



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene

Faculté d'Electronique et d'Informatique

Domaine Science et Technologie

Département d'électrotechnique

THESE de DOCTORAT

Energies Renouvelables

Thème

Dimensionnement et expérimentation d'un module photovoltaïque sous forte concentration (HCPV).

Présenté par :
SAID Mohamed Islam

Devant le jury composé de :

M.	BOUDOUR Mohamed	Professeur	USTHB	Président
M.	HADJ ARAB Amar	Directeur de Recherche	CDER	Directeur de Thèse
M.	MENAA Mohamed	Professeur	USTHB	Examineur
M.	KECHOANE Mohamed	Professeur	USTHB	Examineur
Mme.	BOUKHELIFA Akila	Professeur	USTHB	Examineur
M.	SEMAOUI Smail	Maître de Recherche A	CDER	Examineur

Novembre 2020

Dédicace

A mes parents

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.

A mon épouse

Je ne pourrais exprimer le degré d'amour et d'affection ni de ma profonde reconnaissance en vers toi, Tu m'as comblé avec ta tendresse et ton affection, Tu n'as cessé de me soutenir et de m'encourager durant toutes mes moment de difficultés, Puisse le tout puissant nous garder l'un a l'autre.

Remerciement

Je voudrais tout d'abord remercier mon directeur de thèse Dr. Amar Hadj Arab qui m'a accordé sa confiance et a toujours su se montrer disponible. Je lui exprime également toute ma gratitude pour son écoute, sa sagesse et son appui tout au long de ce travail.

Je souhaite aussi faire part de ma gratitude au président et aux membres du jury. Merci au Professeur Mohamed Boudour d'avoir accepté de présider le jury. Je tiens aussi à remercier Mme Professeur Akila Boukhelifa, Professeur Mohamed Menaa, Professeur Mohamed Kechoane et Dr. Smail Semaoui d'avoir consenti à être examinateurs dans mon jury de thèse.

Mes pensées vont ensuite à tous les chercheurs de la division photovoltaïque du Centre de Développement des Energies Renouvelables. Ce fût un réel plaisir de passer du temps à vos côtés, et j'espère retrouver ce subtil mélange de convivialité et de travail dans le futur.

Aussi, j'ai eu la chance de côtoyer l'équipe du High-Concentration Systems (HCPV) de l'Institut Fraunhofer ISE (l'Institut de l'Energie Solaire) lors de mon court séjour en Allemagne. C'est naturellement que je souhaite exprimer toute ma sympathie et mes remerciements à ses membres pour leur aide. Merci notamment à Gerald Siefer pour sa gentillesse, son accueil et pour ses critiques constructives. Je dois également beaucoup à Marc Steiner qui a contribué avec sa curiosité et son talent à l'avancement des travaux de thèse.

Ces remerciements ne peuvent s'achever sans une pensée pour ma famille et mes amis. Vous avez toujours trouvé la bonne recette, au propre comme au figuré, pour m'encourager et me motiver.

Résumé

Les systèmes photovoltaïques à concentration, ou CPV, reposent sur le principe de la concentration des rayons du soleil sur une cellule photovoltaïque à très haut rendement. La pérennisation de cette technologie CPV ne passera que par la démonstration d'une certaine maturité. Aussi, la question de la fiabilité de ces systèmes est plus que jamais d'actualité. C'est dans ce contexte que nous avons mené cette étude réalisée conjointement au Centre de Développement des Energies Renouvelable et à l'Institut de l'Energie Solaire Fraunhofer sur la thématique de la conception et de l'expérimentation de modules CPV.

Le travail de thèse effectué a pour objectif d'amener vers une meilleure compréhension des comportements électrique, optique et thermique des modules CPV, dans des conditions environnementales variables.

La première partie de ce travail est consacré à la présentation du photovoltaïque à concentration (CPV) afin de positionner ce développement dans le contexte énergétique actuel. Nous avons ensuite procédé à une recherche bibliographique intense et synthétisé les travaux scientifiques les plus pertinents relatifs à notre étude.

Dans la deuxième partie de cette étude, nous avons proposé une méthode de conception développée à partir de la compréhension de phénomènes physiques analysés précédemment. Il s'agit de lois d'optique, de la connaissance de la ressource solaire, de la compréhension des phénomènes électriques de cellules multi-jonctions et l'analyse thermique des refroidisseurs. Une méthodologie interactive simple de dimensionnement optimisé est proposée.

La troisième partie est consacrée à l'étude des performances du module CPV ISE 105 en conditions réelles de fonctionnement, effectuées selon la norme internationale IEC 62670 servant de protocole de test en extérieur. Le banc d'expérimentation a permis de suivre les performances électriques et les paramètres ambiants (ensoleillement, température, indicateur de spectre). Les résultats montrent que la sensibilité à la température de lentille, la température de cellule et au spectre incident dépend de plusieurs paramètres environnementaux à la fois. L'impact de ces paramètres réalisé d'une manière individuelle sur les performances du module n'a pas été confirmé. Afin de rassembler plusieurs de ces paramètres et déduire leur influence sur les performances du module, nous nous sommes orientés vers la modélisation par réseaux de neurones artificiels RNA. Le modèle utilisé est celui des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) qui repose sur une formulation reliant les entrées (données sources) et les sorties (prédictions). Le modèle RNA proposé est basé sur la rétro-propagation à action directe. Onze scénarios représentant différents paramètres d'entrées ont été mis en œuvre; les entrées sont constituées des paramètres météorologiques DNI, T_{amb} , W_s , AM et l'influence du spectre solaire (SMR). Les valeurs de sortie du modèle RNA sont comparées aux

valeurs mesurées à travers des analyses statistiques d'erreurs. Le meilleur ajustement avec les données mesurées a été obtenu lors de l'utilisation des paramètres d'entrée suivantes : DNI, T_{amb} , W_s , $SMR_{(1,2)}$ et $SMR_{(2,3)}$.

Abstract

Concentration photovoltaic systems, or CPV, are based on the principle of concentrating the sun's rays on a very high-efficiency photovoltaic cell. The sustainability of this CPV technology will only require a certain maturity the demonstration basis. Also, the question of the reliability of these systems is more than ever expected. It is in this context that this study is carried out jointly with the Center for the Development of Renewable Energy and the Fraunhofer Institute of Solar Energy on the design and testing of CPV modules.

The aim of the thesis is to lead to a better understanding of the electrical, optical and thermal behaviors of CPV modules, in variable surrounding conditions.

The first part of this work is devoted to the presentation of concentrated photovoltaics (CPV) in order to position this development in the current energy context. We then carried out an intense bibliographic research and synthesized the most relevant scientific work relating to our study.

In the second part of this study, we proposed a design method developed from the understanding of physical phenomena previously analyzed. These are laws of optics, knowledge of the solar resource, understanding of the electrical phenomena of multi-junction cells and the thermal analysis of coolers. A simple interactive methodology for optimized sizing is proposed.

The third part is devoted to the study of the performance of the ISE 105 CPV module in real operating conditions, carried out according to the international standard IEC 62670 used as an outdoor test protocol. The experimental bench was used to monitor electrical performance and ambient parameters (sunshine, temperature, spectrum indicator). The results show that sensitivity to lens temperature, cell temperature and incident spectrum depends on several environmental parameters at the same time. The impact of these parameters investigated individually on the performance of the module has not been confirmed. In order to bring together several of these parameters and deduce their influence on the performance of the module, we make use of the ANN artificial neural networks. The model used is the Artificial Neural Networks (ANN) which is based on a formulation linking the inputs (source data) and the outputs (predictions). The proposed ANN model is based on direct back propagation method. Eleven scenarios representing different input parameters have been implemented; the inputs consist of the metrological parameters DNI, T_{amb} , W_s , AM and the influence of the solar spectrum (SMR). The output values of the ANN model are compared with the measured values through statistical error analyzes. The best fit with the measured data was obtained when using the following input parameters: DNI, T_{amb} , W_s , SMR_(1,2) and SMR_(2,3).

Table des matières

CHAPITRE 1: Introduction

1.1	Introduction.....	1
1.1.1	Contexte	1
1.1.2	Contraintes et barrières des systèmes CPV.....	4
1.2	Potentiels de la filière CPV.....	7
1.3	Fonctionnement d'un système CPV	8
1.3.1	Dispositif électrique.....	9
1.3.2	Le dispositif optique.....	9
1.4	Objectifs et Structure de la thèse	10

CHAPITRE 2: Etat de l'art des modèles et méthodes existant dans la littérature

2.1	Introduction.....	13
2.1.1	Le rayonnement solaire et son effet spectral	13
2.1.2	Performances électriques	15
2.2	Méthodes de prédiction de la température de la cellule.....	20
2.3	Performances optiques des modules CPV	22
2.3.1	Rendement optique.....	22
2.3.2	Uniformité de l'éclairement.....	22
2.3.3	Angle d'acceptance.....	23
2.3.4	Effet de la température des optiques	23
2.4	Standards de caractérisation des systèmes CPV	23
2.5	Conclusion	25

CHAPITRE 3: Dimensionnement et Conception des Modules CPV

3.1	Introduction.....	31
3.1.1	Ressource solaire.....	31
3.1.2	Position du soleil	34
3.2	Poursuite du soleil	37
3.3	Photovoltaïque sous flux concentré	39
3.3.1	Cellules multi jonctions	39
3.3.2	Architecture des modules photovoltaïques à concentration.....	44
3.3.3	Performances des modules CPV.....	46
3.4	Les optiques à concentration et leurs caractéristiques.....	47
3.4.1	Les optiques primaires à base de lentille de Fresnel	48
3.4.2	Les optiques secondaires	49
3.4.3	Caractéristiques des optiques à concentration.....	51
3.5	Modélisation thermique	53

3.5.1	Systèmes de refroidissement pour les modules CPV	53
3.5.2	Equations régissant les transferts thermiques	54
3.6	Etapes de la conception	56
3.7	Conclusions.....	58

CHAPITRE 4: Analyse des performances du module CPV ISE105 en conditions réelles de fonctionnement

4.1	Introduction.....	65
4.2	Description de la plateforme d'expérimentation	65
4.2.1	Banc d'essais	65
4.2.2	Station radiométrique	66
4.2.3	Station d'acquisition de données	68
4.2.4	Module testé.....	68
4.3	Analyse des données mesurées.....	69
4.3.1	Performances du module ISE105 dans les conditions standards.....	69
4.3.2	Mesures en intérieur	70
4.3.3	Mesures en extérieur.....	71
4.4	Analyse des résultats expérimentaux	72
4.4.1	Influence du rayonnement solaire	73
4.4.2	Influence des paramètres météorologiques	77
4.4.3	Influence des températures cellule et lentille :	81
4.1	Conclusions.....	84

CHAPITRE 5: Prédiction de la puissance maximale du module CPV ISE105 par les réseaux de neurones artificiels

