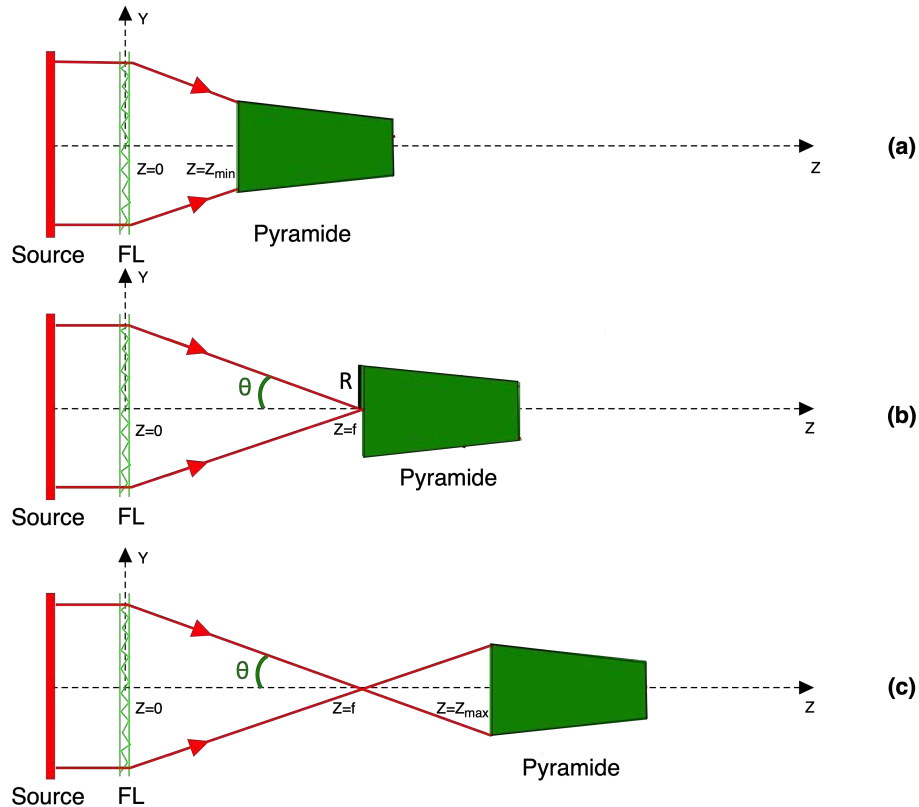


FIGURE 3.16 – Position de la pyramide par rapport à la lentille de Fresnel.

Le tableau 3.5 résume les performances optiques du concentrateur en fonction de la position de la pyramide par rapport à la lentille.

TABLE 3.5 – Performances optiques du concentrateur en fonction de la position de la pyramide.

Position	Efficacité optique (%)	Angle d'acceptance (°)	PAR
$z = f$	82,40	1,4	1,23
$z = z_{max}$	82,16	1,25	1,28
$z = z_{min}$	81,89	1,27	1,35

Nous remarquons que les efficacités optiques des trois configurations sont presque constantes. Quelle que soit la position entre z_{max} et z_{min} , la pyramide arrive à collecter les rayons et les rediriger vers sa sortie.

Pour l'angle d'acceptance, la pyramide présente l'angle le plus large quand elle est au point focal de la lentille. Lorsque la pyramide est placée à z_{max} ou à z_{min} , l'angle d'acceptance diminue de $0,15^\circ$. Les rayons extrêmes arrivent avec des angles plus grands qu'en cas où la pyramide est au point focal, donc une fois nous tournons la source les rayons sont perdus ce qui diminue l'angle d'acceptance.

L'uniformité des configurations est présentée par le PAR dans le tableau 3.5 et les cartes de distribution du flux à la sortie de la pyramide sur la figure 3.17. Les valeurs de PAR vont de 1,35 (conception z_{max}) à 1,23 (cas de la pyramide au point focal). Ainsi, ce dernier éclaire plus uniformément le cellule solaire, comme le montre la figure 3.17.

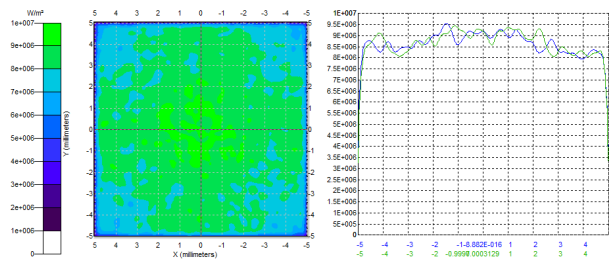
Nous pouvons conclure que la position optimale pour la pyramide est au point focal de la lentille de Fresnel.

3.3.4 Analyse paramétriques du Mini-module LOUCOUM avec la pyramide comme SOE :

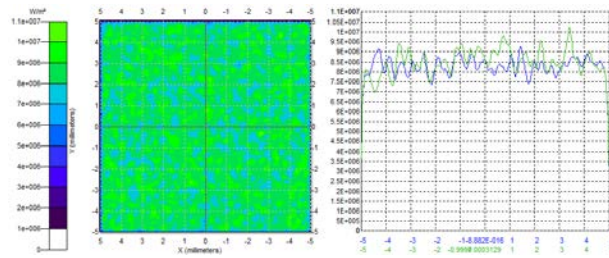
Après avoir montré dans la section précédente que la pyramide donne le meilleur angle d'acceptance et une bonne uniformité de flux. La pyramide et le cône ont été fabriqués en silice fondue hautement transparente pour valider expérimentalement nos résultats (voir figure 3.18) dans le chapitre suivant. Le cône est fabriqué pour des fins de comparaison.

En fait, pour les tests sur un banc de mesure au laboratoire et parfois pour les tests à l'extérieur face au soleil, une configuration plus simple est utilisée. Généralement nous utilisons des composants plus petits, comme par exemple la lentille de Fresnel. Mais, il faut veiller à conserver au moins l'une des principales propriétés des systèmes réels.

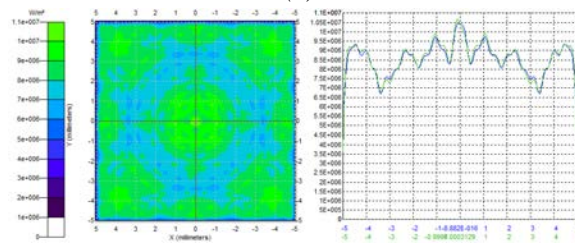
Partant du principe que l'efficacité optique dépend des propriétés du matériau, que le taux de concentration dépend des géométries choisie, nous avons choisi de tester la valeur de l'angle d'acceptance. Le système de taille réduite sera à nouveau simulé avec les caractéristiques fixes du SOE conçu à l'origine. Pour cela, nous avons considéré deux



(a)



(b)



(c)

FIGURE 3.17 – Cartes de distribution de flux à la sortie de la pyramide : (a) $z = f$, (b) $z = z_{max}$, (c) $z = z_{min}$.

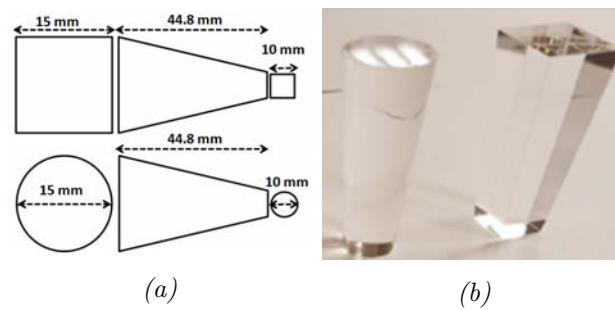


FIGURE 3.18 – (a) Dessin de la pyramide et du cône. (b) Photos des SOEs.

diamètres de la lentille 75 et 100 mm définissant ainsi trois nouveaux concentrateurs P_1 , P_2 et P_3 utilisant le même élément secondaire mais ayant différentes tailles en entrée (voir figure 3.19).

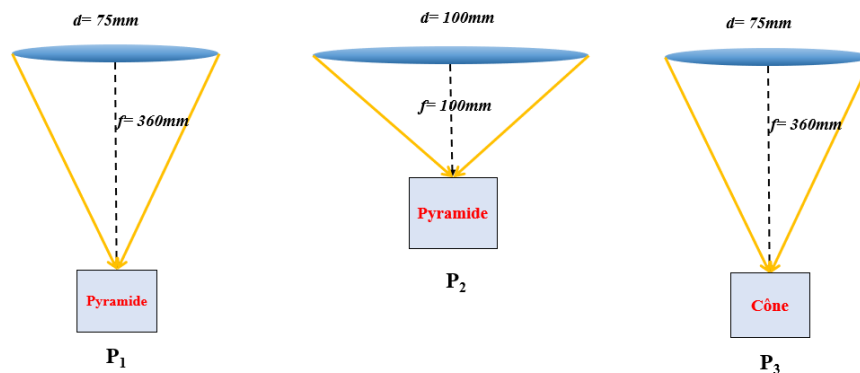


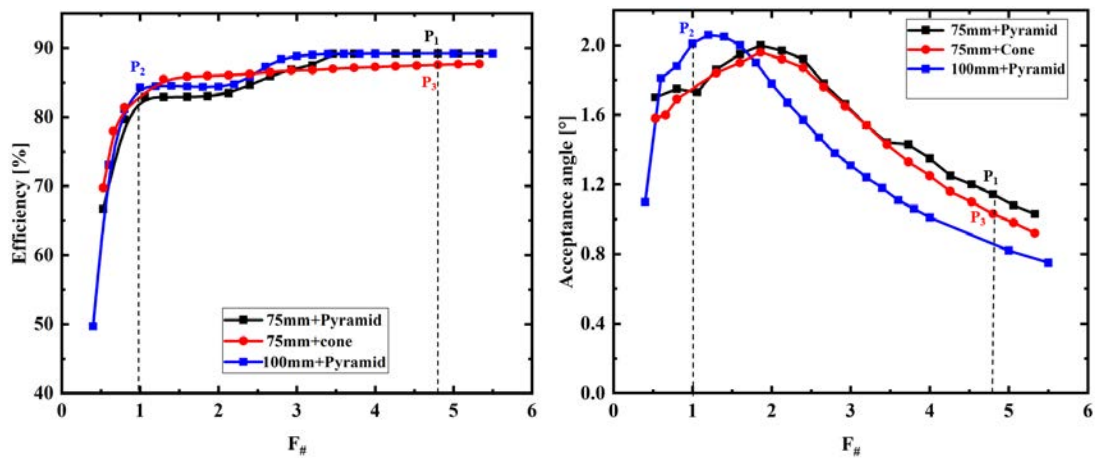
FIGURE 3.19 – Les trois prototypes P_1 , P_2 et P_3 .

Pour chaque diamètre nous allons modifier la distance focale pour analyser l'impact de la variation du $f_{\#}$ sur les performances optiques du système. Dans cette analyse paramétrique, le $f_{\#}$ est changé de 0,4 à 5,5.

Nous simulons les structures géométriques des conceptions pour obtenir leurs efficacités optiques, leurs angles d'acceptance et leurs PARs, définis en détails dans la section 1.3.3.2

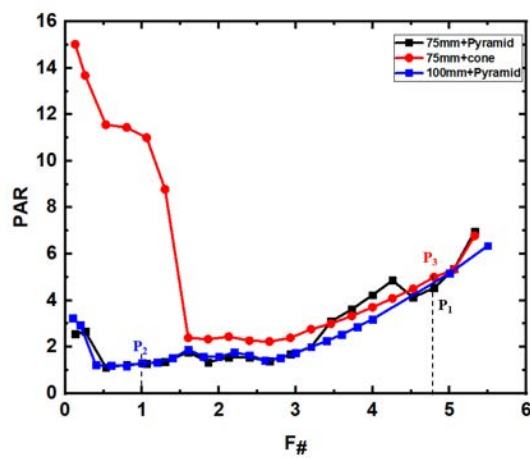
La figure 3.20 montre l'efficacité optique, l'angle d'acceptance et le PAR des conceptions en fonction du $f_{\#}$. L'intersection des lignes en pointillés avec les courbes présente les trois prototypes. Nous pouvons remarquer que l'efficacité optique augmente avec l'augmentation du $f_{\#}$. Lorsque $f_{\#}$ est trop court, une partie de la lumière est réfléchiée par la réflexion totale interne (TIR) dans la surface de la lentille. Aussi, plus le $f_{\#}$ est court, plus l'angle de la lentille est plus grand et s'approche de l'angle d'acceptance de la pyramide, ce qui donne plus de réflexions dans la pyramide, et ce qui entraîne une diminution de l'efficacité optique.

La figure 3.21 présente un traçage de rayon du système composé de la lentille plus la



(a) :Efficacité

(b) :Angle d'acceptance



(c) :PAR

FIGURE 3.20 – Efficacité optique, angle d'acceptance et PAR en fonction du $f\#$

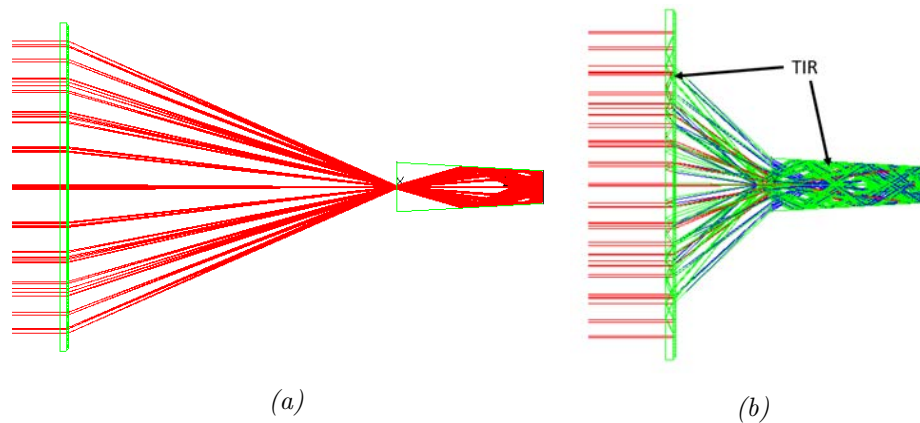


FIGURE 3.21 – Chemin des rayons dans un système composé d’une lentille de Fresnel et d’une pyramide pour deux valeurs de $f_{\#}$ (a) $f_{\#} = 1$. (b) $f_{\#} = 0,4$ (la couleur rouge représente une intensité entre 1 et 0,66, la verte entre 0,66 et 0,33 et la bleue entre 0,33 et 0).

pyramide pour deux valeurs de $f_{\#}$ 1 et 0,4. Nous pouvons remarquer la diminution de l’intensité des rayons dans le cas où le $f_{\#}$ est petit (la couleur rouge représente une intensité entre 1 et 0,66, la verte entre 0,66 et 0,33 et la bleue entre 0,33 et 0).

Dans le cas de l’angle d’acceptance, il existe une valeur d’angle d’acceptance maximale relative pour chaque lentille (2° pour 75 mm et $2,06^{\circ}$ pour 100 mm). Ce comportement est principalement dû à deux effets :

- Pour un grand $f_{\#}$, le chemin des rayons est plus long et lorsque la source est inclinée d’un certain angle, certains rayons n’arrivent pas à atteindre l’entrée de la pyramide. La figure 3.22 illustre le chemin de rayons pour deux conceptions, la première à un $f_{\#}=5,5$ et la deuxième à un $f_{\#}=4$. Quand les rayons arrivent avec un angle $\theta_i=0,76^{\circ}$, le système avec $f_{\#}=5,5$ n’arrive pas à capter tous les rayons.
- Pour un $f_{\#}$ court, l’angle des rayons sortant de la lentille peut être supérieur à l’angle d’acceptance pour lequel le secondaire a été conçu et certains rayons sont définitivement perdus. Par conséquent, la probabilité de rayons manquants est augmentée.

Compte tenu de ces deux raisons, il devrait y avoir nécessairement un angle d’acceptance optimal pour chaque conception.

La relation entre $f_{\#}$ et PAR est également simulée pour différentes conceptions.

Pour la pyramide, la valeur PAR augmente avec l’augmentation du $f_{\#}$. C’est grâce au TIR dans la pyramide qui augmente avec la diminution du $f_{\#}$, et qui permet de répartir le flux de manière plus homogène sur toute sa sortie.

Le même comportement est observé pour le système à base de cône mais uniquement pour

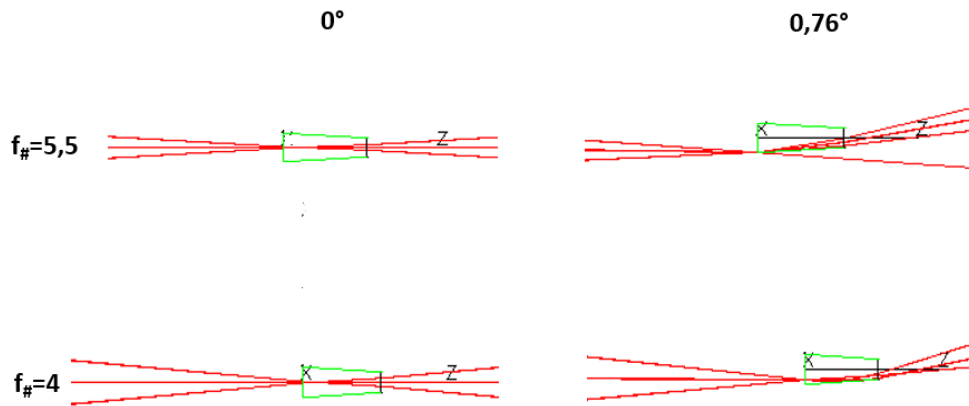


FIGURE 3.22 – Chemin des rayons pour deux différent $f_\#$ (a) $f_\# = 5,5$. (b) $f_\# = 4$. Pour deux angles d'incidence 0° et $0,76^\circ$.