5.1	Introduction.....	89
5.2	Données mesurées et scénarios étudiés	89
5.3	Les réseaux de neurones artificiels.....	90
5.3.1	Historique	91
5.3.2	Modélisation	92
5.4	Estimation des erreurs de prédiction	94
5.4.1	Le coefficient de détermination R^2	94
5.4.2	La racine de l'erreur quadratique moyenne normalisée (NRMSE)	95
5.4.3	Le biais moyen (Mean Bias Error : MBE).....	95
5.5	Prédiction de la puissance maximale du module CPV ISE105	96
5.6	Résultats et discussions.....	100
5.7	Conclusions.....	105

Conclusions générales

Conclusions générales	109
-----------------------------	-----

Nomenclature

AM	Air Mass ou masse d'air
AM1.5D	Spectre de référence pour une irradiance directe à la surface terrestre
ANN	Artificial neuron network ou réseau de neurone artificiel
AOD	Aerosol optical depth
ASTM	American Society for Testing and Materials
CM	Current Matching ou équilibre des courants
CPC	Compound Parabolic Concentrator
CPV	Concentrator Photovoltaic ou photovoltaïque a concentration
CSR	CircumSolar Ratio ou ratio circumpolaire
CSTC	Concentrator Standard Test Conditions ou conditions de test standardisées pour concentrateurs
CSOC	Concentrator Standard Operating Conditions ou conditions de fonctionnement standard du concentrateur
CTE	Coefficient of Thermal Expansion ou coefficient d'expansion thermique
CTM	Cell to module ou ratio cellule sur module
DTIRC	Dielectric Total Internal Reflection ou diélectrique a réflexion totale interne
EQE	Efficacité Quantique Externe
FS	Facteur Spectral
IEC	International Electrotechnical Commission
IMM	Structures métamorphique inversée
IV	Caractéristique courant tension
ISE	Institut de l'Energie Solar Fraunhofer
MAE	Erreur moyenne absolue
MAPE	Mean Absolute Pourcentage Error
MBE	Mean Bias Error
MJ	Multi-Jonction
MM	Structures métamorphique
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NRMSE	Normalized Root Mean Square Error
PAC	Produit concentration-acceptance.
PAR	Peak-to-Average Ratio

PMMA	Polyméthacrylate de méthyle
PMPP	Puissance de sortie maximale du module
POE	Primary Optical Element ou optique primaire
PV	Photovoltaïque
PW	Précipitation de l'eau
RMS	Ecart Quadratique Moyen
RMSE	Root Mean Square Error
RNA	Réseau de Neurone Artificielle
RTP	Refractive Truncated Pyramid ou pyramide réfractive inversée
SMR	Spectral Matching Ratio ou rapport d'équilibre spectral
SOE	Secondary Optical Element ou optique secondaire
SoG	Silicon-on-Glass ou silicone sur verre
SPA	Solar position Algorithm
SR	Spectral Response ou réponse spectrale
STC	Standard Test Conditions ou conditions de test standardisées
TJ	Triple Jonction

Liste des symboles

α_{Imp}	Coefficients de température du courant I_{mp}
$\alpha_{I_{sc}}$	Coefficients de température du courant I_{sc}
$\beta_{V_{oc}}$	Coefficient de température pour la tension V_{oc}
δ	Déclinaison
ξ	Coefficient de température de la puissance maximale
ε	Coefficient AM de puissance maximale
ε_{ciel}	Emissivité du ciel
ε_l	Emissivité de la lentille
ε_p	Emissivité de la plaque
ε_{sol}	Emissivité du sol
θ	Demi-angle d'ouverture
η_{el}	Rendement de conversion électrique
η_{opt}	Rendement optique
φ	Coefficient AOD de la puissance maximale
Φ	Latitude du lieu
ϕ_{cell}	Flux incident sur la cellule
$\phi_{lentille}$	Flux incident sur la lentille
τ_l	Facteurs de transmission de la lentille
ω	Angle horaire
λ	Longueur d'onde
a	Azimut
a_{soleil}	Position du soleil
$a_{suiveur}$	Position du suiveur
A_{cell}	Surface de la cellule
A_{in}	Surface de captation
$A_{lentille}$	Surface de la lentille
AA	Angle d'acceptance
AA _{%xx}	Angle d'acceptance pour xx% de la puissance
AM	Masse d'aire
b_i	Biais du neurone
B_{eff}	Irradiance effectif
C	Coefficient de concentration

$C_{géo}$	Concentration géométrique
DNI	Direct Normal Irradiance ou irradiance normale directe
DNI_i	l'éclairement direct normal spectral effectif à la bande spectrale
e	L'épaisseur
$E(\lambda)$	Irradiance spectrale
$E_b(\lambda)$	Distribution spectrale du DNI
$E_b(\lambda)$	Distribution spectrale du DNI de référence
E_g	Energie de bande interdite (bandgap) d'un semi-conducteur
F	Distance focale
FF	Factor ou facteur de forme
GNI	Global Normal Irradiance ou irradiance globale normale
h	Hauteur du soleil
h_{ext}	Coefficient de convection externe
h_{int}	coefficient de convection interne
i	Indice représentant chaque sous-cellule, $i = 1$ cellule du haut 'top', $i = 2$ cellule du milieu 'mid', $i = 3$ cellule du bas 'bot'
I	Courant délivré par la cellule
I_{01}	courants de saturation de la première diode
I_{02}	courants de saturation de la deuxième diode
I_{mp}	Courant au point de puissance maximum
I_{Ph}	Photo-Courant
$I_{sc,i}$	Courant de court-circuit pour la jonction ou cellule isotype i
$I_{sc,i}^*$	Courant de court-circuit de référence pour la jonction ou cellule isotype i
I_x	Courant correspond a $V_{oc}/2$
I_{xx}	Courant correspond a $(V_{oc} + V_{mp})/2$
J_{sc}	Densité de courant de court-circuit
k	Conductivité thermique
k_B	Constante de Boltzmann($1,38 \times 10^{-23} \text{m}^2 \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$)
n	Facteur d'idéalité de la diode
N_s	Nombre de cellules en série
P_{mp}	Puissance au point de puissance maximum
$P_{mp,ref}$	Puissance au point de puissance maximum aux conditions de référence
$P_{mp,norm}$	Puissance au point de puissance maximum normalisé

$P_{lum, in}$	Puissance lumineuse incidente
q	Charge de l'électron
$Q_{a,b}^{ray}$	Rayonnement thermique de a vers b
$Q_{a,b}^{conv}$	Convection thermique de a vers b
$Q_{a,b}^{cond}$	Conduction thermique de a vers b
R^2	Coefficient de détermination
R_S	Résistance série
R_{Sh}	Résistance shunt
R_{th}	Résistance thermique
SF	Facteur Spectrale
$SMR_{i,j}$	Spectral Matching Ratio ou rapport d'équilibre spectral entre les jonctions i et j
$SR_i(\lambda)$	Réponse spectrale
T_{amb}	Température ambiante
T_{cell}	Température de cellule
$T_{cell,ref}$	Température de cellule aux conditions de référence
T_{ciel}	Température du ciel clair
T_{hs}	Température du dissipateur thermique
$T_{lentille}$	Température de lentille
$T_{rosée}$	Température de rosée
T_{sol}	Température du sol
TSV	Temps Solaire Vrai
V	Tension délivré par la cellule
V_i	Tension délivré par la sous-cellule i
V_{mp}	Tension au point de puissance maximum
V_{oc}	Tension en circuit ouvert
$V_{oc,ref}$	Tension en circuit ouvert aux conditions de référence
W_s	Vitesse du vent
w_{ij}	Poids du neurone
X	Concentration lumineuse effective
$Y_{predict,\theta}$	Valeur Prédit par l'ANN a l'itération θ
$Y_{Mersurer}$	Valeur Mesurer
z	l'angle entre la position du soleil et le zénith.

Liste des Figures

Figure 1.1 : Evolution global des installations PV par régions [2]	2
Figure 1.2 : Evolution du marché PV 2014-2018 et prévision 2019-2023 [2]	3
Figure 1.3 : Records d'efficacité des différentes technologies de cellules PV [3].	5
Figure 1.4 : Prévision de la part du marché mondial pour la filière CPV.....	7
Figure 1.5 : Courbe d'apprentissage des technologies CPV, CSP et PV [6].....	8
Figure 1.6 : Comparaison de la conversion du spectre solaire par une cellule simple jonction Si, et une cellule multi-jonctions GaInP/GaInAs/Ge [7].	9
Figure 2.1 : Circuit équivalent de la cellule multi jonction model une diode et deux diodes	15
Figure 2.2 : Procédure du tracé de la courbe IV selon le modèle Sandia.....	18
Figure 3.1 : filières de conception et de dimensionnement d'un module CPV.....	31
Figure 3.2: Représentation des rayonnements directs, diffus et circumsolaire.....	32
Figure 3.3 : Schéma explicatif des phénomènes de diffusion de Mie et de Rayleigh.	33
Figure 3.4: Spectre solaire spatial (AM0) et spectres terrestres Direct (AM1.5).....	34
Figure 3.5 : le système de local de coordonnées alt-azimutales	35
Figure 3.6 : Système de coordonnées horizontales.....	36
Figure 3.7 : Diagramme solaire de la ville de Freiburg, Allemagne, réalisé par le logiciel SolarBeam.	37
Figure 3.8: Caractéristique courant tension (IV) d'une cellule solaire.	40
Figure 3.9: Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque.....	40
Figure 3.10: Illustration de la réponse spectrale de la conversion d'énergie du spectre solaire par une cellule triple-jonction GaInP/GaInAs/Ge [11].	41
Figure 3.11 : Records d'efficacité des différentes technologies de cellules MJ [12].....	42
Figure 3.12 : Représentation des structures Lattice-Matched LM (en orange) et métamorphique MM (en rouge) d'une cellule triple jonction GaInP/GaInAs/Ge.	44
Figure 3.13: Architecture d'un système CPV.	46
Figure 3.14 : Schéma du concept de la lentille de Fresnel d'un module CPV, avec : la distance focale f , le demi-angle d'ouverture θ , la surface d'ouverture $A_{aperture}$, la surface cellule A_{cell} , la puissance incidente $P_{aperture}$ et la puissance délivrée par la cellule $P_{flux,cell}$	49
Figure 3.15 : Profil des optiques secondaire (gauche) et courbe de transmission angulaire pour ces mêmes optiques (droite). Les dispositifs sont : pas d'optiques secondaire (noir), pyramide réflective (rouge), pyramide réfractive (vert), diélectrique à réflexion interne totale (jaune), dôme A (bleu) eu dôme B (orange) [38].	50
Figure 3.16 : Courbe de puissance d'un module CPV en fonction de l'angle de désalignement de l'axe optique par rapport aux rayons incidents. L'angle d'acceptance est défini pour une puissance égale à 90% de la puissance maximale [40].	52
Figure 3.17 : Bilan thermique des trois nœuds 1,2 et 3.....	55