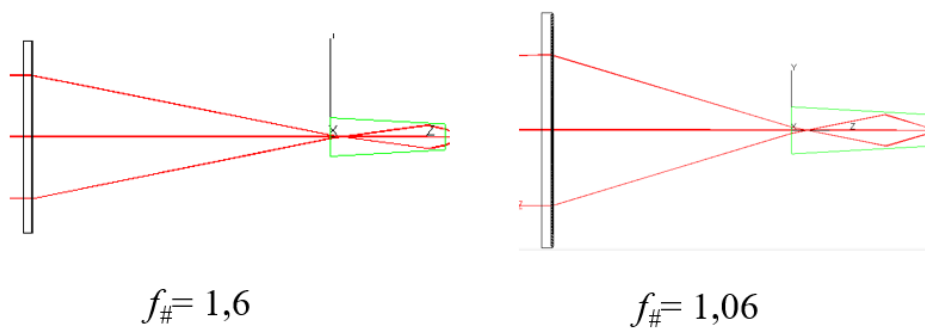


FIGURE 3.23 – Chemin des rayons pour deux différent $f_\#$ (a) $f_\# = 1,6$. (b) $f_\# = 1,06$.

les $f_\# > 1,6$. Lorsque $f_\#$ diminue de 1,6 à 0,5, la valeur du PAR augmente pour atteindre une valeur maximale à $f_\# = 0,5$. Ceci est attribué au fait que les réflexions internes dans le cône conduisent à un rétrécissement du faisceau lumineux à la sortie du cône comme on peut le voir sur la figure 3.23. la pyramide montre le même comportement pour des $f_\# < 0,3$.

Pour consolider et démontrer le rôle de l'optique secondaire, nous allons comparer les performances de la pyramide combinée à une petite lentille de 75 mm de diamètre ($f_\# = 4,8$) à des unités CPV sans aucun SOE en plaçant la cellule une fois à sa distance focale $z = 0$ mm et à nouveau à une distance égale à la position de sortie de la pyramide $z = 44,8$ mm. La figure 3.24 montre la position de la cellule dans chaque cas.

Le tableau 3.6 présente les performances optiques des unités CPV sur la base des résultats simulés. On peut remarquer que l'unité avec la pyramide présente l'angle d'acceptance le plus élevé $1,15^\circ$, tandis que les unités avec la cellule à $z = 0$ mm et $z = 44,8$ mm n'ont respectivement que $0,69^\circ$ et $0,39^\circ$, et que leur efficacité diminue à 6,18 % et 0 % à un angle

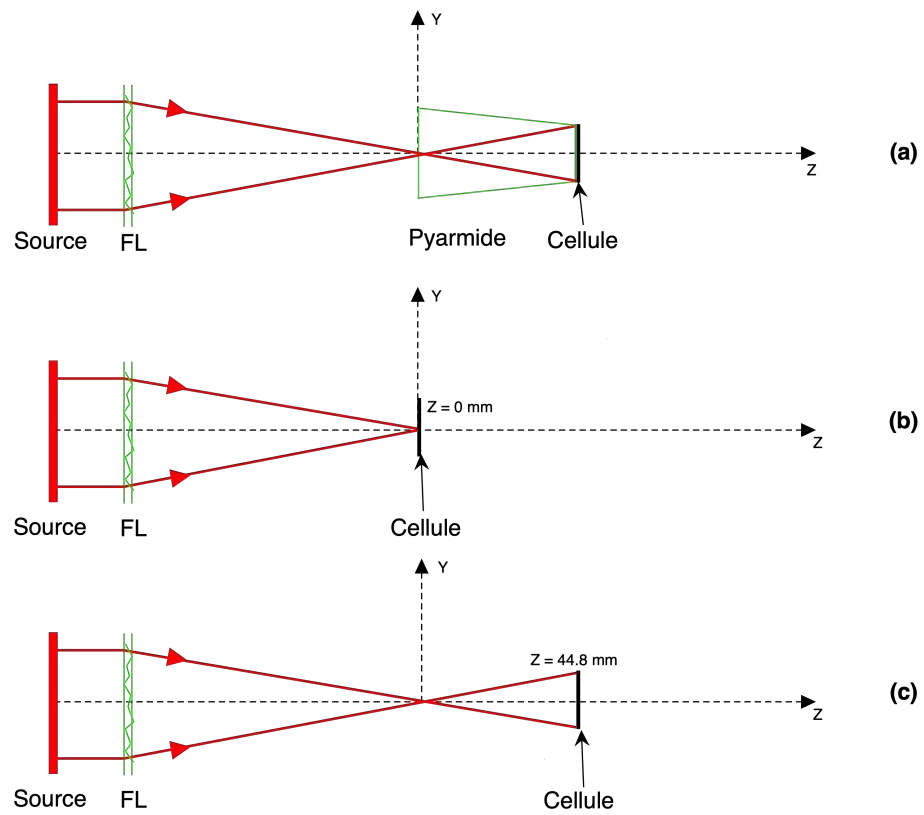


FIGURE 3.24 – Position de la cellule pour les unités CPV : (a) à la sortie de la pyramide, (b) à $z = 0$ mm, (c) à $z = 44,8$ mm.

TABLE 3.6 – Comparaison des performances des trois unités CPV

SOE	Sans-SOE cellule à $z = 0$ mm	Sans-SOE cellule à $z = 44.8$ mm	Pyramide
Angle d'acceptance ($^{\circ}$)	0,69	0,39	1,15
Efficacité optique à 0° (%)	92,35	90,88	89,08
Efficacité optique à $0,39^{\circ}$ (%)	91,87	72,70	84,19
Efficacité optique à $0,69^{\circ}$ (%)	73,88	44,57	78,38
Efficacité optique à $1,15^{\circ}$ (%)	0	6,18	71,26

d'incidence de $1,15^{\circ}$. En plus le profil d'irradiance de la cellule solaire de chaque unité pour différents angles de désalignement est montré sur la figure 3.25. On peut observer qu'à $1,15^{\circ}$ plus de 50% de la cellule est éclairée avec un rendement optique de 71,26% pour l'unité pyramidale, alors qu'elle ne dépasse pas 20% pour la cellule à $z = 44,8$ mm et elle est totalement obscure pour la cellule à $z = 0$ mm. La pyramide permet de ramener la tâche au centre de la cellule. L'angle d'acceptance de la lentille de Fresnel sans la pyramide dans les deux cas est faible, par conséquent, la pyramide a permis d'améliorer les performances du système même qu'elle n'était pas conçue pour cette lentille.

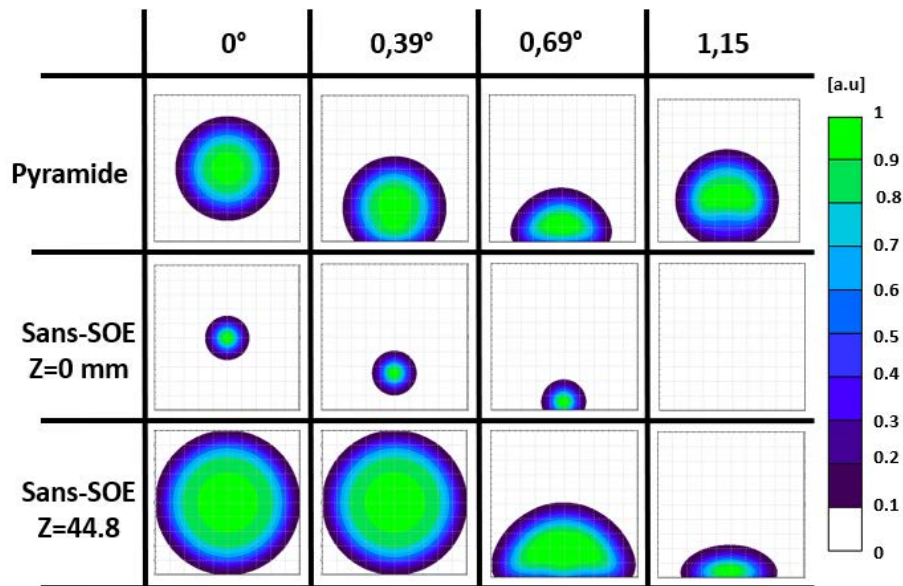


FIGURE 3.25 – cartes de distribution de flux des unités CPV.

3.4 Le coût du système LOUCOUM :

Cette section établit une étude de coût du panneau LOUCOUM de 1 kW composé de la lentille de Fresnel et de la pyramide. Afin de projeter les coûts du système sur la durée de vie utile d'un système CPV, une métrique appelée le coût de production de l'énergie

(LCOE) est principalement utilisée. Le LCOE varie en fonction des coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance et des conditions atmosphériques. Il est défini comme :

$$LCOE = \frac{\text{Coût Total}}{\text{Énergie totale produite}} \quad (3.31)$$

Une approche simple peut être utilisée pour le calcul du coût total à vie :

$$\text{Coût Total} = CAPEX \times C_{rf} + OPEX \quad (3.32)$$

où CAPEX est l'investissement et les dépenses en capital, C_{rf} est le Taux de charge fixe et OPEX correspond aux dépenses d'exploitation et d'entretien. Le C_{rf} est lié au CMPC, le coût moyen pondéré du capital tout au long de la durée de vie du système, et il est défini par :

$$C_{rf} = \frac{CMPC}{1 - \frac{1}{(1 + CMPC)^M}} \quad (3.33)$$

M est le nombre d'année de vie du système.

L'énergie totale produite peut être estimée en appliquant l'expression suivante :

$$\text{Énergie totale produite} = \text{Énergie solaire reçue annuellement} \times \text{efficacité} \times \text{Durée de vie du système} \quad (3.34)$$

Le CAPEX représente le coût total d'un seul module du panneau LOUCOUM. L'utilisation de ce module unique pour les coûts de base représente en quelque sorte le pire des cas, car le CAPEX par unité devrait diminuer à mesure que la quantité d'unité commandée augmente. Le tableau 3.7 illustre l'estimation des coûts.

TABLE 3.7 – Estimation des coûts d'un seul module :

Composant	Prix (MAD)
Lentille de Fresnel	330
Pyramide	275
Cellule	353
Dissipateur thermique	132
Trackeur	20471
Enceinte	6600
Onduleur	16500
Divers	2200
Total	46772

Pour calculer le CAPEX, il faut calculer le nombre des modules qui vont composer le panneau LOUCOUM. Pour ce faire, nous allons calculer la puissance fournie par un seul module.

Nous avons la puissance collectée par la lentille sous un DNI de 1000 w/m^2 :

$$P_{in} = 1000 S_{lens} \quad (3.35)$$

S_{lens} est la surface de la lentille. Pour une lentille de 350 mm de diamètre : $P_{in} = 96,211W$
Et la puissance à la sortie du module est définie par :

$$P_{out} = \eta_{system} \eta_{cell} P_{in} \quad (3.36)$$

η_{system} est le rendement optique du module et η_{cell} est l'efficacité de la cellule.

Pour une cellule d'efficacité de 40%, $P_{out} = 31,71W$.

D'après ce calcul, nous avons besoin de 32 module pour composé le panneau LOUCOUM de 1 kW. Le tableau 3.8 illustre l'estimation des coûts du panneau.

TABLE 3.8 – Estimation des coûts pour le panneau LOUCOUM 1 kW :

Composant	Prix (MAD)	Prix (euro)
Lentille de Fresnel	10560	982,08
Pyramide	8800	818,4
Cellule	11296	1050,52
Dissipateur thermique	4224	392,83
Trackeur	20471	1903,80
Enceinte	6600	613,8
Onduleur	16500	1534,5
Divers	2200	204,6
Total	80651	7500,54

La figure 3.26 présente la distribution en pourcentage des coûts de fabrication réalisés à partir du tableau 3.8. Nous constatons que le suiveur solaire 26% suivi de l'optique de concentration 22%.

L'OPEX est toujours considéré comme proportionnel à la valeur CAPEX lorsqu'il s'agit de systèmes CPV. Il représente 3% du CAPEX. En plus du CAPEX et OPEX, le tableau 3.9 liste les paramètres nécessaires pour calculer le LCOE.

TABLE 3.9 – Différents paramètres pour calculer le LCOE.

Paramètre	Valeur
CAPEX (euro)	7500,54
OPEX (euro)	225
$Cr f$ (%)	11,1
η_{module} (%)	32

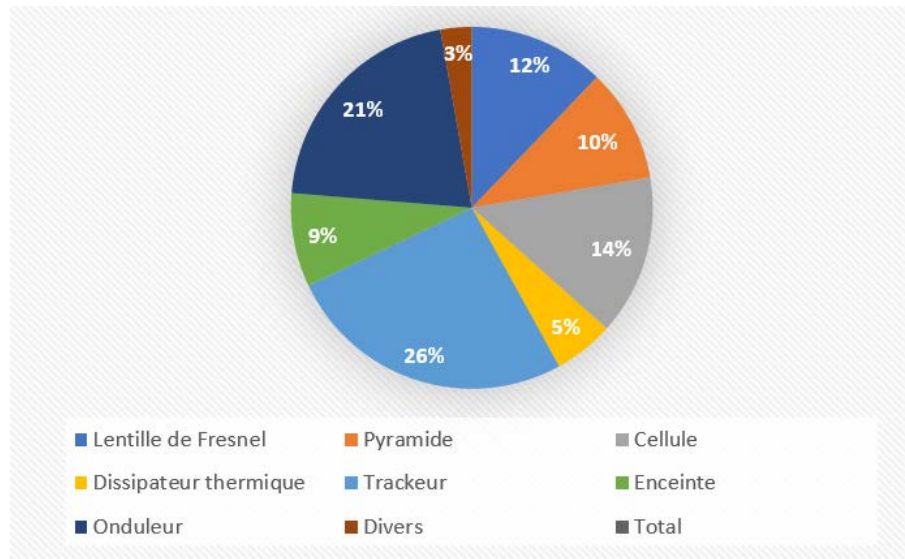


FIGURE 3.26 – Distribution des coûts de fabrication pour le panneau LOUCOUM 1 kW.

Avec tous ces paramètres, et en considérant une durée de vie de 25 ans, le LCOE pour le panneau LOUCOUM est de 6,6 cents/kWh. La figure 3.27 [108] présente le LCOE moyen pour chaque pays. On peut remarquer que le LCOE du panneau LOUCOUM est bien faible que la moyenne du LCOE au Maroc qui est de 10,8 cents/kWh. En calculant la différence entre le prix de l'électricité domestique au Maroc (9 cents/kWh) et le LCOE du panneau LOUCOM, nous trouvons une valeur de 2,4. Tous ces résultats montrent que notre système est une solution rentable.

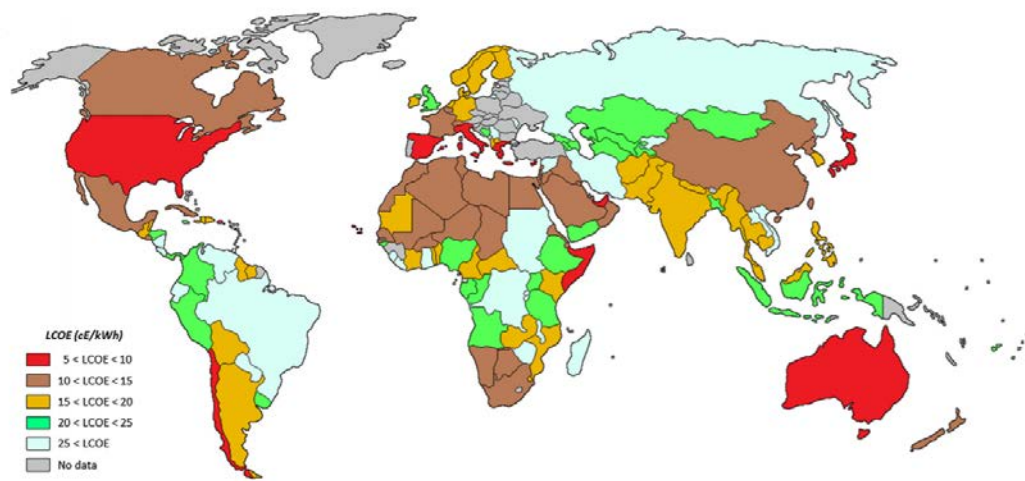


FIGURE 3.27 – Carte globale du LCOE pour différents pays dans le monde [108] .

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une étude comparative de quatre concentrateurs photovoltaïques, formés par la même lentille de Fresnel comme élément primaire et CPC, CCPC, Pyramide et cône comme SOE. Quatre matériaux avec des indices de réfraction différents ont été considérés. La lentille a un diamètre $d = 350$ mm et une distance focale $f = 265$ mm correspondant à un $f_{\#}$ de 0,75. Pour évaluer les performances optiques de ces différentes unités optiques de Fresnel, les simulations de lancer de rayons Monte-Carlo ont été réalisées à l'aide du logiciel de traçage de rayons TracePro. Les résultats ont montré que la pyramide était le SOE le plus performant. Aussi, pour réaliser les premiers prototypes du concentrateur, une étude paramétrique de deux lentilles du diamètre d de 75 et 100 en utilisant la même pyramide étudiée précédemment a été faite. Pour chaque diamètre la distance focale est modifiée pour analyser l'impact de la variation du $f_{\#}$ sur les performances optiques. Trois conceptions ont été choisies pour les tests expérimentaux qu'on va présenter dans le prochain chapitre. Une estimation du coût d'un panneau de 1 kW composé de lentilles de Fresnel et de la pyramide a été réalisée. La métrique LCOE a été utilisée. Le panneau donne une valeur LCOE de 6,6 cents, qui le présente comme un investissement rentable.

Caractérisation expérimentale des Prototypes

Contents

4.1	Présentation des prototypes :	88
4.2	Caractérisation optique sous conditions contrôlées :	89
4.2.1	Méthodes de caractérisation :	89
4.2.2	Description de banc de mesure de caractérisation optique :	91
4.2.3	Les résultats de mesures :	92
4.3	Caractérisation face au soleil :	96
4.3.1	Conditions expérimentales :	96
4.3.2	Mesure des performances optique en extérieur :	99
4.3.3	Mesure de l'Efficacité Quantique Externe de la cellule solaire :	102
4.3.4	Mesure des performances électrique en extérieur :	106
4.4	Conclusion	110

Ce chapitre est dédié à l'étude expérimentale au laboratoire et face au soleil des prototypes CPV présentés au chapitre trois. Nous verrons tout d'abord une description des méthodes de caractérisation et de mesures expérimentales des modules CPV. Ces procédures sont en général applicables à tout concentrateur à base de la lentille de Fresnel et comprennent deux types principaux de caractérisation expérimentale : optique et électrique. Ensuite, nous détaillerons le banc de mesure sous condition contrôlées au laboratoire et les résultats obtenu. Finalement, nous intéresserons au comportement des prototypes en extérieur face au soleil et nous discuterons les résultats de mesures.

4.1 Présentation des prototypes :

Après l'étude paramétrique réalisé au chapitre 3, deux configurations ont été choisi pour la partie expérimentale. Les deux prototypes sont réalisé avec des lentilles de Fresnel commerciales fabriquées de PMMA comme primaire et la pyramide comme secondaire. La première lentille FL1 a un diamètre $d = 75$ mm et une distance focale $f = 360$ mm, la seconde FL2 a un diamètre $d = 100$ mm et une distance focale $f = 100$ mm. Tous les paramètres concernant le POEs sont listés dans le tableau 4.1.

TABLE 4.1 – Paramètres des lentilles de Fresnel utilisées

Paramètre	Diamètre [mm]	Distance focale [mm]	Épaisseur [mm]	Transmission [%]	Matériau
FL1	75	360	2	92	PMMA
FL2	100	100	2	92	PMMA

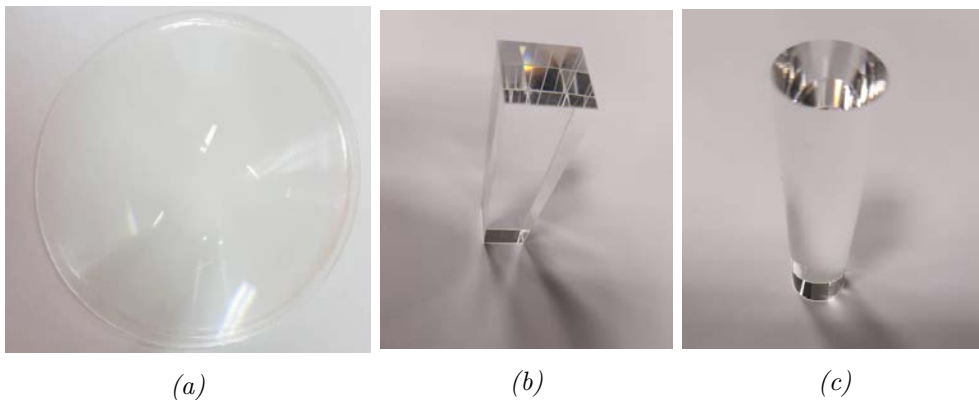


FIGURE 4.1 – Photographie des éléments optiques (a) : lentille de Fresnel ; (b) : Pyramide ; (c) Cône

Un troisième prototype est également fabriqué avec FL1 et le cône à des fins de comparaison. Le tableau 4.2 fait référence aux prototypes et à leurs composants utilisés pour

le reste du chapitre et la figure 4.1 montre les éléments optiques. La pyramide et le cône sont fabriqués en silice fondue hautement transparente.

TABLE 4.2 – Les prototypes utilisés

Prototype 1	Prototype 2	Prototype 3
FL1 et pyramide	FL2 et pyramide	FL1 et cône

Ces Prototypes seront caractérisés dans un premier temps dans le laboratoire sur un banc de mesure optique. Après, leur comportement en extérieur en conditions réelles sera présenté.

4.2 Caractérisation optique sous conditions contrôlées :

Cette section décrit la caractérisation à l'intérieur du laboratoire des éléments optiques composant les concentrateurs, i. e. Lentilles de Fresnel et les SOEs. Le but de cette caractérisation est d'évaluer l'efficacité optique et l'angle d'acceptance des modules.

4.2.1 Méthodes de caractérisation :

4.2.1.1 Mesure de l'efficacité optique

La caractérisation optique vise à vérifier l'adéquation entre les performances des concentrateurs réalisées et leurs caractéristiques théoriques conçues. La caractérisation optique au laboratoire est basée sur des mesures d'efficacité optique réalisées sur une petite zone ou sur tout l'élément optique. La figure 4.2 montre la configuration de base pour mesurer localement l'efficacité optique (η). Elle comprend une source de lumière collimatée, l'élément optique et un capteur que nous posons tout d'abord avant l'optique pour mesurer la puissance de la lumière entrante P_{in} , et après l'optique pour mesurer la puissance sortante P_{out} . L'efficacité optique (η) se définit par :

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (4.1)$$

Cette disposition est générale pour les mesures quelque soit la source (monochromatiques ou spectrales). La sélection du détecteur dépend de la bande spectrale que nous prévoyons de mesurer, la taille du faisceau lumineux ainsi que son intensité.

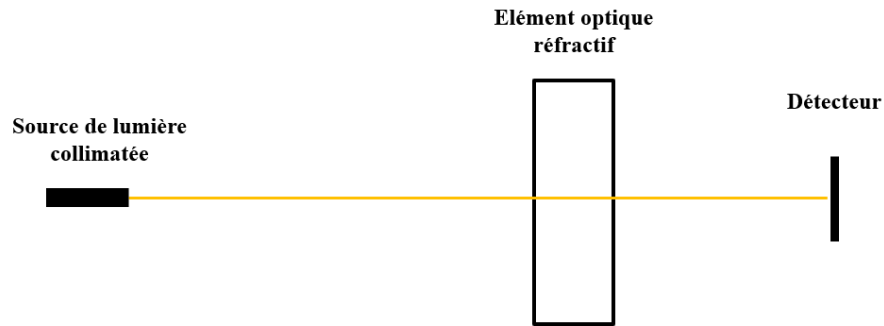


FIGURE 4.2 – Banc de mesure pour mesurer localement l'efficacité optique.

La procédure d'évaluation de l'efficacité optique sur tout le composant optique suit le même principe. La figure 4.3 présente le montage pour calculer l'efficacité optique d'une lentille. Cette méthode consiste à utiliser un faisceau collimaté pour éclairer la totalité de la lentille ou une partie étendue de celle-ci. Le faisceau lumineux collimaté est créé à l'aide de la source et la première lentille qui est une lentille de collimation. La deuxième lentille sur le schéma est la lentille caractérisée.

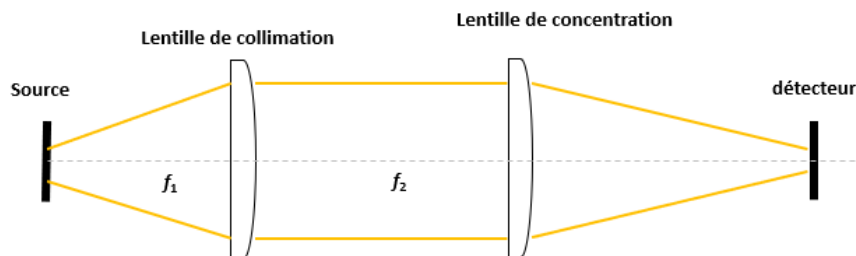


FIGURE 4.3 – Banc de mesure pour mesurer l'efficacité optique d'une lentille.

4.2.1.2 Mesure de l'angle d'acceptance

Pour l'évaluation et le contrôle de qualité des éléments optiques CPV fabriqués, la mesure de l'angle d'acceptance est un élément clé. Cette mesure peut être adaptée pour faire la caractérisation d'un seul élément ainsi que pour caractériser un module complet, bien sûr en fonction des dimensions des installations d'essai disponible.

Pour mesurer l'angle d'acceptance, soit l'optique, soit la source lumineuse doivent être montés sur une plate-forme tournante afin d'enregistrer l'efficacité optique à la sortie du système à l'aide d'un détecteur en fonction de l'angle d'incidence. La figure 4.4 montre une description schématique de l'une des configurations possibles pour mesurer directement

l'angle d'acceptance d'un module CPV, qui se compose d'une lentille et d'une pyramide comme SOE. On suppose que la position du simulateur solaire est fixe tandis que le récepteur CPV peut tourner sur un axe situé à la position marquée du centre de rotation.

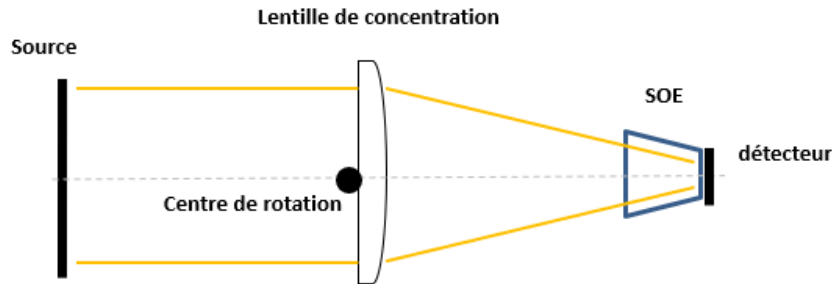


FIGURE 4.4 – Banc de mesure pour mesurer l'angle d'acceptance d'un module CPV

L'angle d'acceptance peut être facilement déduit de la courbe de transmission angulaire qui présente l'efficacité optique mesurée pour chaque angle d'incidence. L'angle d'acceptance est calculé comme l'angle auquel l'efficacité optique atteint 80% de l'efficacité maximale.

4.2.2 Description de banc de mesure de caractérisation optique :

La source lumineuse utilisée pour les mesures est une lampe xénon qui produit un faisceau collimaté d'un spectre continu de 200 à 2500 nm. La première étape est d'aligner la lampe. Pour aligner la lampe, nous avons utilisé un laser et des diaphragmes comme le montre la figure 4.5. Le faisceau du laser doit être aligné avec la tâche de la lampe. Une fois que cette phase a été faite, la lentille de Fresnel est placée devant la lampe, le SOE est placé à son point focal et le capteur de puissance optique à la sortie du SOE. Le système optique et système de détection sont montés sur une plate-forme de rotation pour mesurer à la fois l'efficacité optique et l'angle d'acceptance (voir figure 4.6). L'emplacement des éléments est ajusté en utilisant certains rails et composants optomécaniques standard. La position de SOE et du détecteur par rapport à la lentille de Fresnel est maintenue fixe pendant tout le processus de caractérisation de chaque prototype

Chaque élément optique doit être bien alignés avec les autres éléments et avec la lampe pour limiter les pertes dans le module. Nous avons suivi deux processus d'alignement :

- L'alignement visuel : en utilisant l'œil, nous avons cherché la position où le faisceaux lumineux passe au centre des élément optique et où aucun des rayons n'est à l'extérieur de la surface de collecte.

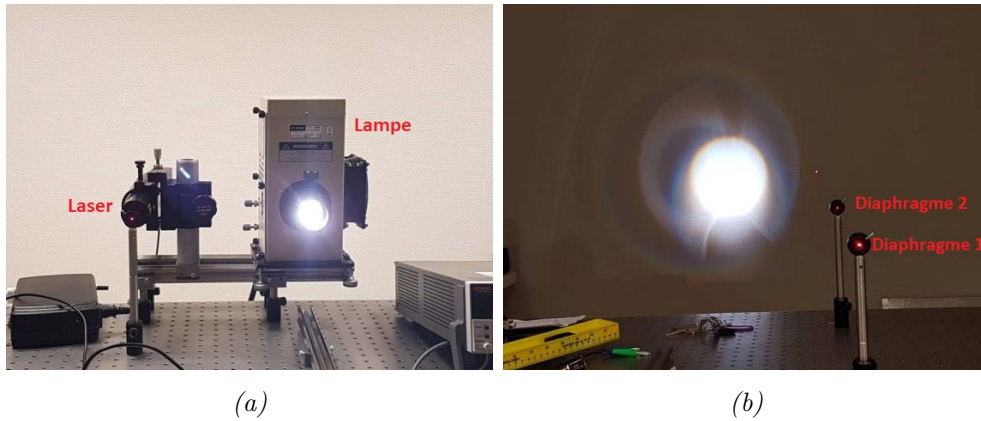


FIGURE 4.5 – (a) :lampe halogène ; (b) : Alignement de la lampe à l'aide d'un laser.

- L'alignement par optimisation de la puissance : Nous avons mesuré la puissance à la sortie du système en effectuant des balayages de petit pas sur l'axe de rotation afin de trouver la position où le système fournit la puissance maximale.

La combinaison de ces deux processus d'alignement nous a conduit à la position souhaitée.

La platine de rotation est pilotée par un ordinateur via une interface de SMC100CC contrôleur. Cette platine assure un pas de 0.001° .

4.2.3 Les résultats de mesures :

Les mesures ont été faites pour les prototypes 1 et 3. Nous avons mesuré la puissance à l'entrée et à la sortie optique pour calculer l'efficacité optique de chaque élément . Le tableau 4.3 montre les efficacités optiques mesurées et simulées de chaque élément et de l'ensemble du module pour chaque prototype. η_{lens} est l'efficacité optique de la lentille, η_{SOE} est celle du SOE, la lentille étant en place, et η_{system} est celle de l'ensemble du système composé de la lentille de Fresnel et du SOE.

TABLE 4.3 – Les efficacités optiques mesurées et simulées.

CPV system	Résultats de simulation			Résultats de Mesures		
	$\eta_{lens}[\%]$	$\eta_{SOE}[\%]$	$\eta_{system}[\%]$	$\eta_{lens}[\%]$	$\eta_{SOE}[\%]$	$\eta_{system}[\%]$
Prototype 1 : FL1+Pyramide	92,36	96,46	89,29	74,07	73,7	56,70
Prototype 3 : FL1+Cône	92,36	94,86	87,61	74,07	67,3	51,76

Les résultats montrent que la pyramide donne les rendements optiques les mieux mesurés et simulés. η_{system} mesuré atteint respectivement 56,70% et 51,76% pour le prototype

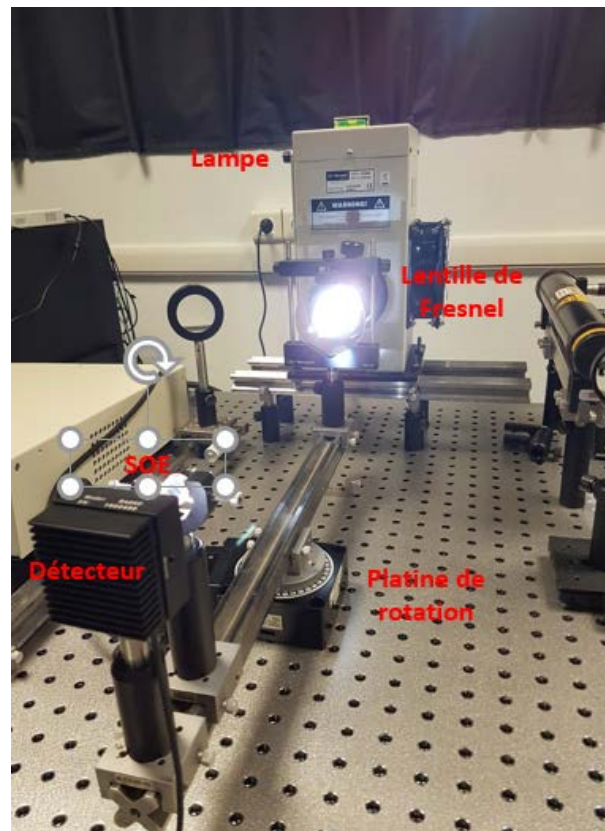


FIGURE 4.6 – Photographie de banc de mesure de l'efficacité optique et l'angle d'acceptance.

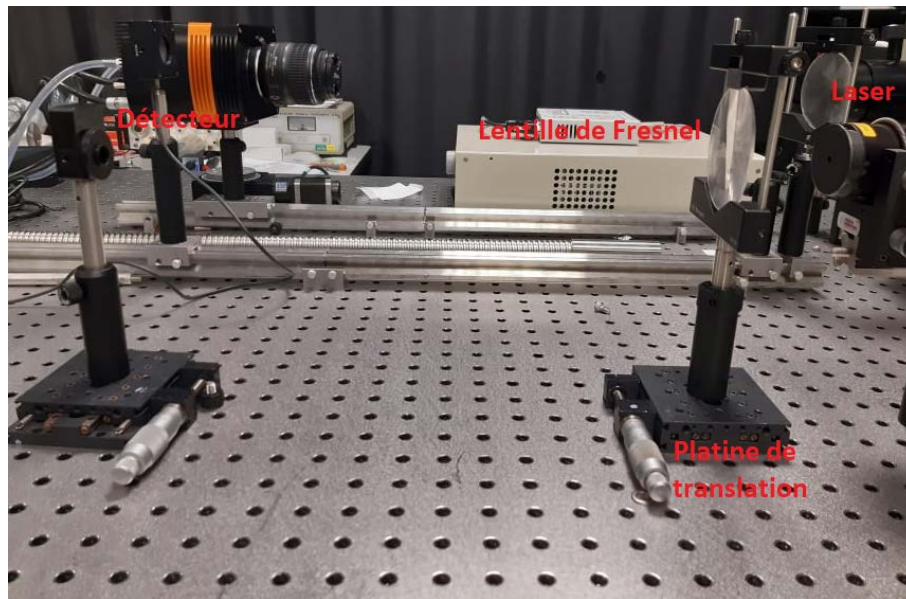


FIGURE 4.7 – Photographie de montage de la caractérisation de la lentille de Fresnel.

1 et 3, alors qu'en simulations, nous trouvons des valeurs de 89,29% et 87,61% respectivement. Les efficacités obtenues par les simulations sont bien supérieures à celles mesurées expérimentalement. Nous atteignons 63,5% et 59,08% de ce qui était théoriquement attendu, respectivement pour la pyramide et le cône. Cette différence de performances entre la simulation et l'expérience peut être due à la précision de fabrication des dispositifs optiques, à la lampe utilisée ou à d'autres incertitudes expérimentales.