Figure 3.18 : Etapes de dimensionnement optimisé d'un module CPV.....	57
Figure 4.1 : Suiveur à deux axes avec modules CPV et instruments nécessitant le suivi du soleil.	65
Figure 4.2 : photographie d'un pyréliomètre Eppley Nip	67
Figure 4.3 : photographie d'un pyranomètre de première classe.	67
Figure 4.4 : Spectro-pyréliomètre de Black Photon Instruments BPI-IT1	68
Figure 4.5 : Module FLACTON CPV ISE 105	69
Figure 4.6 : Evolution de la courbe IV dans les conditions du standard CSTC.....	71
Figure 4.7 : Evolution de la puissance maximale en fonction du DNI.	74
Figure 4.8 : Variations des valeurs des SMR pendant les journées des solstices et équinoxes.	75
Figure 4.9 : Impact du SMR(1,2) sur le courant de court-circuit I_{sc}	76
Figure 4.10 : Impact du SMR(1,2) sur le rendement du module ISE105.	76
Figure 4.11 : Variation du SCR en fonction DNI [4]	77
Figure 4.12 : Evolution du rendement en fonction de la masse d'aire.....	78
Figure 4.13 : Evolution du DNI en fonction de la masse d'air AM au cours de l'année d'expérimentation.	79
Figure 4.14 : Histogramme montrant le pourcentage par tranche de valeur de la masse d'air AM	80
Figure 4.15 Variation du rendement du module en fonction de la température ambiante pour différents niveau de DNI.	81
Figure 4.16 : Variation de la tension V_{oc} mesuré en fonction de la température T_{cell}	82
Figure 4.17 Evolution courant de court-circuit avec la température de la cellule.	82
Figure 4.18 Variation du rendement en fonction de la température de la cellule.....	83
Figure 4.19 Variation du courant de court-circuit en fonction de la température de la lentille.....	84
Figure 5.1 : Représentation d'un neurone. Les variables x_i désignent les entrées, la sortie est notée y_j , le biais b_j et les poids synaptiques sont désignés pour w_j ,	92
Figure 5.2 : Fonctions de transfert ou d'activation utilisées en RNA.	93
Figure 5.3 : Architecture du réseau de neurones	94
Figure 5.4 Algorithme d'apprentissage proposé [13]	98
Figure 5.5 : Structure du réseau de neurones dans Matlab 2016b « ANN-Toolbox ».	99
Figure 5.6 : Valeurs du NRMSE pour les 11 scénarios étudiés en fonction de la taille du jeu de données dans la phase apprentissage.	100
Figure 5.7 : Fréquence de distribution pour les phases apprentissage et prédiction en fonction des différents paramètres utilisés en entrée pour la modélisation RNA	101
Figure 5.8 : Puissance de sortie maximale prédite en fonction de la puissance de sortie mesurée pour chaque scénario.....	102
Figure 5.9 : Variation de la puissance maximale pour quatre journées types dans l'année.	104

Liste des Tableaux

<i>Tableau 1.1 : Innovations et acteurs de la filière CPV.....</i>	<i>6</i>
<i>Tableau 2.1 : Normes et standards applicables à la technologie CPV [34]</i>	<i>24</i>
<i>Tableau 4.1 : Conditions standard pour CPV telles que définies dans la IEC 62670-3.</i>	<i>70</i>
<i>Tableau 4.2 : Spécification des paramètres mesurés sur la plate-forme d'essai de l'ISE.</i>	<i>71</i>
<i>Tableau 4.3 : Filtres appliqués pour le traitement des données acquises sur la période étudiée.</i>	<i>72</i>
<i>Tableau 5.1 : Paramètres d'entrées pour les différents scénarios</i>	<i>90</i>
<i>Tableau 5.2 : Calcul des erreurs entre la puissance prédite et la puissance mesurée pour les scénarios étudiés.</i>	<i>103</i>
<i>Tableau 5.3 : calcul des erreurs correspondant aux journées types le les scénarios 8 et 3.....</i>	<i>104</i>
<i>Tableau 5.4 : Comparaison entre le scénario 3 et le modèle ASTM pour le module FLATCON® CPV basé sur des indicateurs statistiques.</i>	<i>105</i>

CHAPITRE 1

Introduction

CHAPITRE 1 : Introduction

1.1 Introduction

Dans le contexte actuel de développement des énergies vertes, notamment renouvelables, ce travail propose d'apporter des éléments de réponse tant scientifiques que technologiques sur une filière émergente : le photovoltaïque à concentration (CPV). Dans cette partie introductive, nous nous intéressons au rôle que joue l'énergie solaire photovoltaïque dans la transition énergétique. Nous abordons ensuite la place et les enjeux du CPV dans les technologies solaires existantes. Les éléments constitutifs d'un module photovoltaïque à concentration et leur fonctionnement sont abordés. A la fin de ce chapitre est consacrée la présentation de notre travail, et la description des travaux effectués.

1.1.1 Contexte

La transition vers les énergies renouvelables en Algérie ne fait aucun doute mais implique des préoccupations légitimes au niveau des choix technologiques, du programme de déploiement sous ses aspects économiques et sociétaux et des questions de préservation de l'environnement. La sécurité énergétique d'un pays est une des préoccupations majeures et celle-ci devrait être anticipée en cas de rupture ou d'épuisement des énergies fossiles. D'un autre côté, la véracité du changement climatique est désormais établie. Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) ont augmenté de 2,2% en moyenne sur la dernière décennie, et continue à augmenter encore davantage ce qui dicte l'urgence de modifier nos modes de production d'énergie et de réduire nos émissions de gaz à effet de serre. Dans ce contexte, l'Algérie a amorcé une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique [1]. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030, ce qui représente environ 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale. Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Face à ce défi, l'énergie photovoltaïque (PV) constitue une réponse technologique clé et est amenée à jouer un rôle majeur dans la production d'énergie renouvelable. C'est ainsi que dans ce programme 13 575 MW sur les 22 000 MW seront d'origine photovoltaïque soit environ 62 % du mix électrique algérien.

Selon un rapport de la Solar Power Europe [2], l'industrie solaire a connu une croissance exponentielle. Le marché solaire en 2018 a non seulement dépassé le niveau de 100 GW installé et disposé de plus de 0,5 TW de capacité d'énergie solaire. A la fin 2017, la capacité totale d'énergie solaire mondiale avait atteint plus de 400 GW, après avoir dépassé le niveau de 300 GW en 2016 et la barre des 200 GW en 2015.

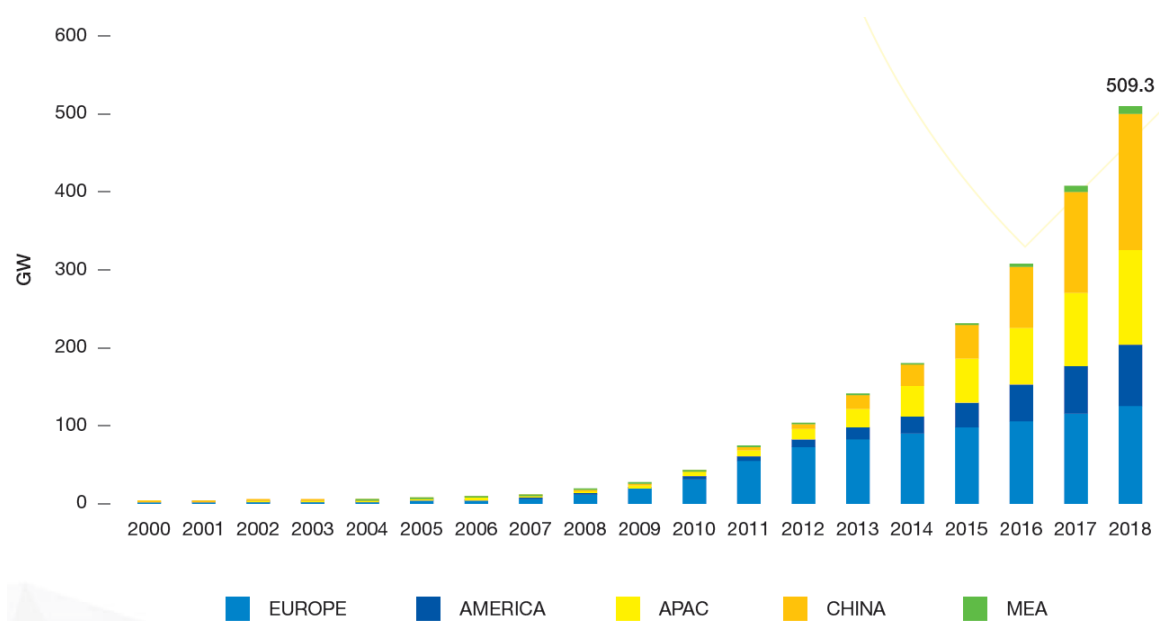


Figure 1.1 : Evolution global des installations PV par régions [2]

La nouvelle perspective du marché mondial sur 5 ans prévoit, pour le scénario le plus probable, une capacité mondiale de centrales de production d'énergie solaire de 1297 GW en 2023. Dans des conditions optimales, le monde pourrait atteindre 1610 GW d'ici la fin de 2023 et entrer dans le niveau de capacité de production du térawatt déjà prévu pour 2021, seulement trois ans après que le niveau de 0,5 TW a été atteint en 2018.