Pour essayer de trouver la source de cette différence, nous avons caractérisé la lentille de Fresnel avec un laser. Le montage utilisé pour mesurer la transmission de la lentille de Fresnel est représentée sur la figure 4.7 et consiste en un laser en tant que source de lumière une lentille de Fresnel et une photodiode en tant que capteur. La photodiode est placée à la distance focale de la Fresnel ($f=360\text{mm}$). Le laser est décalé dans le sens horizontal afin d'obtenir la transmission de la lentille à différentes positions x_i . Ce montage a permis de vérifier que, pour chaque point de la surface de la lentille, un faisceau d'incidence normal est focalisé à la distance focale de la lentille. Aussi on a pu mesurer la transmission de la lentille de Fresnel au long du diamètre de la lentille (une ligne de 52 mm qui est largement supérieure au diamètre du faisceau lumineux généré par la lampe blanche qui est de 35mm) . Ces résultats sont affichés dans la figure 4.8. On remarque que la transmission de la lentille varie entre 88% et 86%. Les valeurs obtenues sont proches de la valeur obtenue par simulation 92%. La petite différence peut être causée par des différences dans les propriétés de transmission optique du matériau PMMA simulé et du matériau réel utilisé pour la fabrication de la lentille.

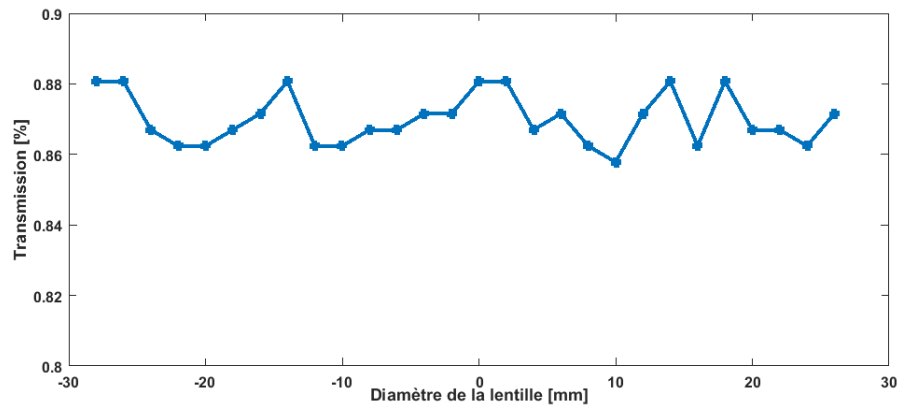


FIGURE 4.8 – transmission optique obtenue avec un laser comme source de lumière pour le diamètre de la lentille de Fresnel.

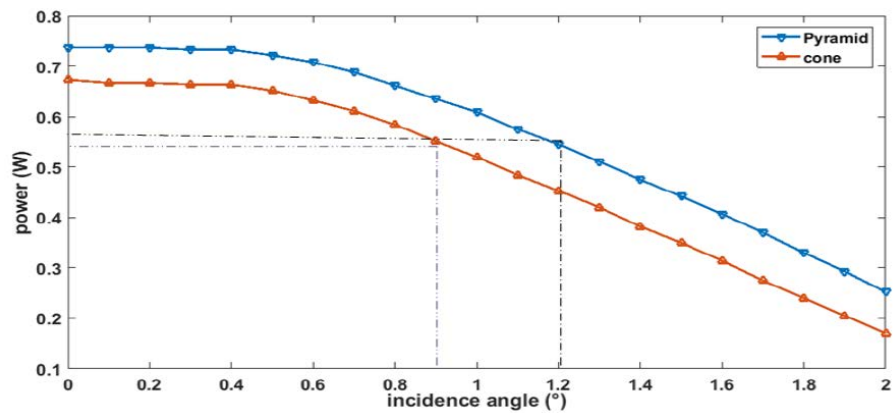


FIGURE 4.9 – La puissance en fonction de l'angle d'acceptance pour les prototypes 1 et 3.

Donc la différence η_{system} mesuré et simulé est fort probable due à la lampe utilisée.

La figure 4.9 montre la puissance mesurée en fonction de l'angle d'incidence . Pour ce faire, les prototypes CPV subissent des rotations soigneusement contrôlées grâce à la plateforme mentionnée dans la partie expérimentale. À partir de ces mesures, nous avons déterminé l'angle d'acceptance de chaque unité. Ces angles sont résumés dans le tableau 4.4 .

TABLE 4.4 – Angle d'acceptance des prototypes .

unité CPV	$\theta_{80\%} [^\circ]$ simulé	$\theta_{80\%} [^\circ]$ mesuré
Prototype 1 : FL1+ Pyramide	1.15	1.2
Prototype 3 : FL1+ Cône	1.04	0.9

La pyramide donne l'angle d'acceptance le plus large $1,2^\circ$ comparé au cône pour lequel

on n'obtient que $0,9^\circ$. L'efficacité optiques mesurés et simulés correspondants à l'angle d'acceptance sont respectivement de 45,36% et 65,92% pour la pyramide et 42,3% et 64,7% pour le cône en gardant les mêmes rapports entre ce qui est mesuré et ce qui est attendu que pour l'incidence normale (voir ci-dessus). L'angle d'acceptance mesuré est que légèrement inférieur à la valeur simulée dans le cas de cône et supérieur dans le cas de la pyramide, cela est peut-être dû aux incertitude de montage et d'alignement (Un alignement visuel a une incertitude de plus de $0,1^\circ$ [25]).

En raison de la configuration d'installation et de la puissance émise par la lampe, la puissance arrivant aux ouvertures du concentrateur est beaucoup plus faible que sous une source solaire standard (un simulateur solaire). Par conséquent, la cellule fonctionnera sous une très faible concentration. Dans cette situation, le rendement électrique obtenu est loin de son optimum et ne sera pas réaliste. C'est pourquoi, dans le cas de la mesure en intérieur, nous nous sommes contenté de la caractérisation optique.

4.3 Caractérisation face au soleil :

La caractérisation en laboratoire de tout dispositif doit être complétée par des tests en conditions réelles face au soleil. Dans cette partie, nous allons présenter les résultats de caractérisation optique et électrique des prototypes 1, 2 et 3 en conditions réelles de fonctionnement. Contrairement à ce qui se passe dans les mesures intérieures, les conditions extérieures sont très variables et imprévisibles, donc il faut veiller à faire les mesures de comparaison entre différents modules dans les mêmes conditions.

4.3.1 Conditions expérimentales :

Pour chaque prototype, les dispositifs optiques sont regroupés avec une cellule solaire dans un boîtier cylindrique en aluminium léger fait maison comme indiqué sur la figure 4.10. Le support respecte la taille de la lentille de Fresnel et sa distance focale. Les secondaires sont fixés au boîtier à l'aide des support en aluminium entourés par des joint en polyuréthane (figure 4.11).

La surface supérieure du SOE est située exactement dans le centre du plan focal de la lentille comme déterminé précédemment. Sur la photo, la lentille de Fresnel est représentée dans la partie supérieure, et la cellule et le SOE dans la partie inférieure. La cellule solaire est une cellule à triple jonction (GaInP / GaInAs / Ge) de forme carrée avec une surface de 100mm^2 et un rendement de 38,5%. Le boîtier est ensuite installé en extérieur afin de mesurer ses performances en conditions réelles. Il était placé sur un tracker deux axes avec une grande précision.

Les prototypes sont caractérisés en extérieur à Georgia-tech Lorraine à Metz en France

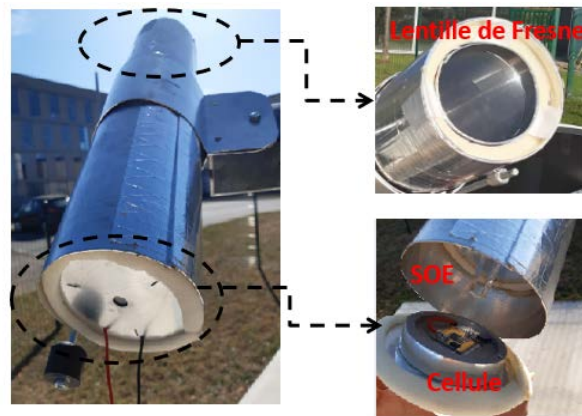


FIGURE 4.10 – photographie du prototype.

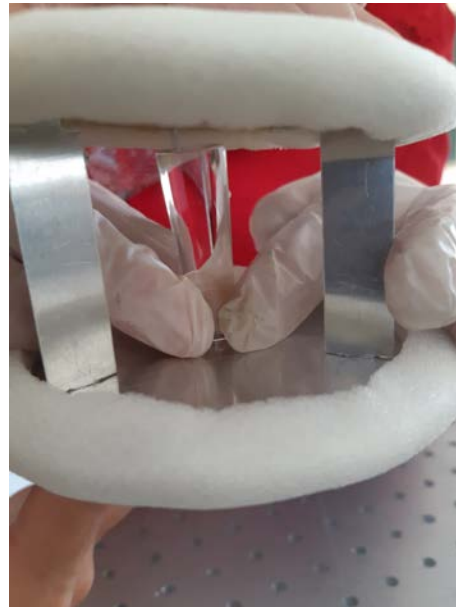


FIGURE 4.11 – photographie du support du SOE.

($49^{\circ} 06' 8.60''$ N, $6^{\circ} 12' 58.33''$ E) . Nous avons fait plusieurs fois les mesures et ici les résultats sont présentés. Le prototype est connecté à un banc de mesure qui permet la mesure de courbe IV et la puissance optique. La figure 4.12 montre un schéma du montage expérimental utilisé. La caractéristique I-V des modules est mesurée à l'aide d'une unité de mesure source Keithley 2604B sous environnement LabView. L'énergie solaire transmise est mesurée avec un wattmètre en utilisant un capteur qui a une grande surface qui intercepte complètement le faisceau lumineux.

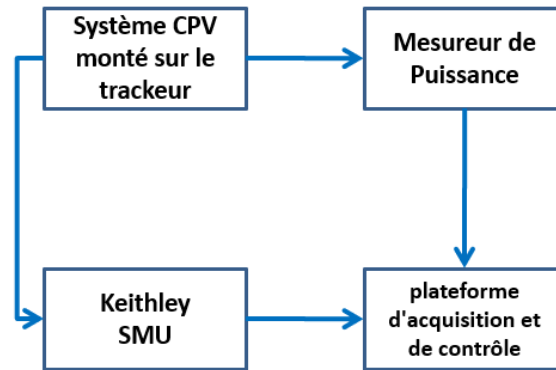


FIGURE 4.12 – Schéma de banc de mesure.

Les paramètres environnementaux, tels que l’irradiance normale globale (GNI), l’irradiance normale directe (DNI), la température ambiante et la vitesse du vent ont été acquis par une plate-forme d’acquisition d’instruments située à proximité du suiveur solaire. Les données ont été surveillées et enregistrées en continu à l’aide d’un anémomètre, d’un capteur de température et de deux pyranomètres : le premier est un pyranomètre spectralement plat de classe A SMP 21 qui mesure le GNI et le second est un pyranomètre SPN1, il calcule le DNI en soustrayant le diffus du GNI . Les signaux électriques des capteurs ont été stockés par un programme développé dans l’environnement LabView.

Les données de caractérisation des prototypes ont été acquises entre septembre et no-

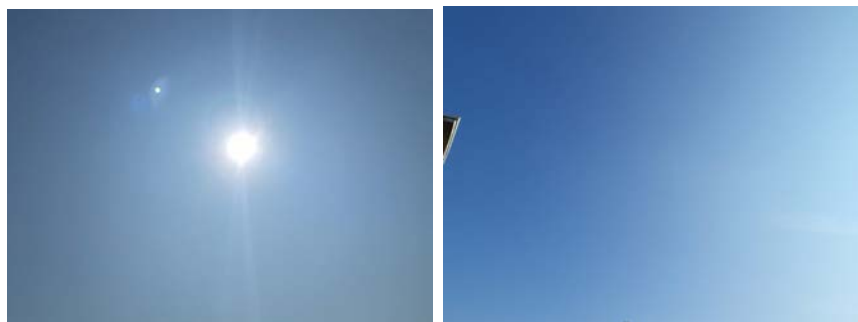


FIGURE 4.13 – Photographie du ciel les jours des mesures.

vembre 2020. Les mesures ont été faites plusieurs fois les jours où le ciel était clair (figure 4.13) et pour des températures assez uniformes, car pour des journées avec un ciel clair, la production est relativement stable.

4.3.2 Mesure des performances optique en extérieur :

4.3.2.1 Efficacité optique :

En utilisant uniquement les composants optiques du module, montés sur le suiveur, nous avons mesuré l'efficacité optique de chaque prototype. Nous avons d'abord mesuré l'efficacité optique de la lentille de Fresnel, en plaçant un capteur d'un mesureur de puissance au foyer de la lentille de Fresnel pour mesurer la puissance après la lentille, tandis que la puissance avant la lentille était obtenue à partir de la plate-forme d'acquisition et en tenant compte de la surface de la lentille S_{lens} .

$$\eta_{lens} = \frac{P_{in}}{DNI S_{lens}} \quad (4.2)$$

Le tableau 4.5 montre les rendements mesurés et simulés de chaque élément individuel et pour l'ensemble du système. η_{lens} est l'efficacité optique de la lentille, η_{SOE} est celle du SOE, la lentille étant en place, et η_{system} est celui de l'ensemble du système composé de la lentille de Fresnel et du SOE.

TABLE 4.5 – Les efficacités optique simulées et mesurées à l'extérieur.

Systèmes CPV	Résultats de simulation			Résultats de mesures		
	$\eta_{lens}[\%]$	$\eta_{SOE}[\%]$	$\eta_{system}[\%]$	$\eta_{lens}[\%]$	$\eta_{SOE}[\%]$	$\eta_{system}[\%]$
Prototype 1 : FL1+Pyramide	92,36	96,46	89,29	86,95 ±0,1	92,10 ±0,1	80,81 ±0,1
Prototype 2 : FL2+Pyramide	90,5	93,16	84,31	86,35 ±0,1	90,42 ±0,1	78,03 ±0,1
Prototype 3 : FL1+Cône	92,36	94,86	87,61	86,95 ±0,1	90,41 ±0,1	78,31 ±0,1

Les efficacités optiques mesurées sont cohérentes et suivent les mêmes tendances que les résultats de la simulation. La transmission mesurée en extérieur des lentilles de Fresnel était de 86,95% et 86,35% respectivement pour FL1 et FL2 tandis que celles simulées étaient de 92,36% et 90,5%. légèrement inférieure à la valeur simulée ciblée. Cette différence entre la valeur simulée et la valeur mesurée peut être causée par la différence entre les considérations géométriques de la lentille simulée par traçage de rayon et une vraie lentille [109].

Pour le η_{SOE} , la pyramide donne le meilleur rendement optique à la fois dans les mesures expérimentales et dans les simulations.

En ce qui concerne l'efficacité optique de l'ensemble η_{system} , elle est supérieure à 75% pour tous les prototypes, on atteint respectivement 80,81%, 78,03% et 78,31 pour prototype1, prototype2 et prototype3 contre 89,29%, 84,31% et 87,61% obtenus par simulations. Ce désaccord concerne principalement les tolérances de fabrication et les imperfections de surface entre la géométrie d'un système réel et un système idéal. Théoriquement, pour l'ensemble du système, l'efficacité mesurée est le produit de celles individuelles de chaque

élément. Nos efficacités mesurées correspondent bien au produit des efficacités de chaque élément mesurées séparément. C'est une indication de la fiabilité de notre configuration et de la cohérence de nos mesures.

En retournant aux résultats des mesures faites en intérieur du laboratoire et en les comparant avec les résultats des mesure faites à l'extérieur. On constate que la comparaison en extérieur a offert des résultats encore meilleurs que les mesures en intérieur. Les η_{SOE} obtenus par simulations et mesures en extérieur sont bien supérieurs à ceux mesurés en intérieur. Pour ce dernier, on atteint respectivement 56,70% et 51,76% pour prototype 1 et prototype 3 contre 80,81% et 78,31 obtenus en mesure face au soleil. Une différence importante qui dépasse les 25%. Cet écart est dû à la lampe halogène utilisée dans le banc de mesure expérimentale intérieur.

4.3.2.2 Angle d'acceptance :

Notre objectif dans cette section est de déduire l'angle d'acceptance de nos prototypes CPV et de les comparer aux résultats de la simulation. Les trois prototypes ont utilisé la mesure de l'angle d'acceptance. Comme était expliqué au chapitre 1, la courbe de transmission angulaire définit l'angle d'acceptance d'un concentrateur CPV, qui est une fonction de mérite clé dans les systèmes CPV. Dans cette partie, nous avons mesuré la puissance en fonction de l'angle d'incidence pour tracer la courbe transmission angulaire et déduire l'angle d'acceptance de chaque prototype.

Nous avons obtenu l'angle d'acceptance par la procédure suivante : le module a été placé dans une position fixe à un temps fixe T_0 , puis le signal la puissance optique en fonction du temps a été mesurée à l'aide d'un mesureur de puissance à de courts intervalles. Pour déterminer la position du soleil , nous avons utilisé le calculateur de position du soleil NREL SOLPOS [110]. Il permet d'avoir une erreur de position du soleil comprise dans $\pm 0.01^\circ$, ce qui est suffisant pour les critères de précisions du banc d'essai. Donc à chaque instant T_i nous avons calculé l'angle exact et l'efficacité optique correspondante. La figure 4.14 montre l'efficacité optique en fonction de l'angle d'incidence des deux systèmes.

Le tableau 4.6 compare les valeurs simulées et mesurées des trois prototypes. La pyramide donne le meilleur angle d'acceptance par rapport au cône. Il fournit $1,23^\circ$ en prototype1 et $2,05^\circ$ en prototype2 tandis que le cône donne $0,94^\circ$. Les rendements optiques mesurés et simulés correspondants à l'angle d'acceptance sont respectivement de 64,64% et 71,40% pour le prototype1, 62,40% et 67,44% pour le prototype2 et 62,64% et 70,08% pour le cône. Les angles d'acceptance mesurés sont légèrement inférieurs à la valeur simulée pour le cône peut être dû à des problèmes de montage manuel et à certaines incertitudes expérimentales dans l'alignement perpendiculaire. Pour la pyramide, l'angle d'acceptance mesuré n'est que de quelques centièmes (0,03 ; 0,07) plus élevé que prévu par les simulations, cette petite différence peut être considérée comme à l'intérieur de l'inter-

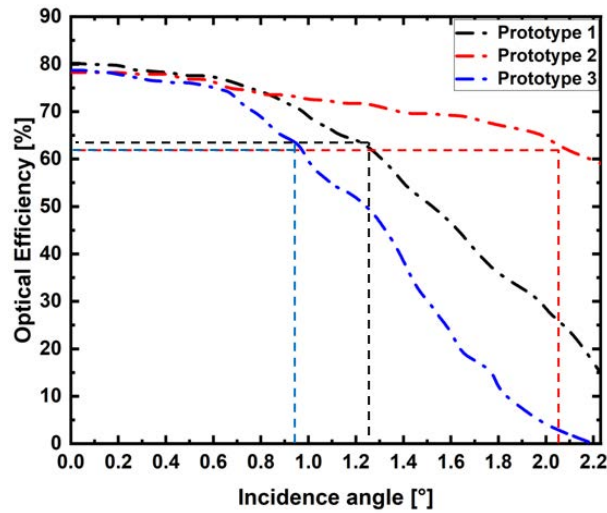


FIGURE 4.14 – L’efficacité optique en fonction de l’angle d’incidence.

valle d’erreur comme un angle précis par rapport au centième toujours difficile pour les systèmes CPV, aussi il peut être expliqué par le fait que la pyramide est plus tolérante aux imperfections de fabrication [95].

TABLE 4.6 – Les valeurs mesurées et simulées de l’angle d’acceptance pour les trois prototypes

prototype	Simulation $\theta_{80\%}$ [°]	mesures $\theta_{80\%}$ [°]
Prototype 1 : FL1+Pyramide	1,15	1,23 \pm 0,1
Prototype 2 : FL2+Pyramide	2,02	2,05 \pm 0,1
Prototype 3 : FL1+Cône	1,04	0,94 \pm 0,1

Bien que l’angle d’acceptance dépend du rapport de concentration, la valeur de l’angle d’acceptance que nous avons obtenu pour la pyramide (2,05 °) est l’une des plus importantes de la littérature pour la pyramide (0,69 ° dans [22], 1,1 ° dans [86] et 1,18 ° dans [95]).

4.3.3 Mesure de l'Efficacité Quantique Externe de la cellule solaire :

Avant d'entamer les mesures électrique face au soleil, nous avons mesurer l'Efficacité Quantique Externe (EQE) de la cellule utilisée. La figure 4.15 présente une photo de la cellule triple-jonctions utilisée dans les mesures.

L'EQE d'une cellule est définie comme la partie des photons externes qui sont absor-

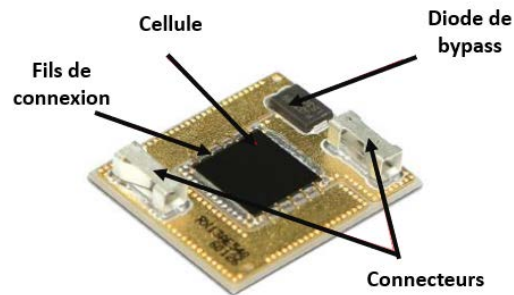


FIGURE 4.15 – Photo de la cellule utilisée dans les mesures.

bés et qui contribuent au photo-courant global, pour une longueur d'onde donnée. Par conséquent, l'EQE donne une information importante sur la capacité d'une cellule solaire à transformer la lumière du soleil en courant électrique.

En polarisant correctement la cellule, nous pouvons obtenir la réponse spectrale de chaque sous-cellule. Nous allons considérer par simplicité le cas de deux jonctions à titre d'illustration pour décrire comment mesurer l'EQE. La figure 4.16 montre le modèle électrique pour la cellule double jonctions.

Lorsque la polarisation de la lumière bleue est effectuée, elle est principalement absorbée par la cellule supérieure. Ainsi, la sous-cellule supérieure seule est éclairée, la faisant fonctionner près de sa tension V_{oc} , tandis que la sous-cellule inférieure, toujours dans l'obscurité, fonctionne à une tension de polarisation inverse égale mais opposée (voir figure 4.17, courbe (a) et (b)).

Lorsque la cellule est maintenant sondée avec un faisceau monochromatique, les photons bleus supplémentaires entraîneront toujours un courant nul car très peu de ces photons sont absorbés dans la cellule inférieure. Cependant, les autres photons de couleurs (vert, jaune, orange et rouge) seront absorbés dans la cellule inférieure, augmentant son courant I_{sc} et décalent le point de fonctionnement de la cellule supérieure (voir figure 4.17, courbe (c) et (d)). Ainsi, en balayant diverses petites quantités de lumière monochromatique, tout en maintenant un biais de lumière bleue, on obtient l'EQE de la cellule du bas. La tension de fonctionnement pour chaque sous-cellule est relativement constante.

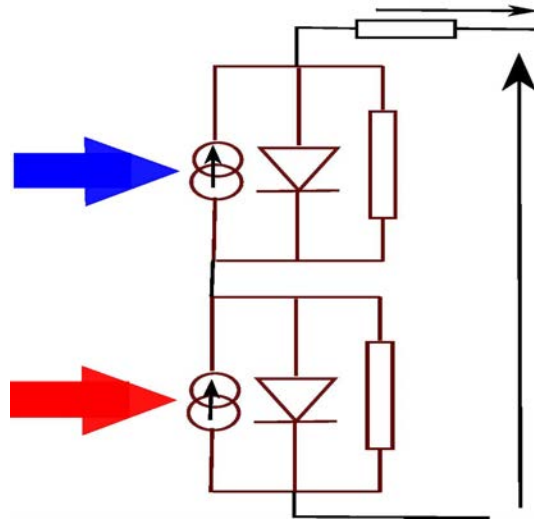


FIGURE 4.16 – Modèle électrique pour la cellule double jonctions.

Lorsqu'une polarisation de lumière rouge est incidente, la cellule inférieure absorbe la majorité de cet éclairage et l'EQE de la cellule supérieure est obtenu.

4.3.3.1 Procédure expérimentale de mesure de l'EQE :

Pour mesurer l'EQE d'une cellule triple-jonctions, il faut commencer par calibrer le système par l'un des capteurs connus (Si ou Ge). Le système mesure les variations de photo-courant sous lumière monochromatique et l'EQE est obtenu on appliquant :

$$EQE = \frac{\text{Densité de photocourant mesurée de lacellule}}{\text{Densité de photocourant mesurée de capteur de calibration}} EQE_{sensor} \quad (4.3)$$

Pour mesurer la sous-cellule supérieure, la lumière de polarisation doit avoir une irradiancance moins efficace dans le bleu que dans le rouge et l'infrarouge. Une lampe halogène est utilisée. Pour la sous-cellule de milieu, nous pouvons utiliser une lampe halogène filtrée entre 600 et 900 nm, ou deux sources lumineuses en bleu et infrarouge (IR). De plus, une lampe halogène non filtrée supplémentaire d'intensité inférieure est utilisée pour contrôler l'irradiancance de polarisation. Pour la sous-cellule inférieure, une lampe halogène avec un réflecteur de lumière froide est utilisée, filtrée par un filtre de protection thermique. Encore une fois, une lampe halogène non filtrée supplémentaire d'intensité inférieure est utilisée pour contrôler l'irradiancance de polarisation efficace sur la cellule inférieure.

La figure 4.18 présente le banc de mesure utilisé pour mesurer l'EQE de la cellule.

4.3.3.2 Résultats de mesure de l'EQE :

Les mesures d'EQE ont été réalisées sur la cellule. L'EQE de chacune des trois sous-cellules a été mesurée sur la gamme [300 nm, 1800 nm] ; les résultats obtenus sont présentés

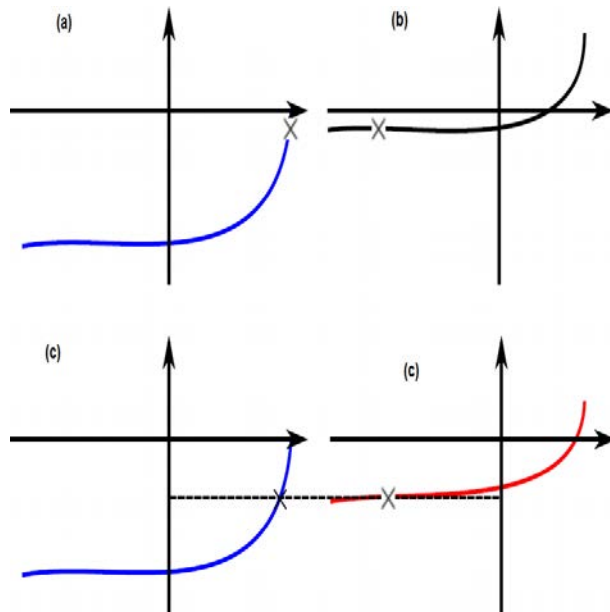


FIGURE 4.17 – Courbes I-V des sous-cellules, sous polarisation lumière bleue : (a) cellule supérieure ; (b) cellule inférieure ; (c) cellule supérieure avec lumière de sonde rouge ; (d) cellule inférieure avec lumière de sonde rouge ;.



FIGURE 4.18 – Photo du banc de mesure de l'EQE.

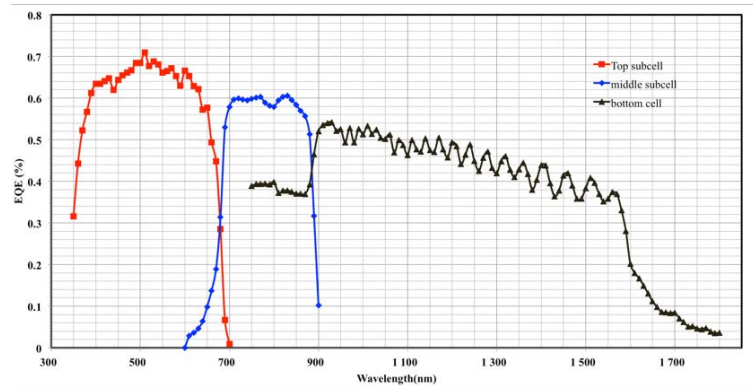


FIGURE 4.19 – Efficacité quantique externe de la cellule en fonction de la longueur.

sur la figure 4.19. Plusieurs informations peuvent être tirées de cette figure. La cellule présente une bonne réponse dans la majorité de l'intervalle (un $EQE > 50\%$). Nous pouvons remarquer que la sous-cellule inférieure possède un EQE supérieur à 50% entre 950 nm jusqu'à 1400 nm et qui diminue à 10% autour de 1700 nm . Les deux autres sous-cellules ont des efficacités externes quantiques supérieures à 60% entre 700 et 900 nm pour la sous-cellule du milieu et entre 350 et 650 pour la sous-cellule supérieure.

Nous avons aussi mesuré le courant à la sortie de la cellule pour plusieurs valeurs de tension pour obtenir la courbe I - V à l'aide d'un simulateur solaire. La figure 4.20 illustre le montage utilisé.

La courbe I - V est présentée sur la figure 4.21. La cellule a un $I_{sc} = 16,5\text{ mA}$, un $V_{oc} =$

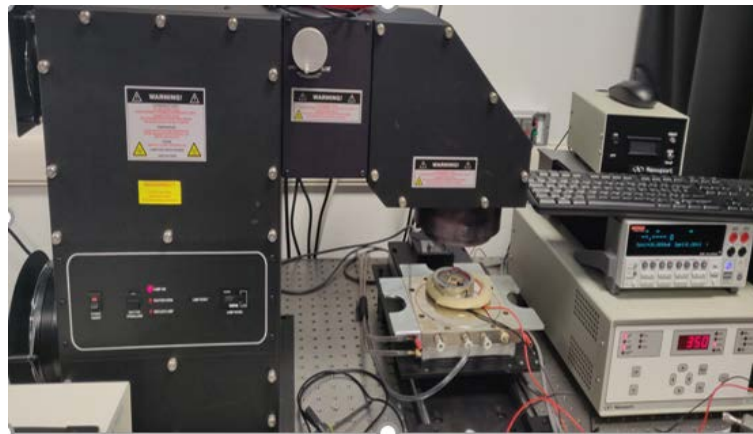


FIGURE 4.20 – Banc de mesure de la courbe I - V de la cellule.

$2,63\text{ V}$, un $FF = 84,5$ et un $\eta_{cellule} = 36,7\%$.

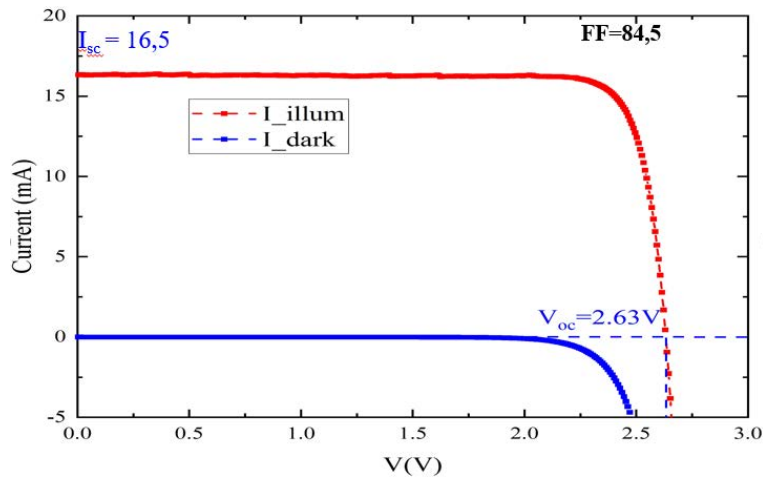


FIGURE 4.21 – La courbe I-V de la cellule : Bleue en obscurité, rouge sous illumination.

4.3.4 Mesure des performances électrique en extérieur :

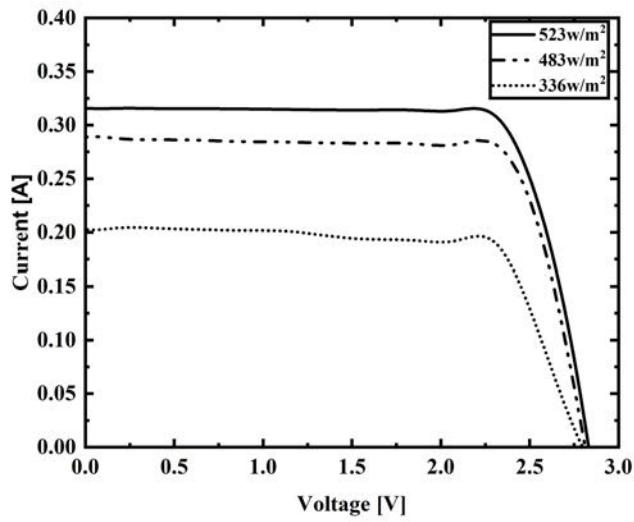
Les trois prototypes ont été caractérisés électriquement en conditions réelles. Pour cela, nous avons remis la cellule solaire à sa place dans le support, et nous avons effectué un balayage en tension pour mesurer le courant en sortie de module à l'aide d'une unité de source et de mesure (SMU) pilotée par un programme LabView. Des points (V, I) ainsi mesurés permettent d'obtenir les courbe I-V et tous les paramètres électrique qui permettent de juger le fonctionnement d'un système CPV.

Rappelons que pour caractériser électriquement un module, il faut déterminer les paramètres suivants :

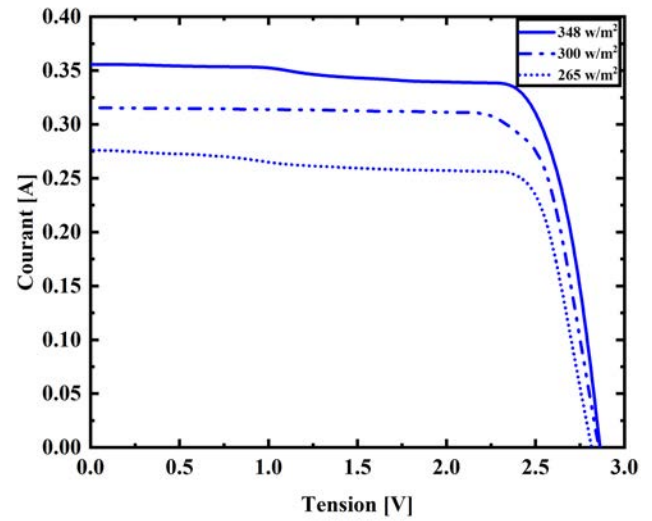
- Le courant de court-circuit I_{SC} qui correspond au courant généré à tension nulle. Il s'agit de l'ampérage maximal généré par une cellule solaire exposée au soleil avec les bornes de sortie court-circuitées ;
- La tension V_{OC} ;
- La puissance maximale P_m ;
- Le facteur de forme ou fill factor FF ;
- Le rendement de conversion électrique η_{module}

Les trois prototypes ont été examinés sous différentes valeurs de DNI . Les caractéristiques I-V et P-V de sont présentées sur la figure 4.22.