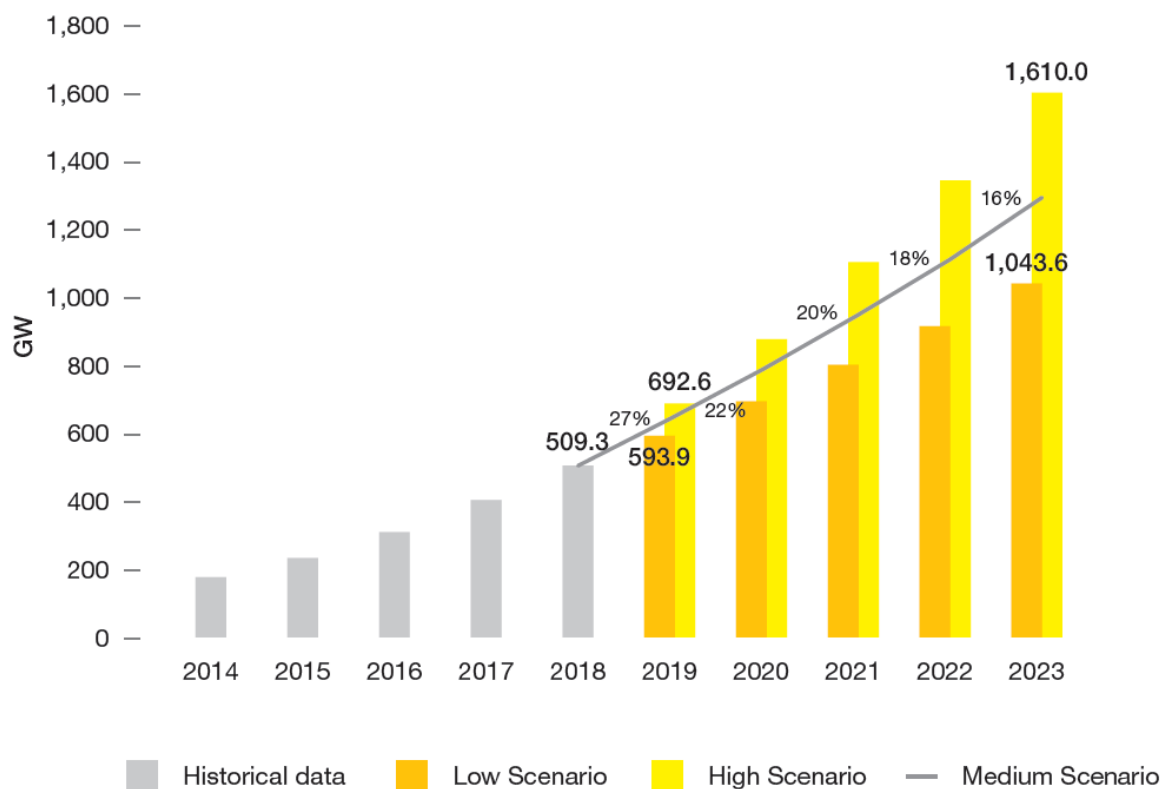


Figure 1.2 : Evolution du marché PV 2014-2018 et prévision 2019-2023 [2]

Il existe aujourd'hui une grande variété de technologies photovoltaïques commercialement disponibles. Chacune tentant d'atteindre le prix de revient le plus bas. Ces technologies ont en commun la production directe d'électricité à partir du rayonnement solaire et peuvent être regroupées en catégories. Les modules les plus répandus sur le marché sont les modules à base de silicium, mais d'autres technologies émergent de plus en plus. Les différentes technologies, par ordre de part de marché dans le monde, sont les suivantes :

- Les modules à base de silicium cristallin : on différencie le silicium monocristallin (mono-c-Si), de meilleure qualité, et le silicium multi-cristallin (multi-c-Si) ;
- Les modules "couche-mince" : connaissant un fort développement ces dernières années ;
- Les modules basés sur les cellules multi-jonctions : ces cellules sont composées de couches superposées convertissant différentes parties du spectre solaire. En les couplant à des optiques de concentration, elles deviennent compétitives économiquement ;
- Et les modules issus de technologies dites "émergentes". On peut citer entre autre les cellules organiques, les cellules à colorant (connues sous le nom de "cellule Grätzel") ou encore les cellules à base de structure dite pérovskite.

La figure 1.3 illustre les rendements record des différentes technologies, obtenus en laboratoire ou par des industriels [3]. Les paliers atteints par les technologies silicium et couche mince, laissant penser que les gains de rendement dans les prochaines années seront faibles. En revanche, pour les cellules multi-jonctions, les rendements record continuent de croître chaque année à un rythme soutenu. Pour les cellules à 3 jonctions, les plus rencontrées dans les installations CPV, la croissance est plus rapide : de 32% à 44,7% en moins de 15 ans, soit près de 1% par an. Mais de telles cellules s'avèrent coûteuses à réaliser : le procédé de fabrication est plus lent, l'architecture est complexe et les matériaux sont rares. L'exploitation commerciale de ces cellules à un coût compétitif demande donc à les intégrer avec des optiques pas chères dans des modules photovoltaïques à fortes concentration (CPV). Il sera ainsi possible d'atteindre des coûts de l'électricité produite comparables au photovoltaïque à base de silicium dans des régions à fort ensoleillement.

1.1.2 Contraintes et barrières des systèmes CPV

Le photovoltaïque à concentration (CPV) présentent des contraintes similaires à celles du thermique concentré (CSP), qui restreignent le choix des lieux d'implantation :

- La connexion au réseau est un critère essentiel pour le choix du site, au même titre que le prix du terrain et un fort ensoleillement direct.
- L'utilisation de suiveurs solaires précis induisant des surcoûts tant matériels qu'au niveau de la maintenance.
- L'utilisation de matériaux relativement rares et très chère au niveau des cellules, particulièrement le *Ga* (Gallium) et l'*In* (Indium).
- La difficulté de les intégrer à l'habitat résidentiel.

En sus de ces contraintes classiques, la filière souffre cependant de deux inconvénients majeurs. Le premier est qu'elle n'est intéressante que pour les régions de la « ceinture solaire » de la planète, où le rayonnement direct normal (DNI) moyen annuel est élevé, alors que le PV, qui utilise le rayonnement global, est applicable et intéressant partout. La limite inférieure de DNI annuel pour laquelle la filière CPV serait envisageable est généralement estimée entre 1800 et 2000 kWh par m² et par an et une durée d'insolation dépassant les 3000 heures par an.

Best Research-Cell Efficiencies

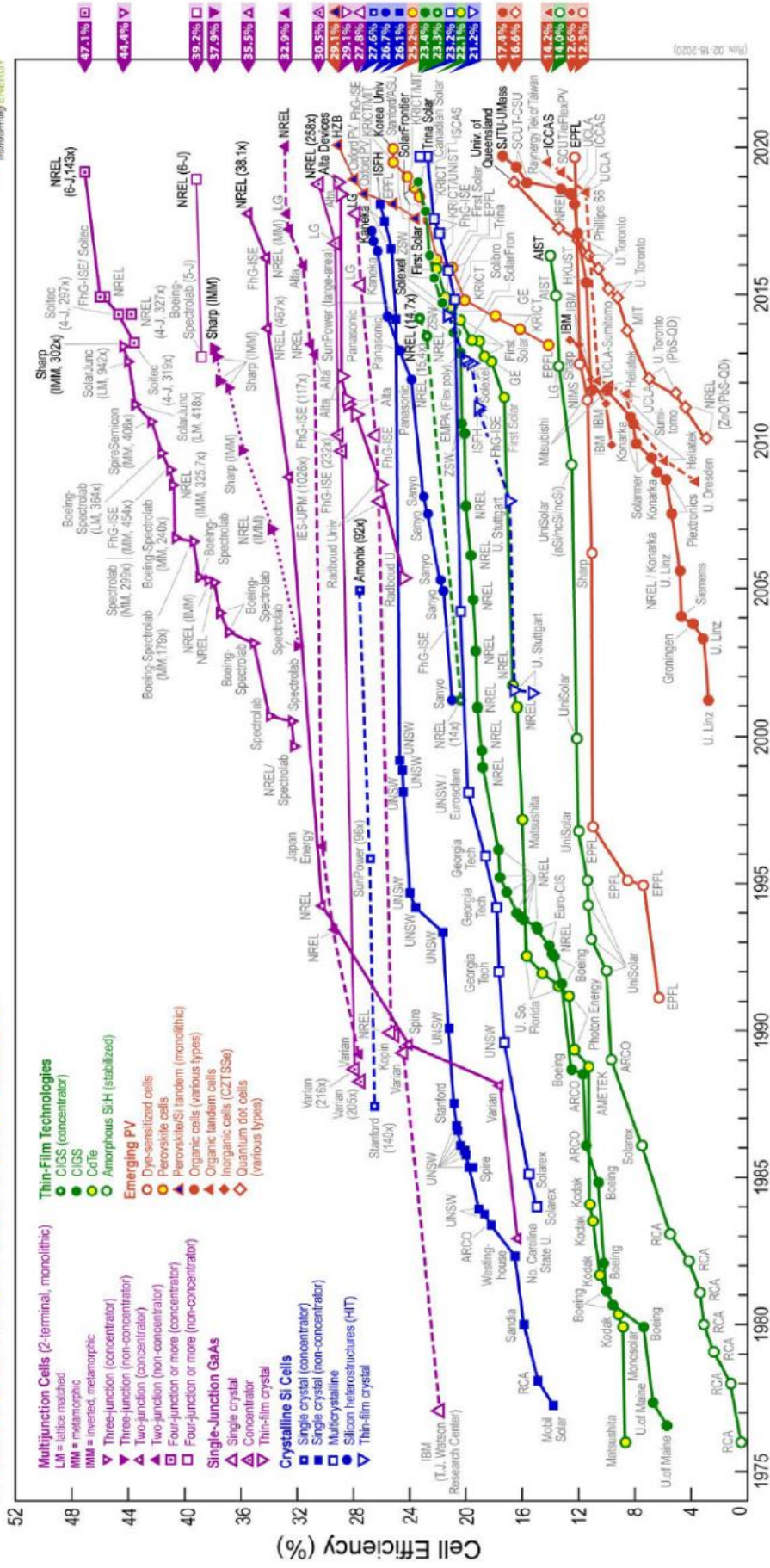


Figure 1.3 : Records d'efficacité des différentes technologies de cellules PV [3].

La deuxième barrière est, comme souvent avec les énergies renouvelables, d'ordre économique. Le coût de l'électricité normalisé avoisine de nos jours 15-20 c€/kW_{el}h sous un climat à fort DNI. On estime qu'une fois tous les composants optimisés, les centrales CPV utilisant les technologies actuelles pourraient atteindre 8 à 10 c€/kW_{el}h, et des ruptures technologiques permettraient de faire baisser les coûts de production jusqu'à 5 c€/kW_{el}h avec 5 GW_{el} installés dans le monde [4]. D'ici là des financements sont nécessaires au développement de la filière, identifiée comme compétitive à moyen terme. D'après [4], la moitié des réductions de coûts pourrait provenir des effets d'échelle et d'apprentissage, et l'autre moitié par les efforts de R&D, voir tableau 1.1

Tableau 1.1 : Innovations et acteurs de la filière CPV.

Nom	Description	Acteurs mondiaux
Amélioration de la technique de construction des couches	- Optimiser les jonctions (design, bandgap,...) - Ajout de jonction - Collage moléculaire, croissance bifacial, ajout de substrat, ajout de buffer...	Azurspace-Allemagne Solar junction-USA Spectrolab-USA
Amélioration du packaging de la cellule	- Amélioration de la couche antireflet sur la cellule - Optimisation de la grille (cellule à contact arrière...) - Cellule multi-terminal	Azurspace-Allemagne Solar junction-USA Spectrolab-USA
Augmentation de la performance optique de 80% à 95%	- Amélioration de l'optique de concentration (couche antireflet, design Fresnel, transmissibilité,...)	Suncore-China ArzonSolar-USA Semprius-USA Morgan Solar-Canada
Optimisation et baisse du coût de la structure de concentration optique et augmentation de durabilité	- Changer les matériaux et optimiser le processus	Suncore-China ArzonSolar-USA Semprius-USA Morgan Solar-Canada
Diminution de la taille des cellules	- Augmentation du facteur de concentration de 50%	Azurspace-Allemagne Solar junction-USA Spectrolab-USA
Simplification du module	- Amélioration de l'architecture électrique et mécanique	Suncore-China ArzonSolar-USA Semprius-USA Morgan Solar-Canada
Augmentation du ratio de performance de 80% en 2014 à 90%	- Diminution des pertes d'alignement, des pertes thermiques et des pertes spectrales - Pas d'effet sur l'investissement initial (CAPEX)	Suncore-China ArzonSolar-USA Semprius-USA Morgan Solar-Canada

Le développement des technologies CPV a souffert de la préférence donnée aux applications PV à grande échelle, appelant des installations de développement et de démonstration de capacités de l'ordre du mégawatt et donc des investissements élevés. De plus, la base scientifique et industrielle est encore trop petite dans le monde, pour des projets qui nécessitent des connaissances pointues dans des domaines aussi variés que l'électricité, l'optique, les matériaux, les transferts thermiques, l'automatisme etc.

1.2 Potentiels de la filière CPV

Le rayonnement solaire est la source d'énergie la plus répandue et la plus régulièrement répartie sur la surface de la planète. En une année, l'humanité toute entière consomme une énergie qui représente moins de 5% de ce que le soleil nous envoie chaque jour.

Face aux défis énergétiques de ce siècle, l'électricité photovoltaïque concentrée est appelée à occuper une part croissante dans le mix énergétique, à commencer par les régions ensoleillées disposant d'une ressource élevée. En Algérie, le potentiel solaire de la filière CPV permettrait de produire 26218 TWh électriques par voie solaire concentrée [5] soit l'équivalent de 350 fois l'électricité consommée dans le pays en 2019.

Les scénarios de pénétration du marché et de croissance de la filière, élaborés par les acteurs de la recherche et par les industriels du secteur (CPV Consortium), conduisent à l'horizon 2016 à plus de 900 MW_{el} de capacité installée dans le monde (voir Figure 1.4).

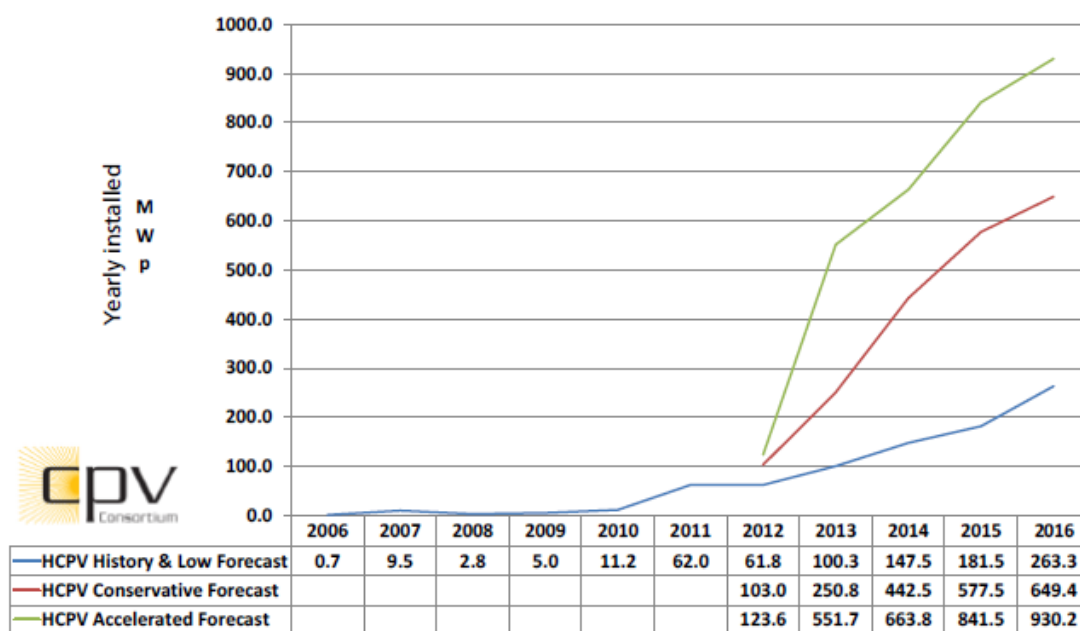


Figure 1.4 : Prévision de la part du marché mondial pour la filière CPV.

Un autre facteur en faveur de la technologie CPV est le déploiement à grande échelle qui se répercuterait immédiatement en une baisse des coûts de ses systèmes. Ce mécanisme est mis en valeur par l'analyse de "la courbe d'apprentissage", caractéristique du déploiement d'une technologie. Cette courbe relie le prix des systèmes aux volumes déployés et permet d'obtenir le facteur d'apprentissage, chiffre correspondant à la baisse des coûts pour un doublement de volume. Il a été étudié dans [6], et la valeur de ce facteur d'apprentissage (LR) se situe autour de 18% pour la technologie CPV (voir figure 1.5).

La création d'emplois, la préservation de l'environnement et le transfert des technologies sont d'autres atouts qui renforcent les potentialités de cette filière.

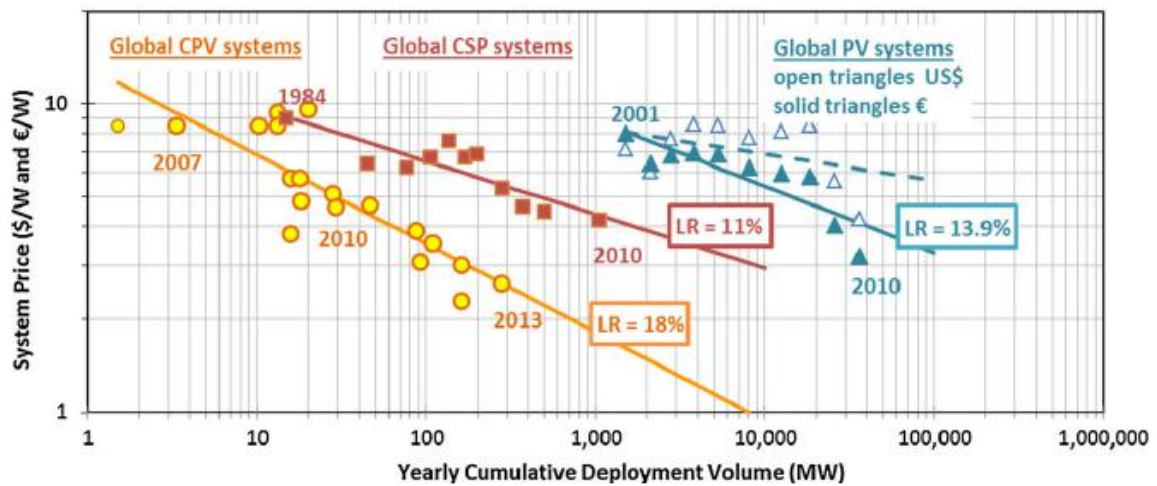


Figure 1.5 : Courbe d'apprentissage des technologies CPV, CSP et PV [6].

1.3 Fonctionnement d'un système CPV

Un système CPV repose sur la combinaison de trois composants :

- Le récepteur photovoltaïque : il est constitué de cellules multi-jonctions, placées au point focal, fabriquées à partir de matériaux III-V (éléments des colonnes III et V du tableau périodique) et montées sur un support mécanique servant d'interface électrique et thermique.
- Des optiques de concentration : réfractives ou réfléchives, elles peuvent contenir plusieurs "étages" avec d'abord une optique primaire (Primary Optical Element) et selon les critères de conception, une optique secondaire (Secondary Optical Element).
- Un suiveur solaire pour positionner le dispositif optique face au soleil tout le long de la journée. La cellule est en effet placée au point focal de l'optique de concentration.

1.3.1 Dispositif électrique

La production d'électricité par une cellule photovoltaïque repose sur l'interaction entre des photons d'une certaine énergie et les électrons d'un matériau semi-conducteur. Lorsque l'énergie transmise par le photon est supérieure à une certaine quantité, appelée énergie de bande interdite ou plus communément énergie de gap (E_g), propre à chaque matériau semi-conducteur, les électrons excités par les photons peuvent passer de la bande valence à la bande de conduction du semi-conducteur.

Pour augmenter le rendement de la cellule, il convient de maximiser la réponse spectrale sur un maximum de longueurs d'onde. Ceci devient possible lorsque l'on combine plusieurs jonctions p-n d'énergies de gap différentes, de sorte à avoir des jonctions optimisées pour différentes longueurs d'onde. La figure 1.6 illustre ce principe en comparant une cellule solaire silicium simple jonction et une cellule à trois jonctions typique de modules à haute concentration. Le défi technique consiste à assembler des matériaux d'énergie de gap E_g différente, et d'obtenir un dispositif fonctionnel et efficace sous différents spectres solaires.

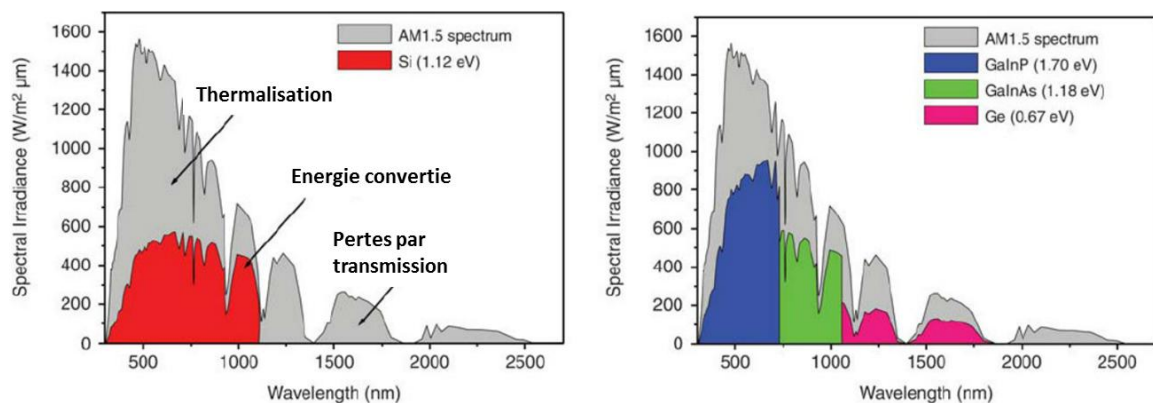


Figure 1.6 : Comparaison de la conversion du spectre solaire par une cellule simple jonction Si, et une cellule multi-jonctions GaInP/GaInAs/Ge [7].

Les jonctions sont assemblées par ordre décroissant d'énergie de gap E_g , de sorte à ce que la lumière traverse d'abord la couche d'énergie de gap plus élevée. Les photons d'énergie supérieure à cette énergie de gap sont convertis, et ceux d'énergie inférieure atteignent la deuxième jonction. Le processus se répète alors, selon le nombre de jonctions assemblées.