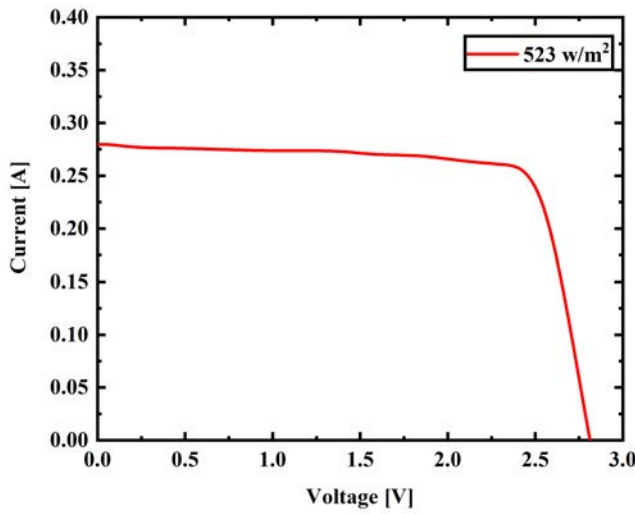
On remarque que la pyramide est celle qui présente le meilleur comportement, ses I_{sc} et P_m sont supérieurs à ceux du cône. Cela est expliqué par l'uniformité de l'irradiation fourni par la pyramide en la comparant au cône, cette uniformité permet de réduire les



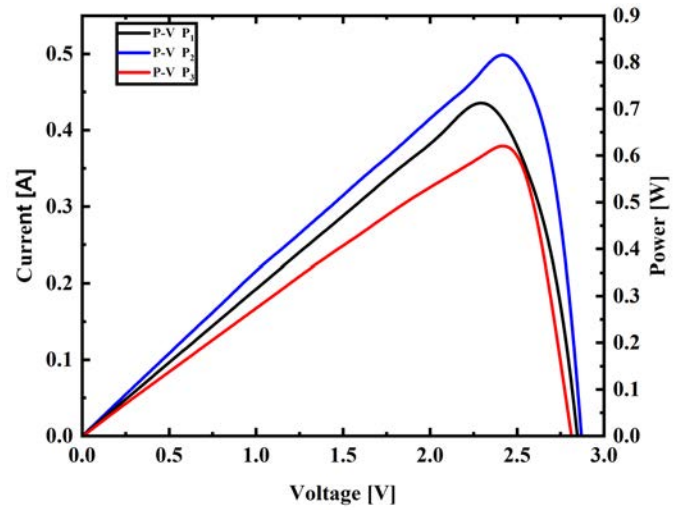
(a) Prototype 1



(b) Prototype 2



(c) Prototype 3



(d) Courbe P-V des trois prototypes

FIGURE 4.22 – Courbes I-V et P-V des trois prototypes .

mismatch de la cellule.

On remarque aussi que le courant et la puissance augmentent grâce à l'augmentation de la concentration ($44 \times$ pour prototype 1 et 3 et $78 \times$ pour prototype 2), par conséquent, une meilleure performance électrique est obtenue.

TABLE 4.7 – Performances électriques des trois prototypes.

Prototype	DNI [W/m^2]	I_{sc} [mA]	V_{oc} [V]	P_m [mW]	FF [%]	η_P [%]
P1	523	317 ± 3	$2,8 \pm 0,02$	711 ± 7	$80 \pm 1,5$	$31 \pm 0,5$
	483	287 ± 3	$2,8 \pm 0,02$	650 ± 7	$81 \pm 1,5$	$30,5 \pm 0,5$
	336	204 ± 2	$2,8 \pm 0,02$	437 ± 5	77 ± 1	$29,5 \pm 0,5$
P2	348	355 ± 3	$2,85 \pm 0,02$	816 ± 8	81 ± 1	$30 \pm 0,5$
	300	315 ± 3	$2,83 \pm 0,02$	701 ± 7	79 ± 1	$30 \pm 0,5$
	265	276 ± 3	$2,8 \pm 0,02$	617 ± 6	79 ± 1	$29,5 \pm 0,5$
P3	523	278 ± 3	$2,8 \pm 0,02$	603 ± 6	78 ± 1	$26 \pm 0,5$

Le tableau 4.7 compare les paramètres électriques des trois prototypes. Pour le DNI de $523 W/m^2$ la pyramide montre $I_{sc} = 0,317A$ et un rendement du module $\eta_{module} = 31\%$, tandis que le cône présente $I_{sc} = 0,278A$ et un rendement du module $\eta_{module} = 26\%$. Cela signifie un 10% de gain en efficacité électrique et un 12% de gain en I_{sc} .

Le prototype 2 présente les meilleures performances au niveau de la puissance maximale et du facteur de remplissage FF. Cela est expliqué par l'uniformité de l'irradiance à sa sortie, il a un PAR de 1,31 tandis que le prototype 1 et 3 ont respectivement 4,54 et 5 (simulations section 3.3.4)

le tableau 4.8 montre la comparaison des rendements électriques simulés et mesurés pour les trois prototypes. Le rendement simulé a été calculé en multipliant l'efficacité optique indiqué dans le tableau 4.5 de chaque prototype par le rendement de la cellule solaire utilisée (38,5%). Dans l'ensemble, les valeurs simulées du rendement électrique sont plus importantes que celles mesurées. Cette différence peut être attribuée à la différence entre l'efficacité optique simulée et mesurée. De plus, à partir de la simulation, une différence d'efficacité assez importante est attendue entre les prototypes P1 et P2, ce qui n'est pas le cas expérimentalement. Au contraire, une grande différence est observée dans l'efficacité mesurée des prototypes P1 et P3 ce qui n'est pas le cas pour la simulation. Ces deux situations pourraient s'expliquer respectivement par le PAR faible du prototype P2 et le PAR élevé du prototype P3. La distribution de flux in-homogène sur la cellule solaire dans le cas du prototype P3 conduit probablement à un rendement réduit de la cellule solaire. Ceci est clairement démontré par le rendement électrique mesuré attendu qui est obtenu en multipliant l'efficacité optique mesurée par le rendement de la cellule solaire.

Les rendements attendus et mesurés sont très proches l'un de l'autre sauf dans le cas du prototype P3, mettant en évidence une dégradation de l'efficacité de la cellule solaire dans ce cas.

TABLE 4.8 – Comparaison des rendements électriques expérimentaux et simulés des trois prototypes.

Prototype	$DNI [W/m^2]$	η_P [%] simulé	η_P [%] mesuré	η_P [%] attendu
P1	523	34.4 ± 0.5	31 ± 0.5	31.1 ± 0.5
	483	34.4 ± 0.5	30.5 ± 0.5	31.1 ± 0.5
	336	34.4 ± 0.5	29.5 ± 0.5	31.1 ± 0.5
P2	348	32.5 ± 0.5	30 ± 0.5	30 ± 0.5
	300	32.5 ± 0.5	30 ± 0.5	30 ± 0.5
	265	32.5 ± 0.5	29.5 ± 0.5	30 ± 0.5
P3	523	33.7 ± 0.5	26 ± 0.5	30.1 ± 0.5

Les modules dépassent tous les 29,5% de rendement ,un rendement de 31% pour prototype1 et 30% pour prototype2, illustrant des performances représentatives de la technologie CPV.

À partir de cette étude, nous pouvons affirmer que la pyramide est le meilleur choix de l'élément optique secondaire pour le système LOUCOUM.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de la caractérisation expérimentale en intérieur de trois prototypes de système CPV avec deux optiques réfractives différentes : la pyramide et le cône.

Nous avons commencé par présenter les méthodes de caractérisation optique des module CPV en intérieur, puis nous avons évalué deux prototypes qui ont la même lentille de Fresnel comme POE et la pyramide et le cône comme SOE. Les résultats des mesures et des simulations montrent les mêmes tendances, la pyramide montre la meilleure efficacité optique et angle d'acceptance, mais les résultats expérimentaux sont quelque peu éloignés de ceux de la simulation, cet écart est dû à la lampe utilisée dans le banc de mesure.

Pour la caractérisation en extérieur. Les systèmes CPV ont adopté deux tailles de lentilles de Fresnel en PMMA comme optique primaire et une lentille de type cône et pyramide en silice fondue comme secondaires. Une installation expérimentale en extérieur a été montée pour mesurer les performances optiques et électriques des trois Prototypes. Les résultats montrent que les rendements optiques mesurés et les angles d'acceptance des unités CPV étaient très proches de ceux des simulations optiques. La pyramide offre la meilleure efficacité optique et le plus grand angle d'acceptance. Les mesures électriques ont également confirmé que la meilleure solution pour l'optique secondaire est la pyramide car elle accorde une puissance et un rendement électriques plus élevés. La puissance atteint un maximum de 0,711 W et son efficacité associée de 31%.

Conclusion générale et perspectives

4.5 Conclusion Générale :

L'objectif de ce travail était l'étude, la conception et la caractérisation des concentrateurs à deux étages à base de la lentille de Fresnel. Quatre concentrateurs ont été proposés. Ils sont composés de la même lentille de Fresnel qui a un diamètre $d = 350mm$ et une distance focale $f = 265mm$ comme élément optique primaire et quatre secondaires : CPC, CCPC, Pyramide et cône.

Dans un premier temps, nous avons rappelé les principes et historiques du photovoltaïque à concentration. Nous avons fait un point sur la situation de cette technologie au Maroc et son avenir pour notre pays. Après avoir fait une brève introduction sur le rayonnement solaire et ses composantes, nous avons présenté l'architecture générale d'un système CPV en détaillant toutes ses composantes allant des optiques de collections aux cellules solaires et en terminant par le système de suivi du soleil. Nous avons aussi introduit toutes les figures de mérite d'un système CPV, le rendement optique, le rendement électrique, l'angle d'acceptance et l'uniformité de l'irradiation sur les cellules. Par ailleurs nous avons relaté les différentes sources de pertes qui peuvent être causées par les éléments optiques telles que l'absorption ou les réflexions ou par la géométrie du système. À la fin de ce chapitre nous avons présenté le projet LOUCOUM dans le cadre duquel se déroule notre projet de recherche.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté les concentrateurs à base de la lentille de Fresnel. Nous avons aussi détaillé et synthétisé un état de l'art sur les systèmes CPV utilisant une lentille de Fresnel dans les deux configurations générales à un ou à deux étages. Des tableaux synthétisant l'état de l'art et permettant de faire une comparaison des travaux de la littérature ont été présentés. A la fin du chapitre nous avons relaté quelques techniques de fabrication des éléments optiques.

Suite à cette phase et en accord avec le consortium du projet, en particulier l'équipe de la FST de Fès, nous avons arrêté les dimensions du système visé, ensuite, nous avons arrêté le choix des secondaires à étudier, le primaire étant une lentille de Fresnel. Ils s'agissent du CPC, du CCPC, de la pyramide et du cône. En utilisant le lancer de rayons par le logiciel TracePro, une comparaison complète des systèmes avec la même longueur pour fonctionner sur une taille unique pour le panneau CPV a été effectuée. Les différents SOE ont été comparés en termes d'angle d'acceptance, d'efficacité optique et de distribution de flux à la sortie de l'optique. Les résultats ont montré que la pyramide confère une distribution uniforme de flux et une efficacité optique supérieure. En ce qui concerne les tolérances du système, la pyramide a toujours l'angle d'acceptation le plus élevé ($1,4^\circ$). Pour faciliter les tests et réaliser les premiers prototypes du concentrateur, une étude paramétrique de 2 lentilles du diamètres 75 et 100 en utilisant le même SOE a été faite. Pour chaque diamètre la distance focale a été modifiée pour analyser l'impact de la variation du $f_\#$ sur les performances optiques. Trois prototypes ont ensuite été choisis pour les tests expérimentaux. À la fin du chapitre nous avons présenté une étude de l'estimation de coût d'un panneau composé des lentille de Fresnel comme POE et les pyramides comme SOEs. Cette étude était basée sur le calcul du LCOE, et elle a montré que notre système est rentable.

Dans le dernier chapitre, nous avons évalué sur un banc de mesure réalisé en intérieur sous conditions contrôlées, deux prototypes qui ont la même lentille de Fresnel en PMMA d'un $f_\# = 4,8$ comme POE et la pyramide et le cône en silice fondue comme SOE. Les résultats des mesures et des simulations montrent les mêmes tendances, la pyramide montre la meilleure efficacité optique et angle d'acceptance, mais les résultats expérimentaux sont quelque peu éloignés de ceux de la simulation. Cet écart est principalement dû à la lampe utilisée dans le banc de mesure. Pour la caractérisation à l'extérieur ces deux mêmes prototypes ont été fixés sur une installation expérimentale composée principalement d'un tracker solaire, pour en mesurer les performances optiques et électriques. Les résultats montrent que les rendements optiques mesurés et les angles d'acceptances des unités CPV étaient très proches de ceux des simulations optiques. La pyramide offre la meilleure efficacité optique et le plus grand angle d'acceptation. Les mesures électriques ont également confirmé que la meilleure solution pour l'optique secondaire est la pyramide car elle accorde une puissance et un rendement électriques plus élevés. La puissance atteint un maximum de 0,711 W et son efficacité associée de 30,77% pour une cellule solaire multi-jonction à 38.5%.

Outre les résultats scientifiques obtenus, le travail effectué a permis de contribuer au développement des compétences du laboratoire. Les travaux menés avec l'équipe ont contribué au développement de l'expertise du laboratoire au niveau de caractérisation optiques et électriques des modules CPV.

4.6 Perspectives :

Pour conclure sur ces travaux de thèse, nous allons proposer des voies d'amélioration des questions abordées dans cette thèse et également des pistes de réflexion pour des futures recherches.

Il serait intéressant de mettre à l'échelle le prototype à base de la pyramide pour mettre en place un panneau CPV comme prévu dans le projet LOUCOUM et poursuivre l'étude en extérieur sur de longues périodes de temps pour s'assurer des conclusions tirées.

De futures recherches sur le transport de l'énergie solaire via des bundle de fibres constituent également un sujet intéressant. Particulièrement l'ajout du SOE et son accouplement avec le bundle.

D'autres perspectives sont d'ordres et déjà lancées, en effet une orientation vers le Micro-CPV est initiée et qui permettra principalement la réduction des volumes des modules CPV et leurs intégrations dans les toits ou dans les véhicules électriques.

Équations CPC

Selon la définition de la parabole, l'excentricité est égale à 1 ce qui nous permet d'écrire $\overline{FP} = \overline{PP'}$. Sur la figure A.1, cela se traduit par :

$$\sqrt{(-x - 0)^2 + (y - 0)^2} = \sqrt{(-x - 2f)^2 + (y - y)^2} \quad (\text{A.1})$$

$$y^2 - 4fx - 4f^2 = 0 \quad (\text{A.2})$$

En utilisant les coordonnées polaires :

$$x = k' \cos \theta' \quad (\text{A.3})$$

$$y = k' \sin \theta' \quad (\text{A.4})$$

l'équation devient :

$$k'^2 \sin^2 \theta' - 4fk' \cos \theta' - 4f^2 = 0. \quad (\text{A.5})$$

Finalement, l'équation en coordonnées polaires d'une parabole est donnée par :

$$k' = \frac{2f}{1 - \cos \theta'} \quad (\text{A.6})$$

Sur un plan cartésien x / z , l'ouverture de sortie projetée du CPC, de diamètre $f_1 - f_2$, est alignée le long de l'axe des x et centrée sur l'origine O . Nous dessinons la parabole 1 avec concavité vers le haut, longueur focale f et foyer sur f_1 ($-a', 0$) (Figure A.2a). La parabole 1 est ensuite tournée dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour de l'axe perpendiculaire au plan x / z et passant par f_1 , jusqu'à ce qu'elle atteigne le point f_2 . L'angle de rotation correspondant est l'angle d'acceptance θ_i . Le segment positif de la parabole 2 pivotée est le profil correct du CPC, coupé par le plan x / z . Le profil gauche du

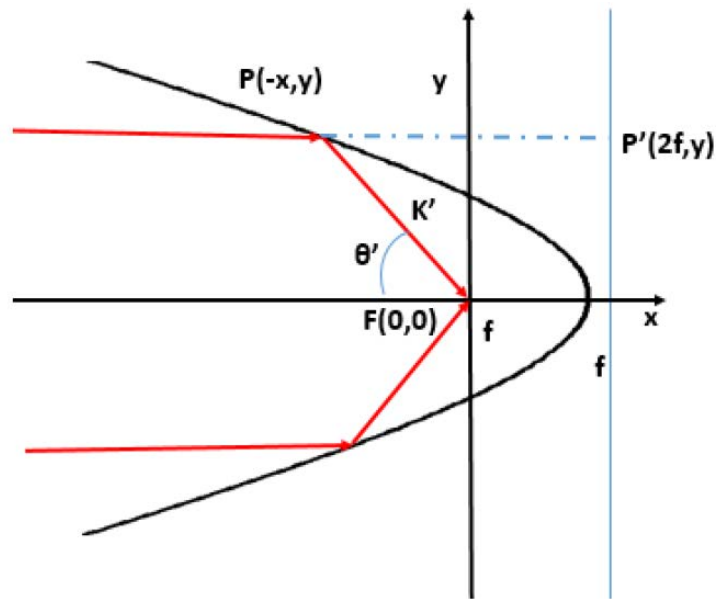


FIGURE A.1 – Parabole de base

CPC est obtenu à partir d'une deuxième parabole focalisée sur f_2 et en le pivotant dans le sens des aiguilles d'une montre. Il s'agit de l'image spéculaire de parabole 2 par rapport à l'axe z comme il est illustré dans la figure A.2b, et le profil d'un CPC est montré dans la figure A.2c

En se basant sur la figure A.2b, on peut écrire que $\theta = \theta' - \theta_i$.

À l'aide de la formule développée pour la parabole (Equ. A.6), on peut calculer le diamètre de sortie, le diamètre d'entrée et la longueur du CPC.

Pour calculer le diamètre de sortie $2a'$, on prend le cas suivant : le rayon ne peut pas sortir avec un angle supérieur à $\frac{\pi}{2}$ (concentration géométrique maximale). Alors le diamètre de sortie s'exprime comme suit :

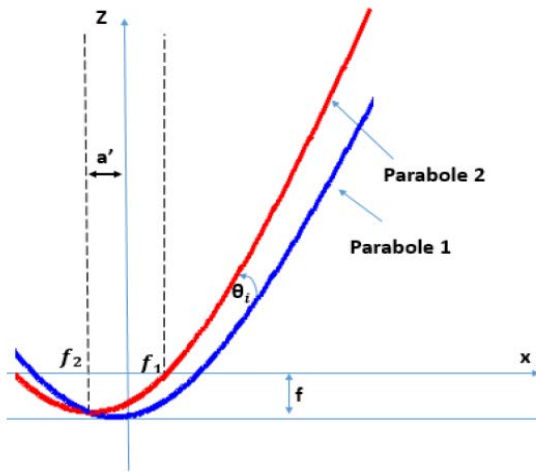
$$\overline{SS'} = 2a' = k'_{\theta=\frac{\pi}{2}} = \frac{2f}{1 - \cos \theta'} = \frac{2f}{1 - \cos(\theta + \theta_i)} = \frac{2f}{1 - \cos(\frac{\pi}{2} + \theta_i)} = \frac{2f}{1 + \sin \theta_i} \quad (\text{A.7})$$

On peut écrire la valeur du foyer f comme suit :

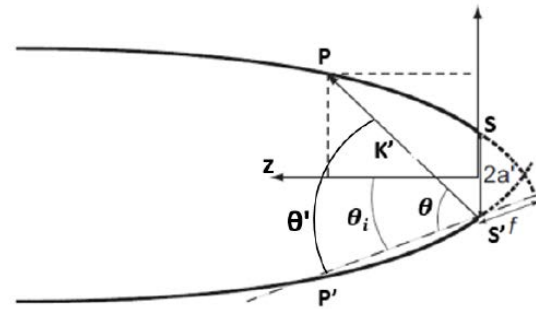
$$f = a'(1 + \sin \theta_i) \quad (\text{A.8})$$

Pour le diamètre d'entrée, le cas considéré est comme suit : l'ouverture d'entrée est exposée à un rayon incident avec un angle d'acceptance de θ_i . On peut exprimer le diamètre d'entrée par :

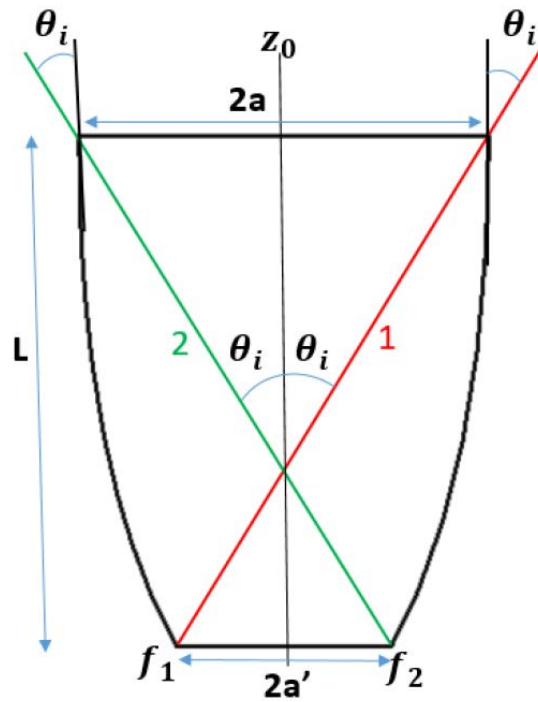
$$\overline{PS'} \sin \theta_i = k'_{\theta=\theta_i} \sin \theta_i = \sin \theta_i \times \frac{2f}{1 - 2 \cos 2\theta_i} = a + a' \quad (\text{A.9})$$



(a) Construction d'un CPC avec un angle d'acceptance de θ_i . Les paraboles originales tournent de θ_i , de parabole 1 à parabole 2



(b) Construction d'un CPC



(c) Profile d'un CPC

FIGURE A.2 – CPC

Utilisant l'équation A.8l, on obtient :

$$a + a' = \frac{a'(1 + \sin \theta_i)}{\sin \theta_i} \tag{A.10}$$

$$\cos(a + b) = \cos a \cos b - \sin a \sin b$$

Finalement on obtient :

$$a = \frac{a'}{\sin \theta_i} \quad (\text{A.11})$$

Pour la longueur L, faisons un raisonnement similaire à celui du diamètre d'entrée en prenant $\theta = \theta_i$

$$L = \overline{PS'} \cos \theta_i = k'_{\theta=\theta_i} \cos(\theta - \theta_i) = \cos(\theta - \theta_i) \times \frac{2f}{1 - \cos(2\theta_i)} = \frac{a'(1 + \sin \theta_i)}{\sin^2 \theta_i} \quad (\text{A.12})$$

$$L = \left(\frac{a'}{\sin \theta_i} + a' \right) \frac{\cos \theta_i}{\sin \theta_i} = \left(\frac{a'}{\sin \theta_i} + a' \right) \cot \theta_i \quad (\text{A.13})$$

Équations cône

On considère un cône ayant un angle α (figure B.1), une longueur H, un rayon d'entrée R et un rayon de sortie r. Compte tenu de ces réflexions multiples, le cône peut être divisé en plusieurs couches (Figure B.1).

On divisera notre cône en plusieurs petits cônes chacun faisant subir au rayon qui le traverse une seule réflexion.

On commencera par la première réflexion qui est illustrée sur la figure B.2. D'après cette figure, on peut écrire les équations suivantes :

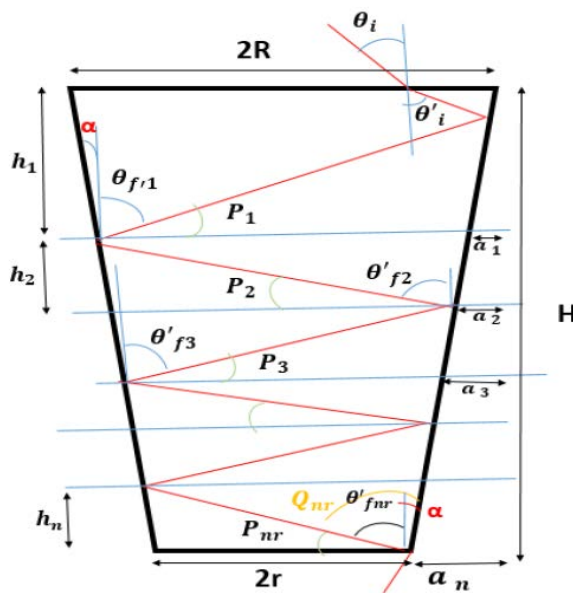


FIGURE B.1 – Schéma de réflexions multiples à l'intérieur d'un cône

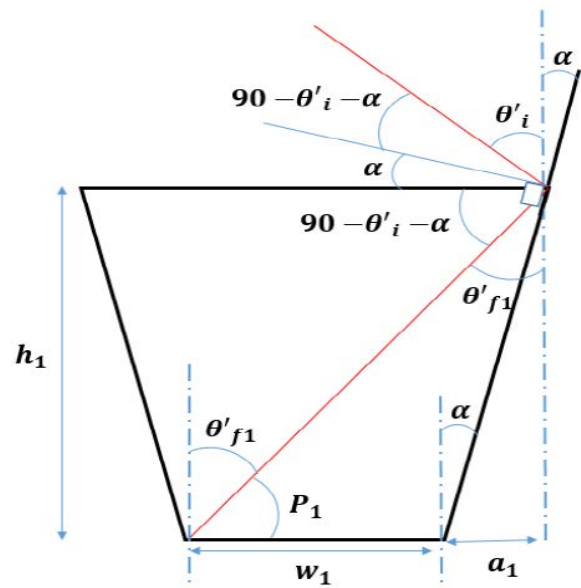


FIGURE B.2 – Paramètres pour la première réflexion

$$\theta'_{f_1} = 180 - 2(90 - \theta'_i - \alpha) = \theta'_i + 2\alpha$$

$$P_1 = 90 - \theta'_{f_1} = 90 - \theta'_i - 2\alpha$$

$$Q_1 = \theta'_{f_1} + \alpha = \theta'_i + 3\alpha$$

$$\tan \alpha = \frac{a_1}{h_1}$$

Et

$$\tan P_1 = \frac{h_1}{w_1 + a_1}$$

$$\tan P_1 = \frac{a_1}{(w_1 + a_1) \tan \alpha}$$

$$a_1 = \frac{w_1 \tan \alpha}{\cot P_1 - \tan \alpha}$$

$$2R = w_1 + 2a_1$$

En faisant la même chose pour la deuxième réflexion en se basant sur la figure B.3, On peut déduire les formules suivantes :

$$\theta'_{f_2} = 180 - \theta'_{f_1} - 2(90 - \theta'_{f_1} - \alpha) = \theta'_i + 4\alpha$$

$$P_2 = 90 - \theta_{f_2} = 90 - \theta'_i - 4\alpha$$

$$Q_2 = \theta_{f_2} + \alpha = \theta'_i + 5\alpha$$

$$\tan \alpha = \frac{a_2}{h_2}$$

Et

$$\tan P_2 = \frac{h_2}{w_2 + a_2}$$

$$\tan P_2 = \frac{a_2}{(w_2 + a_2) \tan \alpha}$$

$$a_2 = \frac{w_2 \tan \alpha}{\cot P_2 - \tan \alpha}$$

$$w_1 = w_2 + 2a_2$$

Concernant la troisième réflexion et en considérant la figure B.4, on peut écrire :

$$\theta'_{f_3} = 180 - \theta_{f_2} - 2(90 - \theta'_i - \alpha) = \theta'_i + 6\alpha$$

$$P_3 = 90 - \theta_{f_3} = 90 - \theta'_i - 6\alpha$$

$$Q_3 = \theta_{f_3} + \alpha = \theta'_i + 7\alpha$$

Et

$$\tan \alpha = \frac{a_3}{h_3}$$

$$\tan P_3 = \frac{h_3}{w_3 + a_3}$$

$$\tan P_3 = \frac{a_3}{(w_3 + a_3) \tan \alpha}$$

$$a_3 = \frac{w_3 \tan \alpha}{\cot P_3 - \tan \alpha}$$

$$w_2 = w_3 + 2a_3$$

Pour un cône à n_r réflexions, on a les équations suivantes :

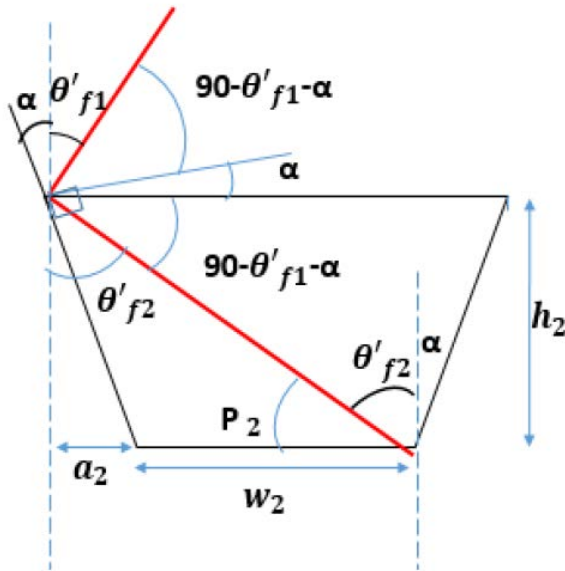


FIGURE B.3 – Paramètres pour la deuxième réflexion

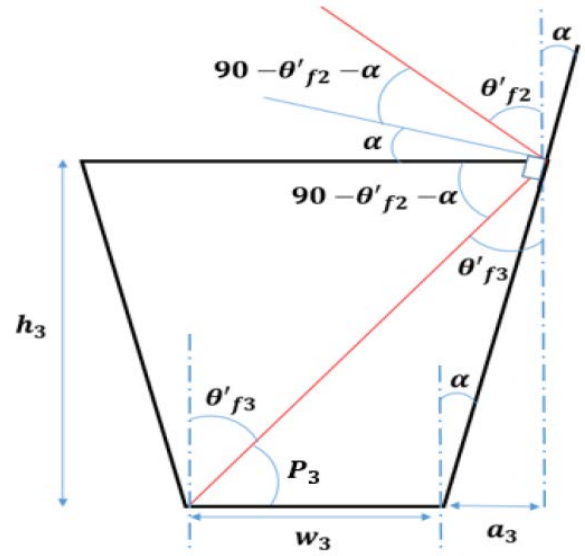


FIGURE B.4 – Paramètres pour la troisième réflexions

$$a_{n_r} = \frac{w_{n_r} \tan \alpha}{\cot P_{n_r} - \tan \alpha}$$

Pour la largeur de chaque couche on obtient :

$$\begin{cases} 2(r + \sum_{j=n_r+1}^{l_{max}} a_j) & \text{si } n_r \neq n_{rmax} \\ 2f_c r & \text{si } n_r = n_{rmax} \text{ et } 0 < f_c < 1 \\ 2r & \text{si } n_r = n_{rmax} \text{ et } f_c = 1 \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

Avec f_c est la fraction où $0 < f_c < 1$. Par exemple si le rayon peut atteindre la sortie au centre, donc f_c sera 0.5.

Le rayon d'entrée du cône est donnée par :

$$R = r + \sum_{n_r=1}^{n_{rmax}} a_l \quad (\text{B.2})$$

La longueur du cône est :

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_l = \frac{\sum_{n=1}^{n_{max}} a_l}{\tan \alpha} = \frac{R - r}{\tan \alpha} \quad (\text{B.3})$$

Bibliographie

- [1] B. E. Outlook, “2019 edition,” London, United Kingdom 2019 (2019).
- [2] S. P. Europe, “Global Market Outlook For Solar Power 2019–2023,” Solar Power Europe, Brussels, Belgium, Tech. Rep (2019).
- [3] M. S. Chowdhury, K. S. Rahman, T. Chowdhury, N. Nuthammachot, K. Techato, M. Akhtaruzzaman, S. K. Tiong, K. Sopian, and N. Amin, “An overview of solar photovoltaic panels’ end-of-life material recycling,” *Energy Strategy Reviews* **27**, 100431 (2020).
- [4] M. A. Green, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, and A. W. Ho-Baillie, “Solar cell efficiency tables (version 54),” *Progress in photovoltaics : research and applications* **27**, 565–575 (2019).
- [5] E. Burgess and D. Pritchard, “Performance of a one kilowatt concentrator photovoltaic array utilizing active cooling,” *pvsp* pp. 1121–1124 (1978).
- [6] A. A. Salim and N. N. Eugenio, “A comprehensive report on the performance of the longest operating 350 kW concentrator photovoltaic power system,” *Solar Cells* **29**, 1–24 (1990).
- [7] A. B. Maish, “Progress in the concentrator initiative program,” In *Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1993 (Cat. No. 93CH3283-9)*, pp. 1203–1208 (1993).
- [8] G. Sala, J. Arboiro, A. Luque, J. Zamorano, J. Minano, C. Dramsch, T. Bruton, and D. Cunningham, “The EUCLIDES prototype : An efficient parabolic trough for

- PV concentration,” In *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1996*, pp. 1207–1210 (1996).
- [9] M. Wiesenfarth, S. P. Philipps, A. W. Bett, K. Horowitz, and S. Kurtz, “Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology,” Fraunhofer ISE| NREL CPV Report 1 (2017).
- [10] P. Pérez-Higueras, J. P. Ferrer-Rodríguez, F. Almonacid, and E. F. Fernández, “Efficiency and acceptance angle of High Concentrator Photovoltaic modules : Current status and indoor measurements,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **94**, 143–153 (2018).
- [11] M. Wiesenfarth, I. Anton, and A. Bett, “Challenges in the design of concentrator photovoltaic (CPV) modules to achieve highest efficiencies,” *Applied Physics Reviews* **5**, 041601 (2018).
- [12] T. Kousksou, A. Allouhi, M. Belattar, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Morocco’s strategy for energy security and low-carbon growth,” *Energy* **84**, 98–105 (2015).
- [13] solargis, “Solar resource maps for Morocco”, , <https://solargis.com/products/mapsand-gis2017>.
- [14] Z. Aqachmar, T. Bouhal, and K. Lahrech, “Energetic, economic, and environmental (3 E) performances of high concentrated photovoltaic large scale installations : Focus on spatial analysis of Morocco,” *International Journal of Hydrogen Energy* (2020).
- [15] Nrel, “Reference Solar Spectral Irradiance : Air Mass 1.5.”, , <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>, Accessed : 2020-03-15.
- [16] P. Würfel and U. Würfel, “Physics of Solar Cells : From Basic Principles to Advanced Concepts (Physics Textbook),”, 2009.
- [17] G. Cherucheril, S. March, and A. Verma, “Multijunction solar cells,” Department of Electrical Engineering, Iowa State University (2011).
- [18] B. Burnett, “The basic physics and design of III-V multijunction solar cells,” US Department of Energy National Center for Photovoltaics (2002).
- [19] Nrel, “Best Research-Cell Efficiencies, NREL”, , <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/bestresearch-cell-efficiencies.20190923.pdf>, Accessed : 2020-03-17.
- [20] A. De Vos, “Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells,” *Journal of Physics D : Applied Physics* **13**, 839 (1980).

- [21] S. Kurtz *et al.*, “Opportunities and challenges for development of a mature concentrating photovoltaic power industry,” (2009).
- [22] M. Victoria, C. Domínguez, I. Antón, and G. Sala, “Comparative analysis of different secondary optical elements for aspheric primary lenses,” *Optics Express* **17**, 6487–6492 (2009).
- [23] X. Han, Y. Sun, J. Huang, and J. Zheng, “Design and analysis of a CPV/T solar receiver with volumetric absorption combined spectral splitter,” *International Journal of Energy Research* **44**, 4837–4850 (2020).
- [24] H. Baig, N. Sarmah, K. C. Heasman, and T. K. Mallick, “Numerical modelling and experimental validation of a low concentrating photovoltaic system,” *Solar Energy Materials and Solar Cells* **113**, 201–219 (2013).
- [25] C. Algora and I. Rey-Stolle, *Handbook of concentrator photovoltaic technology* (John Wiley & Sons, 2016).
- [26] M. Victoria, S. Askins, R. Herrero, C. Domínguez, R. Nuñez, I. Antón, and G. Sala, “Measuring primary lens efficiency : A proposal for standardization,” In *AIP Conference Proceedings*, **1766**, 120001 (2016).
- [27] R. Herrero, S. Askins, I. Antón, and G. Sala, “Evaluation of misalignments within a concentrator photovoltaic module by the module optical analyzer : A case of study concerning temperature effects on the module performance,” *Japanese Journal of Applied Physics* **54**, 08KE08 (2015).
- [28] M. V. Pérez, “New concepts and techniques for the development of high-efficiency concentrating photovoltaic modules,” Ph.D. thesis, Universidad Politécnica de Madrid, 2014.
- [29] W. Xie, Y. Dai, R. Wang, and K. Sumathy, “Concentrated solar energy applications using Fresnel lenses : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **15**, 2588–2606 (2011).
- [30] K. Ghosal, D. Lilly, J. Gabriel, M. Whitehead, S. Seel, B. Fisher, J. Wilson, and S. Burroughs, “Semprius field results and progress in system development,” *IEEE Journal of Photovoltaics* **4**, 703–708 (2014).
- [31] S. R. Kurtz and M. J. O’Neill, “Estimating and controlling chromatic aberration losses for two-junction, two-terminal devices in refractive concentrator systems,” In *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1996*, pp. 361–364 (1996).