1.3.2 Le dispositif optique

Afin de profiter des rendements élevés de la cellule à haute concentration, il est nécessaire de concentrer l'éclairement plusieurs centaines de fois sur la cellule. La concentration peut se faire en une étape : le disque solaire est directement dirigé sur la cellule via une optique primaire ;

ou en deux étapes : les rayons sont concentrés sur une optique secondaire placée au-dessus de la cellule. Le recours à une optique secondaire à différents objectifs : augmenter la concentration et homogénéiser le flux sur la cellule. La concentration exprimée à travers le rendement optique est le premier critère de performance d'un concentrateur. Elle se définit par le rapport entre la puissance en sortie du concentrateur sur la puissance lumineuse en entrée du concentrateur. Le rendement optique est une grandeur spectrale, de sorte à ce qu'il existe un rendement optique pour chaque longueur d'onde. Il est également important de bien définir la position et l'aire de surface de sortie. La deuxième grandeur importante concerne l'homogénéité de l'éclairement sur la surface de la cellule. Les optiques, conçues sans critère d'uniformité, produisent des spots lumineux sur la cellule. Chaque point de la cellule voit alors un spectre différent, et le courant produit va varier en conséquence. Nous constatons de ce fait des pertes associées à ces phénomènes.

1.4 Objectifs et Structure de la thèse

Les systèmes CPV présentent une complexité significative par rapport aux systèmes PV classique en termes de modélisation énergétique et de prédiction de leur fonctionnement. Ceci est principalement dû à l'utilisation d'optiques, de suiveurs, de refroidisseur et des cellules solaires MJ qui, combinées avec l'optique, ajoutent également une forte dépendance au spectre. Bien que des modèles électriques existent dans la littérature, le besoin d'un modèle complet qui intègre la dépendance spectrale ainsi que le comportement électrique et thermique des systèmes CPV reste à réaliser. Une meilleure compréhension du comportement du système CPV permettrait un développement plus rapide de cette technologie. Par conséquent, dans cette thèse, on tente de combler les lacunes dans la direction d'un dimensionnement et d'une caractérisation expérimentale d'un modèle intégré qui combine les performances électriques, optiques et thermiques du système.

La thèse est structurée comme suit : au chapitre 2, une revue approfondie de la littérature est réalisée, en analysant les modèles thermiques et électriques et optiques pour le CPV. Les effets du refroidissement sur la température de la cellule, le choix de l'optique ainsi que la dépendance spectrale sont également présentés. Enfin, les normes de caractérisation de système CPV sont aussi introduites.

Le troisième chapitre présente une étude préliminaire de dimensionnement du concept d'un module CPV. Au regard de la multidisciplinarité que fait appel la conception de tel système, cette partie aborde les aspects optique, électrique et thermiques rencontrés dans la conception

et le dimensionnement des modules CPV. Une fois les indicateurs pertinents de performances obtenus, une boucle d'optimisation sur les variables techniques de dimensionnement est proposée.

Dans le chapitre 4, nous consolidons la conception du module CPV par une étude expérimentale en conditions réelles de fonctionnement. Le banc d'essais pour l'expérimentation du module CPV ISE105 est présenté ainsi que les équipements de mesure et d'acquisition utilisés. Les conditions d'expérimentation sont effectuées selon la norme internationale IEC 62670 servant de protocole de test en extérieur. A travers un traitement de données et de procédés de filtrage, préconisés par la norme IEC 62670-3, l'impact des paramètres météorologiques sur le comportement électrique des modules est mis en évidence. De plus, les influences des températures de la lentille et de la cellule sur les performances du module sont prédites. Un modèle de réseaux de neurones artificiels RNA est proposé dans le chapitre 5. Basé sur la rétro-propagation à action directe, il permet d'évaluer la puissance électrique maximale délivrée par le module CPV FLATCON® ISE 105. Onze scénarios représentant différents paramètres d'entrées ont été mises en œuvre; les entrées sont constituées des paramètres métrologiques DNI, T_{amb} , W_s , AM et de l'influence du spectre solaire (SMR). Les valeurs de sortie du modèle RNA sont comparées aux valeurs mesurées à travers des analyses statistiques d'erreurs.

Référence

- [1] Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique. Ministère de l'Energie www.energy.gov.dz, 2020.
- [2] M. Schmela, W. Hemetsberger "Global Market Outlook for Solar Power 2019-2023", *Solar Power Europe* 2019.
- [3] NREL, "Reported timeline of solar cell energy conversion efficiencies since 1976", <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, Jan 2020.
- [4] P Sidat, "Filière Photovoltaïque Française: Bilan, Perspectives et Stratégie", *ADEME*, Sept 2015.
- [5] M.I. Said, A. Hadj Arab," Primary assessment of concentrating solar photovoltaic potential for electricity production in Algeria" *Conference International CEIT IEEE*, 2015
- [6] J.E. Haysom et al., "Learning curve analysis of concentrated photovoltaic systems" *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2014.
- [7] Natalya V. Yastrebova, "High-efficiency multi-junction solar cells: Current status and future potential," *tech. rep.*, *Centre for Research in Photonics, University of Ottawa*, Apr. 2007.

CHAPITRE 2

***Etat de l'art des modèles et méthodes existant
dans la littérature***

CHAPITRE 2 : Etat de l'art des modèles et méthodes existant dans la littérature

2.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude des performances électriques et optiques, des modules CPV en fonction de paramètres environnementaux variables. Les critères de performance du module sont étudiés et comparés sous l'angle de différentes variables, telles que l'ensoleillement, la température de cellule, la composition du spectre solaire, ou encore l'angle d'acceptance de la lentille.

Les modèles et méthodes les plus récents existant dans la littérature scientifique sont synthétisés dans ce chapitre. Ils concernent la caractérisation spectrale du rayonnement, les performances électriques et optiques ainsi que la prédiction de la température de la cellule. Les modèles de gestion thermique et les dispositifs de refroidissement passif sont également examinés et enfin les procédures de calcul de puissance du module CPV sont aussi décrites.

2.1.1 Le rayonnement solaire et son effet spectral

L'éclairement solaire est composé d'une partie diffuse et d'une partie directe. Le flux direct de l'éclairement correspond aux rayons provenant de l'angle solide de $0,27^\circ$. La partie diffuse provient des réflexions et de la diffusion par le ciel hémisphérique et par le sol. A la périphérie du disque solaire, nous observons une auréole solaire, correspondant à un rayonnement diffus important. Ce rayonnement est qualifié de rayonnement « Circumsolaire ». Ainsi, la mesure du rayonnement direct correspond à l'addition du rayonnement provenant du disque solaire et du rayonnement Circumsolaire. L'intensité et la composition spectrale du rayonnement solaire atteignant la surface de la terre, varient en fonction de la composition chimique de l'atmosphère (ozone, humidité, dioxyde de carbone, polluants, poussière,...) et de la masse d'air à traverser (AM pour Air Mass). Cette masse d'air correspond à l'épaisseur atmosphérique que le rayonnement doit traverser au zénith. Les différents composants atmosphériques affectent des parties spécifiques du spectre, avec un impact variable en fonction de la masse d'air. On considère alors que l'atmosphère agit comme un filtre spectral variable en fonction de sa composition et de la position du soleil. Dans les modules CPV équipés essentiellement de cellules triple jonction, chaque couche répond à une bande spectrale différente. La mesure de l'énergie aux bandes spectrales de chaque couche de la cellule devient alors nécessaire pour la caractériser. Une méthode courante pour déterminer l'effet spectral de chaque couche consiste

à utiliser une cellule triple-jonction présentant une réponse spectrale similaire à une des couches des cellules multi-jonctions étudiées. Ce type de cellule est appelé « isotype ». Elle possède la même composition que la cellule étudiée, à l'exception qu'une seule couche est active électriquement. Le courant de court-circuit I_{sc} est proportionnel à la puissance lumineuse incidente dans la bande spectrale où l'isotype répond électriquement [1]. Pour l'isotype i , ce courant $J_{sc,i}$ (densité de courant) peut alors s'exprimer par l'intégration du spectre $E(\lambda)$ pondéré, du rendement optique $\eta_{opt}(\lambda)$ et de la réponse spectrale $SR_i(\lambda)$.

$$J_{sc} = \int SR_i(\lambda) \eta_{opt}(\lambda) E(\lambda) d\lambda \quad (2.1)$$

Ainsi, si la cellule isotype considérée est calibrée pour le spectre de référence ($AM\ 1.5D$, $1000W/m^2$) délivrant le courant de référence $I_{sc,i}^*$, il est possible de déduire l'éclairement direct normal (DNI) spectrale effective à la bande spectrale correspondante selon l'équation :

$$DNI_i = 1000 \frac{I_{sc,i}}{I_{sc,i}^*} \quad (2.2)$$

A partir des DNI_i effectifs pour chaque jonction, une grandeur qualifiant la composition spectrale du spectre, appelée « Spectral Matching Ratio » ou SMR , est définie. Elle correspond au rapport entre les DNI donnés par deux isotypes i et j . Ainsi il existe trois SMR pour les cellules triple jonctions qui s'obtiennent à partir de la formule :

$$SMR_{i,j} = \frac{DNI_i}{DNI_j} \quad (2.3)$$

Le SMR est mesuré à l'aide d'un spectro-pyrhéliomètre. Son utilisation est recommandée dans les protocoles des normes pour le test de modules CPV en extérieur [2].

Un autre indice spectral important est le facteur spectral (SF) [1] qui consiste à normaliser la densité de courant de court-circuit (J_{sc}). Cet indice permet de quantifier la performance spectrale (gains ou pertes spectraux) d'un dispositif par rapport au spectre de référence $AM1.5$. Dans le cas des cellules multi jonctions, le SF est donné par :

$$SF = \frac{\min(J_{sc,i} E_b(\lambda)) \int E_{b,ref}(\lambda) d\lambda}{\min(J_{sc,i} (E_{b,ref}(\lambda))) \int E_b(\lambda) d\lambda} \quad (2.4)$$

Dans le cas des cellules triple jonction, l'indice i prend la valeur 1, 2 ou 3 correspondante respectivement aux jonctions *top* (haut), *middle* (milieu) et *bottom* (bas).

E_b et $E_{b,ref}$ sont respectivement la distribution spectrale du DNI et du DNI de référence (AM1.5d ASTM G-173-03).

2.1.2 Performances électriques

La modélisation du comportement électrique est la tâche la plus importante pour décrire de manière analytique précise le mécanisme physique du module CPV vise à vis des changements climatiques de température et d'éclairement. Plusieurs modèles reportés dans la littérature sont résumé dans cette section.

Rodrigo et al. [3], ont décrit deux modèles de cellules triples jonction basés sur la connections en série de trois circuits équivalents pour chaque jonction, considérés comme les deux modèles les plus utilisés « the Single Exponential Model (SEM) » et « the Double Exponential Model (DEM) » qui diffèrent juste dans le nombre de diode qui caractérise le courant de saturation nommé aussi modèle de circuit équivalent à une ou deux diodes respectivement, voir figure 2.1.