- [32] F. Languy, K. Fleury, C. Lenaerts, J. Loicq, D. Regaert, T. Thibert, and S. Habraken, “Flat Fresnel doublets made of PMMA and PC : combining low cost production and very high concentration ratio for CPV,” *Optics express* **19**, A280–A294 (2011).
- [33] P. Pérez-Higueras and E. F. Fernández, *High concentrator photovoltaics : fundamentals, engineering and power plants* (Springer, 2015).
- [34] W. T. Welford and R. Winston, “Optics of nonimaging concentrators. Light and solar energy,” (1978).
- [35] H. Hinterberger and R. Winston, “Efficient light coupler for threshold Čerenkov counters,” *Review of Scientific Instruments* **37**, 1094–1095 (1966).
- [36] R. Winston, “Principles of solar concentrators of a novel design,” *Solar Energy* **16**, 89–95 (1974).
- [37] R. Winston and H. Hinterberger, “Principles of cylindrical concentrators for solar energy,” *Solar Energy* **17**, 255–258 (1975).
- [38] A. Rabl and R. Winston, “Ideal concentrators for finite sources and restricted exit angles,” *Applied optics* **15**, 2880–2883 (1976).
- [39] R. Winston *et al.*, *Nonimaging optics* (Elsevier, 2005).
- [40] T. Cooper, F. Dähler, G. Ambrosetti, A. Pedretti, and A. Steinfeld, “Performance of compound parabolic concentrators with polygonal apertures,” *Solar Energy* **95**, 308–318 (2013).
- [41] R. Winston, “High collection nonimaging optics,” In *6th Mtg in Israel on Optical Engineering*, **1038**, 590–598 (1989).
- [42] G. Grasso, A. Righetti, M. C. Ubaldi, F. Morichetti, and S. M. Pietralunga, “Competitiveness of stationary planar low concentration photovoltaic modules using silicon cells : A focus on concentrating optics,” *Solar energy* **86**, 1725–1732 (2012).
- [43] L. L. Chen, “Stationary photovoltaic array module design for solar electric power generation systems,”, 2003, uS Patent 6,653,551.
- [44] L. L. Chen, “Photovoltaic array module design for solar electric power generation systems,”, 2004, uS Patent 6,717,045.
- [45] V. Andreev, A. Kazantsev, V. Khvostikov, E. Paleeva, V. Rumyantsev, and M. Shvarts, “High-efficiency (24.6% AM 0) LPE grown AlGaAs/GaAs concentrator solar cells and modules,” In *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, **2**, 2096–2099 (1994).

- [46] K.-K. Chong, S.-L. Lau, T.-K. Yew, and P. C.-L. Tan, “Design and development in optics of concentrator photovoltaic system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **19**, 598–612 (2013).
- [47] N. Sellami and T. K. Mallick, “Optical efficiency study of PV crossed compound parabolic concentrator,” *Applied Energy* **102**, 868–876 (2013).
- [48] N. Sellami, T. K. Mallick, and D. A. McNeil, “Optical characterisation of 3-D static solar concentrator,” *Energy Conversion and Management* **64**, 579–586 (2012).
- [49] H. Baig, N. Sellami, D. Chemisana, J. Rosell, and T. K. Mallick, “Performance analysis of a dielectric based 3D building integrated concentrating photovoltaic system,” *Solar Energy* **103**, 525–540 (2014).
- [50] K.-K. Chong, T.-K. Yew, C.-W. Wong, M.-H. Tan, W.-C. Tan, A.-C. Lai, B.-H. Lim, S.-L. Lau, and F. A. Rahman, “Dense-array concentrator photovoltaic system using non-imaging dish concentrator and crossed compound parabolic concentrator,” In *AIP Conference Proceedings*, **1657**, 030009 (2015).
- [51] T.-K. Yew, K.-K. Chong, and B.-H. Lim, “Performance study of crossed compound parabolic concentrator as secondary optics in non-imaging dish concentrator for the application of dense-array concentrator photovoltaic system,” *Solar Energy* **120**, 296–309 (2015).
- [52] A. Rabl, “Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators,” *Solar energy* **18**, 497–511 (1976).
- [53] X. Ning, J. O’Gallagher, and R. Winston, “Optics of two-stage photovoltaic concentrators with dielectric second stages,” *Applied optics* **26**, 1207–1212 (1987).
- [54] X. Ning, R. Winston, and J. O’Gallagher, “Dielectric totally internally reflecting concentrators,” *Applied optics* **26**, 300–305 (1987).
- [55] C. Domínguez, I. Antón, G. Sala, J. Alvarez, and V. Díaz, “Spectral characterization of mini concentrator optics for its use with MJ cells,” In *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, **1**, 675–678 (2006).
- [56] F. Muhammad-Sukki, R. Ramirez-Iniguez, S. G. McMeekin, B. G. Stewart, and B. Clive, “Optimised dielectric totally internally reflecting concentrator for the solar photonic optoelectronic transformer system : maximum concentration method,” In *International Conference on Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems*, pp. 633–641 (2010).

- [57] F. Muhammad-Sukki, S. H. Abu-Bakar, R. Ramirez-Iniguez, S. G. McMeekin, B. G. Stewart, A. B. Munir, S. H. M. Yasin, and R. A. Rahim, "Performance analysis of a mirror symmetrical dielectric totally internally reflecting concentrator for building integrated photovoltaic systems," *Applied energy* **111**, 288–299 (2013).
- [58] S. H. Abu-Bakar, F. Muhammad-Sukki, D. Freier, R. Ramirez-Iniguez, T. K. Mallick, A. B. Munir, S. H. M. Yasin, A. A. Mas' ud, and N. M. Yunus, "Optimisation of the performance of a novel rotationally asymmetrical optical concentrator design for building integrated photovoltaic system," *Energy* **90**, 1033–1045 (2015).
- [59] M. F. Piszczor Jr and R. P. Macosko, "A high-efficiency refractive secondary solar concentrator for high temperature solar thermal applications," (2000).
- [60] D. G. Burkhard, G. L. Strobel, and D. R. Burkhard, "Flat-sided rectilinear trough as a solar concentrator : an analytical study," *Applied Optics* **17**, 1870–1883 (1978).
- [61] D. G. Burkhard, G. L. Strobel, and D. L. Shealy, "Solar concentrating properties of truncated hexagonal, pyramidal and circular cones," *Applied Optics* **17**, 2431–2449 (1978).
- [62] H. Schmidt-Kloiber and H. Schoeffmann, "Metallic hollow cones as light concentrators," *Applied optics* **25**, 252–257 (1986).
- [63] G. Tina and P. Scandura, "Case study of a grid connected with a battery photovoltaic system : V-trough concentration vs. single-axis tracking," *Energy conversion and management* **64**, 569–578 (2012).
- [64] C. Solanki, C. Sangani, D. Gunashekar, and G. Antony, "Enhanced heat dissipation of V-trough PV modules for better performance," *Solar Energy Materials and Solar Cells* **92**, 1634–1638 (2008).
- [65] Y.-C. Chen and C.-C. You, "Optimal design of a secondary optical element for a noncoplanar two-reflector solar concentrator," *International Journal of Photoenergy* 2015 (2015).
- [66] F. Trespidi and G. Timò, "Optical design of an off-axis mirror based solar concentrator," In *AIP Conference Proceedings*, **1881**, 030008 (2017).
- [67] L. W. James, "Use of imaging refractive secondaries in photovoltaic concentrators," Technical report, Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA) (1989) .
- [68] S. Askins, M. Victoria, R. Herrero, C. Domínguez, I. Antón, and G. Sala, "Hybrid dome with total internal reflector as a secondary optical element for CPV," In *AIP Conference Proceedings*, **1766**, 050002 (2016).

- [69] R. Donovan, H. Hunter, J. Smith, R. Jones, and S. Boardbent, “Ten kilowatt photovoltaic concentrating array,” In *Proceedings of the 13th IEEE photovoltaic specialists conference*, pp. 1125–1130 (1978).
- [70] J.-W. Pan, J.-Y. Huang, C.-M. Wang, H.-F. Hong, and Y.-P. Liang, “High concentration and homogenized Fresnel lens without secondary optics element,” *Optics communications* **284**, 4283–4288 (2011).
- [71] Z. Zhuang and F. Yu, “Optimization design of hybrid Fresnel-based concentrator for generating uniformity irradiance with the broad solar spectrum,” *Optics & Laser Technology* **60**, 27–33 (2014).
- [72] D. Li and Y. Xuan, “Concept design and simulation of a concentration lens with uniform square irradiance,” *Optics Communications* **400**, 9–19 (2017).
- [73] J. Ke, C. Zhao, and Z. Guan, “High convergence efficiency design of flat Fresnel lens with large aperture,” In *2017 International Conference on Optical Instruments and Technology : Advanced Laser Technology and Applications*, **10619**, 106190V (2018).
- [74] A. Akisawa, M. Hiramatsu, and K. Ozaki, “Design of dome-shaped non-imaging Fresnel lenses taking chromatic aberration into account,” *Solar Energy* **86**, 877–885 (2012).
- [75] T. T. Pham, N. H. Vu, and S. Shin, “Design of curved Fresnel lens with high performance creating competitive price concentrator photovoltaic,” *Energy Procedia* **144**, 16–32 (2018).
- [76] X. Ma, H. Zheng, and M. Tian, “Optimize the shape of curved-Fresnel lens to maximize its transmittance,” *Solar Energy* **127**, 285–293 (2016).
- [77] M. Hiramatsu, Y. Miyazaki, T. Egami, A. Akisawa, and Y. Mizuta, “Development of non-imaging Fresnel lens and sun-tracking device,” In *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of*, **3**, 2383–2385 (2003).
- [78] M. Collares-Pereira, A. Rabl, and R. Winston, “Lens–mirror combinations with maximal concentration,” *Applied Optics* **16**, 2677–2683 (1977).
- [79] P. Benítez, J. C. Miñano, P. Zamora, R. Mohedano, A. Cvetkovic, M. Buljan, J. Chaves, and M. Hernández, “High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator,” *Optics express* **18**, A25–A40 (2010).
- [80] P. Zamora, P. Benítez, R. M. Arroyo, A. Cvetkovic, J. F. Vilaplana, Y. Li, M. Hernández, J. C. Chaves, and J. C. Miñano, “Experimental characterization of Fresnel-Köhler concentrators,” *Journal of Photonics for Energy* **2**, 021806 (2012).

- [81] J. Jaus, A. Bett, H. Reinecke, and E. Weber, “Reflective secondary optical elements for fresnel lens based concentrator modules,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications* **19**, 580–590 (2011).
- [82] A. Pereira, L. Dargent, G. Lorin, W. Schwartz, T. Baffie, C. Mangeant, M. Mariotto, J.-E. de Salins, and G. Vives, “Electro-optical study of a $\times 1024$ concentrator photovoltaic system,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications* **22**, 383–393 (2014).
- [83] C. Domínguez, I. Antón, G. Sala, and S. Askins, “Current-matching estimation for multijunction cells within a CPV module by means of component cells,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications* **21**, 1478–1488 (2013).
- [84] L. Fu, R. Leutz, and H. P. Annen, “Evaluation and comparison of different designs and materials for Fresnel lens-based solar concentrators,” In *Nonimaging Optics : Efficient Design for Illumination and Solar Concentration VIII*, **8124**, 81240E (2011).
- [85] M. Buljan, J. C. Miñano, P. Benítez, R. Mohedano, and J. Chaves, “Improving performances of Fresnel CPV systems : Fresnel-RXI Köhler concentrator,” *Optics express* **22**, A205–A210 (2014).
- [86] Y.-C. Chen and H.-W. Chiang, “Design of the secondary optical elements for concentrated photovoltaic units with Fresnel lenses,” *Applied Sciences* **5**, 770–786 (2015).
- [87] M. Wiesenfarth *et al.*, “CPV module with Fresnel lens primary optics and homogenizing secondary optics,” In *AIP Conference Proceedings*, **1679**, 100007 (2015).
- [88] N. X. Tien and S. Shin, “A novel concentrator photovoltaic (CPV) system with the improvement of irradiance uniformity and the capturing of diffuse solar radiation,” *Applied Sciences* **6**, 251 (2016).
- [89] J. P. Ferrer-Rodríguez, H. Baig, A. Riverola, E. F. Fernández, D. Chemisana, F. Almonacid, T. K. Mallick, and P. Pérez-Higueras, “Design and characterization of refractive secondary optical elements for a point-focus Fresnel lens-based high CPV system,” In *AIP Conference Proceedings*, **1881**, 030003 (2017).
- [90] M. Renzi, L. Cioccolanti, G. Barazza, L. Egidi, and G. Comodi, “Design and experimental test of refractive secondary optics on the electrical performance of a 3-junction cell used in CPV systems,” *Applied Energy* **185**, 233–243 (2017).
- [91] C. Renno, F. Petito, G. Landi, and H. Neitzert, “Experimental characterization of a concentrating photovoltaic system varying the light concentration,” *Energy Conversion and Management* **138**, 119–130 (2017).

- [92] Q. Huang and L. Xu, “Ball lens as secondary optical element for CPV system,” *Solar Energy* **148**, 57–62 (2017).
- [93] Q. Huang, T. Liao, and L. Xu, “Design and preliminary experiments of truncated ball lens as secondary optical element for CPV system,” *Solar Energy* **169**, 19–23 (2018).
- [94] J. P. Ferrer-Rodríguez, H. Baig, E. F. Fernández, F. Almonacid, T. Mallick, and P. Pérez-Higueras, “Optical modeling of four Fresnel-based high-CPV units,” *Solar Energy* **155**, 805–815 (2017).
- [95] J. P. Ferrer-Rodríguez, E. F. Fernández, H. Baig, F. Almonacid, T. Mallick, and P. Pérez-Higueras, “Development, indoor characterisation and comparison to optical modelling of four Fresnel-based high-CPV units equipped with refractive secondary optics,” *Solar Energy Materials and Solar Cells* **186**, 273–283 (2018).
- [96] A. Ahaitouf *et al.*, “Parametric optimization and performances analysis of four secondary optical elements for concentrator photovoltaic systems,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)* **8**, 2289–2298 (2018).
- [97] H. Shatnawi and A. Aldossary, “Outdoor Investigation of High Concentrator Photovoltaic Under Uniform and Non-Uniform Illumination,” *Journal of Daylighting* **7**, 1–12 (2020).
- [98] H. Qandil, S. Wang, and W. Zhao, “Algorithmically Optimized Hemispherical Dome as a Secondary Optical Element for the Fresnel Lens Solar Concentrator,” *Applied Sciences* **9**, 2757 (2019).
- [99] P. Davies, “Design of single-surface spherical lenses as secondary concentrators for photovoltaic cells,” *Pure and Applied Optics : Journal of the European Optical Society Part A* **2**, 315 (1993).
- [100] S. El Himer, S. El Ayane, S. El Yahyaoui, J. P. Salvestrini, and A. Ahaitouf, “Photovoltaic Concentration : Research and Development,” *Energies* **13**, 5721 (2020).
- [101] G. Sala *et al.*, “Hybrid silicone-glass Fresnel lens as concentrator for photovoltaic applications,” (1979).
- [102] C. Weick, “Vers un module photovoltaïque à concentration ultra-intégré : développement du concept et des moyens de caractérisations associés,” Ph.D. thesis, Université Grenoble Alpes (ComUE), 2017.

- [103] P. Benitez, J. C. Miñano, H. Ahmadpna, J. Mendes-Lopes, and P. Zamora, “Fabrication and tolerances of optics for HCPV,” In *Optical Fabrication and Testing*, pp. OTu1B–3 (2014).
- [104] A. Cvetkovic, R. Mohedano, O. Gonzalez, P. Zamora, P. Benitez, P. Fernandez, A. Ibarreche, M. Hernandez, J. Chaves, and J. Miñano, “Performance modeling of Fresnel-based CPV systems : effects of deformations under real operation conditions,” In *AIP Conference Proceedings*, **1407**, 74–78 (2011).
- [105] T. Hornung, M. Steiner, and P. Nitz, “Estimation of the influence of Fresnel lens temperature on energy generation of a concentrator photovoltaic system,” *Solar Energy Materials and Solar Cells* **99**, 333–338 (2012).
- [106] J. C. Miñano, “Two-dimensional nonimaging concentrators with inhomogeneous media : a new look,” *JOSA A* **2**, 1826–1831 (1985).
- [107] J. C. Minano, “Design of three-dimensional nonimaging concentrators with inhomogeneous media,” *JOSA A* **3**, 1345–1353 (1986).
- [108] D. Talavera, J. Ferrer-Rodríguez, P. Pérez-Higueras, J. Terrados, and E. Fernández, “A worldwide assessment of levelised cost of electricity of HCPV systems,” *Energy Conversion and Management* **127**, 679–692 (2016).
- [109] J. R. Egger, “Use of Fresnel lenses in optical systems : some advantages and limitations,” In *Optical Systems in Engineering I*, **193**, 63–69 (1979).
- [110] *NREL SOLPOS sun position calculator*, 2016 (Accessed : 2020-11-23).