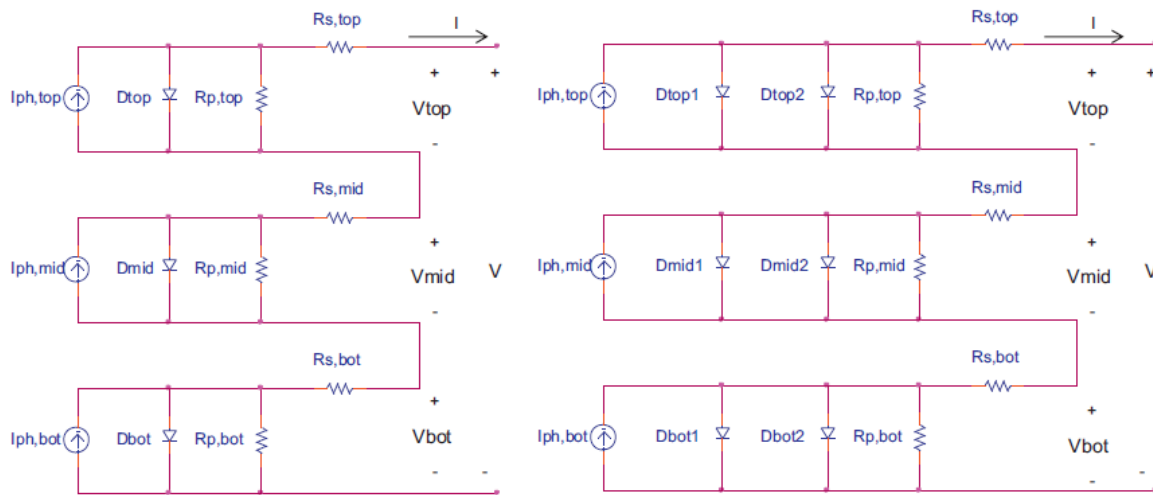


Figure 2.1 : Circuit équivalent de la cellule multi jonction modèle à une diode et à deux diodes

Comme la jonction du dispositif est connectée en série, la tension des diodes s'additionne et le courant est asservi par la sous-cellule qui produit le courant le plus bas.

$$V = \sum_{i=1}^3 V_i \quad (2.5)$$

$$I = \min(I_1, I_2, I_3)$$

$$I_i = I_{ph,i} - I_{01,i} \left(\exp \left(\frac{q(V_i + IR_{s,i})}{n_{1,i} k_B T_{cell}} \right) - 1 \right) - I_{02,i} \left(\exp \left(\frac{q(V_i + IR_{s,i})}{n_{2,i} k_B T_{cell}} \right) - 1 \right) - \frac{V_i + IR_{s,i}}{R_{sh,i}} \quad (2.6)$$

Dans le modèle à une diode, la deuxième exponentielle n'y est pas, en d'autre terme I_{02} est égale à zéro.

Ou i est l'indice qui représente chaque sous-cellules ($i = 1$ cellule du haut 'top', $i = 2$ cellule du milieu 'mid', $i = 3$ cellule du bas 'bot'), I_{01} et I_{02} sont les courants de saturation, I_{ph} est le photo-courant, R_s est la résistance série, R_{sh} est la résistance shunt, n_1 et n_2 sont les facteurs d'idéalité des diodes, k_B est la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{m}^2 \cdot \text{kg} \cdot \text{s}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$), T_{cell} est la température de la cellule, V est la tension au borne de la cellule MJ, I_i est le courant délivrer par les sous-cellules indépendamment et I est le courant délivré à la sortie de la cellule MJ.

Les modèles à une diode et à deux diodes sont aussi appelés modèle à 5 et 7 paramètres respectivement en référence au 5 paramètres ($I_{ph}, I_{01}, R_s, R_{sh}, n_1$) pour le model à une diode et au 7 paramètres ($I_{ph}, I_{01}, I_{02}, R_s, R_{sh}, n_1, n_2$) pour le modèle à deux diodes.

Kinsey et al. [4,5] ont simplifié le model en négligeant R_s et R_{sh} , et ont simulé les performances des cellules solaires triple jonction en fonction de la température de la cellule, de la concentration et du spectre. La dépendance du spectre est prise en compte par le calcul de la densité de courant de court-circuit (J_{sc}) de chaque sous-cellule et de son efficacité quantique externe (EQE). EQE est défini comme le rapport entre le nombre de porteurs collectés par la cellule et le nombre de photons incidents.

Dominguez et al. [6] ont proposé un modèle qui utilise uniquement la dépendance au rayonnement spectral et la température de la cellule pour évaluer les caractéristiques électriques. Les estimations des écarts de performances par rapport au modèle de Kinsey et al sont évaluées entre 0,53% et 0,85% par le biais de l'écart quadratique moyen (RMS), pour une concentration de 100 à 700 soleils et une température de la cellule comprise entre 25 °C et 75 °C.

King et al. [7] ont développé le "Photovoltaic Array Performance Model» connu sous le nom « modèle Sandia ». Ce modèle ne nécessite aucune configuration expérimentale compliquée pour obtenir les performances du module, mais il est principalement basé sur des mesures en

extérieures. Une base de données expérimentales accessible au public a été également créée, elle contient les paramètres nécessaires à la caractérisation de modules disponibles dans le commerce. Bien qu'à l'origine, ce modèle a été principalement utilisé par l'industrie du PV sans concentration, il s'est avéré être polyvalent et assez précis pour le CPV. Ce modèle introduit une correction du spectre basée sur la masse d'air AM , AOD et la précipitation PW affectent également le spectre mais dans une moindre mesure. Par conséquent, ce modèle n'exige pas des mesures de l'éclairement spectral, il utilise une équation polynomiale du 4ème ordre pour tenir compte de la variation du spectre en fonction de la masse d'air AM :

$$f_1(AM) = a_0 + a_1 AM + a_2 AM^2 + a_3 AM^3 + a_4 AM^4 \quad (2.7)$$

Et l'irradiance effective est calculé par :

$$B_{eff} = \frac{DNI \times f_1(AM)}{DNI_{ref}} \quad (2.8)$$

Avec

$$AM = \frac{1}{\cos(z) + 0.50572(96.07995 - z)^{-1.6364}} \quad (2.9)$$

z est l'angle entre la position du soleil et le zénith.

Une fois l'éclairement et les données ambiantes disponibles, la courbe I-V est calculée en fonction de cinq grandeurs (voir la figure 2.2) : le courant de court-circuit I_{sc} , la tension à vide V_{oc} , le point de puissance maximale (correspondant au courant de puissance maximum I_{mp}), le courant I_x à $V_{oc}/2$ et le courant I_{xx} à $(V_{oc} + V_{mp})/2$ où V_{mp} est la tension d'alimentation maximale. Ces cinq grandeurs sont données par les équations [7]:

$$I_{sc} = B_{eff} [I_{sc,ref} + \alpha_{I_{sc}} (T_{cell} - T_{cell,ref})] \quad (2.10)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \frac{nkT_{cell}}{q} \ln(B_{eff}) + \beta_{V_{oc}} (T_{cell} - T_{cell,ref}) \quad (2.11)$$

$$I_{mp} = I_{mp,ref} (C_0 B_{eff} + C_1 B_{eff}^2) \times (1 + \alpha_{I_{mp}} (T_{cell} - T_{cell,ref})) \quad (2.12)$$

$$I_x = I_{x,ref} (C_4 B_{eff} + C_5 B_{eff}^2) \times (1 + \alpha_{I_x} (T_{cell} - T_{cell,ref})) \quad (2.13)$$

$$I_{xx} = I_{xx,ref} (C_6 B_{eff} + C_7 B_{eff}^2) \times (1 + \alpha_{I_{xx}} (T_{cell} - T_{cell,ref})) \quad (2.14)$$

C_0, C_1 coefficients empiriques reliant I_{mp} à l'irradiance effective B_{eff} . $C_0 + C_1 = 1$ (sous-dimensionné).

C_2, C_3 coefficients empiriques reliant V_{mp} à l'irradiance effective (C_2 est sous dimensionné)

C_4, C_5 coefficients empiriques reliant I_x à l'irradiance effective. $C_4 + C_5 = 1$ (sous-dimensionné).

C_6, C_7 coefficients empiriques reliant I_{xx} à l'irradiance effective. $C_6 + C_7 = 1$ (sous-dimensionné).

$\alpha_{I_{sc}}$ et $\beta_{V_{oc}}$ sont les coefficients de température du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert respectivement.

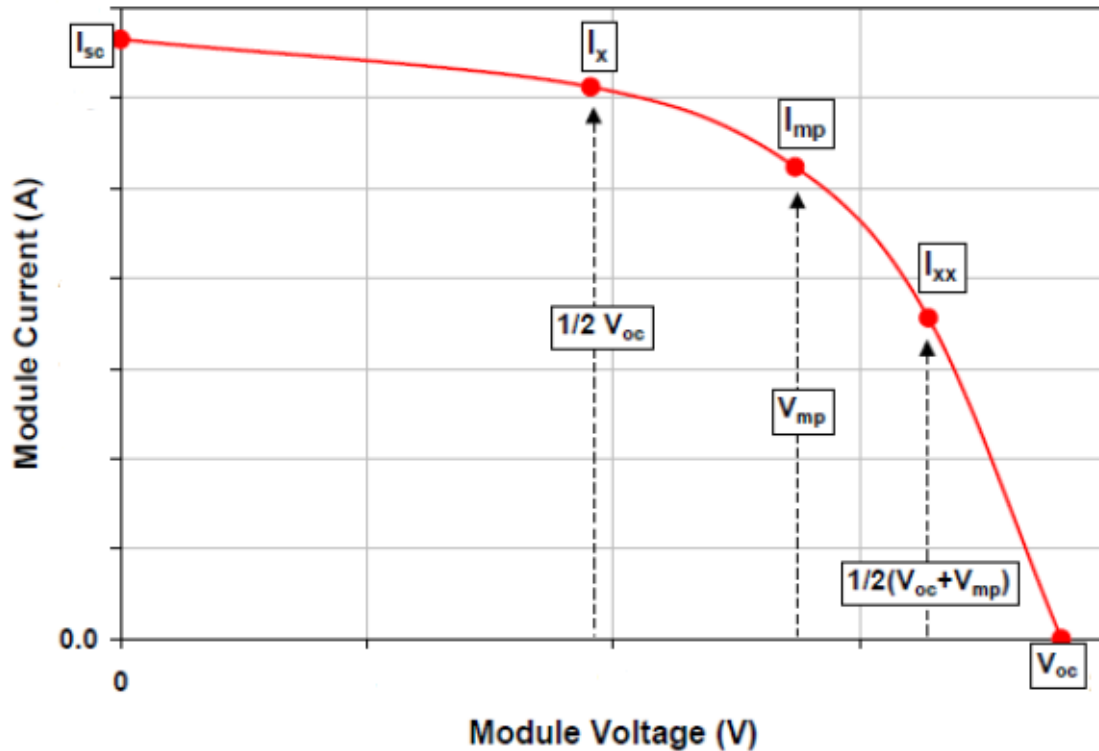


Figure 2.2 : Procédure du tracé de la courbe IV selon le modèle Sandia.

Une approche de modélisation détaillée a été introduite par Steiner et al. [8,9] nommé YieldOpt. Ce modèle combine l'utilisation du logiciel SMARTS2 [10] pour simuler l'éclairement spectral d'entrée, le tracé optique des rayons avec un modèle d'éléments finis FEA pour calculer l'efficacité optique spectrale en fonction de la température [11, 12] et le logiciel SPICE pour calculer modélisé la cellule MJ [13]. Une fonction permettant de calculer l'EQE à n'importe quelle température est également incluse. YieldOpt prend également en compte l'alignement du suiveur et du module. La prédiction P_{mp} est ensuite corrigée pour compenser d'autres pertes survenant sur le terrain ; telles que les pertes dues à l'éclairement inhomogène sur la surface de la cellule solaire. Les auteurs ont rapporté des erreurs quadratiques moyennes très faibles (NRMSE, entre 2,6% et 3,9%). L'inconvénient cependant de cette approche est la

difficulté de sa mise en œuvre et la nécessité d'un grand nombre de mesures sur site d'expérimentation pour sa validation.

Une autre classe d'approche a fait l'objet d'intense recherche pour caractériser les cellules triple jonction et les modules CPV faisant appel à l'intelligence artificielle et notamment l'analyse par les réseaux de neurones artificiels.

Rivera et al. [14] utilisent le DNI , la T_{amb} , la vitesse du vent W_s et le spectre dans leur modèle. Les variations spectrales sont caractérisées par les indices atmosphériques (particulièrement l'épaisseur de l'ozone) dont les coefficients sont tirés d'une analyse RNA à partir de mesures en extérieures.

Almonacid et al. [15] ont utilisé un réseau de type neuronal feed-back formé avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt. Leur modèle prend en compte les influences spectrales à partir des valeurs de la masse d'air AM et de la précipitation PW. De plus, les DNI , T_{amb} et W_s sont pris en compte de même que Rivera et al. Les coefficients de l'RNA ont également été pris à partir de mesures extérieures.

Un modèle de prédiction de puissance maximale a été proposé par García-Domingo et al. [16] en prenant en compte le DNI , T_{amb} , W_s et SMR . Le modèle calcule le courant de court-circuit normalisé ou le facteur spectral et la puissance maximale normalisée. Le facteur spectral a été calculé sur la base des équations polynomiales en fonction du SMR . A partir du facteur spectral, la puissance maximale normalisée $P_{mp,norm}$ est calculée. La puissance maximale est alors déduite :

$$P_{mp} = P_{mp,norm} \frac{DNI \cdot P_{mp,ref}}{DNI_{ref}} \quad (2.15)$$

Le modèle a été validé par des mesures en extérieures avec un RMSE maximum de 5,27%.

Un autre modèle simplifié, qui tient compte des paramètres atmosphériques, a été introduit par Fernández et al. [17]. Il utilise le DNI , AM , AOD et T_{cell} comme entrées. La puissance maximale P_{max} du module CPV est donnée par :

$$P_{mp} = \frac{P_{mp,ref}}{DNI_{ref}} DNI [1 - \xi(T_{cell} - T_{cell,ref})][1 - \varepsilon(AM - AM_u)][1 - \varphi(AOD_{550} - AOD_{550,u})] \quad (2.16)$$

Où ξ est le coefficient de température de la puissance maximale

ε est le coefficient AM de puissance maximale,
 φ est le coefficient AOD de la puissance maximale,
et AM_u , $AOD_{550,u}$ sont défini comme l'AM et l'AOD à 550 nm respectivement.
Une valeur RMSE de 2,67% a été rapportée pour ce modèle.

2.2 Méthodes de prédiction de la température de la cellule

Les cellules solaires triple- jonction présentent une performance négative avec l'augmentation de la température de fonctionnement due à la diminution linéaire de V_{oc} et le facteur de forme FF [18]. Par conséquent, connaître la température de fonctionnement de la cellule solaire est important pour l'évaluation des performances des systèmes CPV. La mesure directe de la température de la cellule solaire dans les systèmes CPV est toutefois difficile en raison de l'éclairement concentrée et de la géométrie de tels systèmes. Par conséquent, des méthodes indirectes doivent être appliquées afin d'estimer la température de la cellule solaire.

La norme IEC 60904-5 [19] propose une méthode simple pour déterminer la température de cellule équivalente (TCE) basé sur la mesure des paramètres électriques :

$$T_{cell} = \frac{V_{oc} - V_{oc,ref} + \beta_{V_{oc}} T_{cell,ref}}{N_s \left(\frac{n k_B}{q} \right) \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{ref}} \right) + \beta_{V_{oc}}} \quad (2.17)$$

N_s est le nombre de cellules connectées en série.

King et al. [7] ont remplacé dans l'équation 2.17 l'éclairement par le courant de court-circuit :

$$T_{cell} = \frac{V_{oc} - V_{oc,ref} + \beta_{V_{oc}} T_{cell,ref}}{N_s \left(\frac{n k_B}{q} \right) \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_{sc,ref}} \right) + \beta_{V_{oc}}} \quad (2.18)$$

Cette équation, aussi connue sous le nom de la méthode V_{oc} - I_{sc} , est semblable à la caractérisation I-V de modules PV sans concentration utilisée par la norme CSTC. Ju et al. [20] ont introduit une amélioration de la méthode V_{oc} - I_{sc} en introduisant une correction pour $\beta_{V_{oc}}$ en fonction du facteur de concentration :

$$T_{cell} = \frac{V_{oc} - V_{oc,ref} - \frac{n k_B}{q} \ln(C)}{\beta_{V_{oc}} + \frac{n k_B}{q} \ln(C)} + T_{cell,ref} \quad (2.19)$$

Où C est le coefficient de concentration.

Seules quelques méthodes de prévision de la température de fonctionnement des cellules solaires basées sur les mesures de la température du dissipateur de chaleur ont été rapportées dans la littérature ; cela est principalement dû aux facteurs externes qui peuvent affecter la mesure. Le modèle proposé par King et al. [7] suppose un transfert de chaleur unidimensionnel (1D) à travers les matériaux constituant le récepteurs et le modules. La température de la cellule est ainsi exprimée par :

$$T_{cell} = T_{hs} + \frac{DNI}{DNI_{ref}} \Delta T \quad (2.20)$$

où T_{hs} est la température du dissipateur thermique et ΔT est la différence de température entre la cellule et le dissipateur à $DNI_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$.

Almonacid et al. [21] ont présenté une formule simple pour calculer la température de la cellule en fonction de T_{amb} , DNI et W_s :

$$T_{cell} = T_{amb} + a_1 DNI + a_2 W_s \quad (2.21)$$

Les coefficients a_1 et a_2 sont évalués par régression. La méthode donne une meilleure estimation pour des DNI élevé. Pour des $DNI < 400 \text{ W/m}^2$, l'erreur relative est 4,8 % et descend à 0,17 % pour des $DNI > 400 \text{ W/m}^2$.

Hornung et al. [22] ont utilisé les mêmes paramètres que précédemment mais en supposant que le T_{cell} est proportionnel au DNI et que W_s varie d'une manière exponentielle :

$$T_{cell} = T_{amb} + m \left(\exp \left(\frac{W_s}{2W_{s0}} \right) + c \right) DNI \quad (2.22)$$

m , W_{s0} , c sont évalués par régression à partir de données mesurées pour chaque type de module. La seule méthode validée expérimentalement qui estime la température T_{cell} au point de la puissance maximum est présenté par Fernández et al. [23]. Cette méthode est basée sur une longue campagne de mesure sur site :

$$T_{cell,P_{max}} = T_{hs} + R_{th} \left(DNI C \eta_{opt} - \frac{P_{mp}}{N A_{cell}} \right) \quad (2.23)$$

où R_{th} est la résistance thermique entre la cellule solaire et la surface arrière du module, N est le nombre de cellules solaires dans le module, A_{cell} est la surface de la cellule et η_{opt} est le

rendement optique. Cette méthode permet l'estimation de T_{cell} dans des conditions réelles de fonctionnement. L'exactitude de cette équation a été validée avec une erreur $RMSE = 0,96$.

2.3 Performances optiques des modules CPV

Trois grandeurs permettent d'analyser les performances optiques des systèmes à concentration utilisés dans les modules CPV : le rendement optique, l'uniformité d'éclairement sur la cellule, et l'angle d'acceptance.

2.3.1 Rendement optique

Le rendement optique η_{opt} est le premier critère de performance d'un concentrateur. Il est défini par le rapport entre la puissance en sortie du concentrateur P_{out} et la puissance lumineuse en entrée du concentrateur P_{in} . Il peut ainsi s'exprimer par :

$$\eta_{opt} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{DNI_{out} A_{cell}}{DNI_{in} A_{lentille}} \quad (2.24)$$

Où A_{cell} et $A_{lentille}$ sont les surfaces respectivement de la cellule et de la lentille.

Les optiques modifient généralement le spectre de l'éclairement incident, c'est pourquoi le rendement optique η_{opt} est une grandeur spectrale, de sorte à ce qu'il existe un rendement optique pour chaque longueur d'onde.

2.3.2 Uniformité de l'éclairement

La deuxième grandeur importante concerne l'homogénéité de l'éclairement sur la surface de la cellule. Les optiques, conçues sans critère d'uniformité, produisent un spot lumineux non-uniforme sur la cellule. Dans le cas d'optiques réfractives, les aberrations chromatiques vont ajouter des non uniformités spectrales à ces inhomogénéités spatiales. Chaque point de la cellule voit alors un spectre différent, et le courant produit va varier en conséquence. Nous constatons de ce fait des pertes associées à ces phénomènes. Premièrement, un excès de courant localisé va accentuer les effets de résistance série [24], mais aussi d'augmenter la température localement. Ensuite, les inhomogénéités spectrales créent une limitation du courant qui varie spatialement : certaines zones de la cellule peuvent être limitées par la sous-cellule top par exemple, et d'autres parties peuvent être limitées par la sous-cellule middle [25].

2.3.3 Angle d'acceptance

L'angle d'acceptance est une grandeur caractérisant la tolérance angulaire d'un module au désalignement α entre sa normale et les rayons solaires incidents. Pour le déterminer, il est nécessaire de connaître la variation de la puissance du module en fonction de l'angle de désalignement. L'angle d'acceptance est un des plus importants facteurs de la qualité d'un module CPV avec le rendement optique et le rendement cellule. Il définit la robustesse du système optique face au désalignement du suiveur solaire.

2.3.4 Effet de la température des optiques

En fonctionnement réel, les optiques sont exposées à différentes conditions ambiantes, notamment de température et d'humidité. Les lentilles qui équipent la majorité des modules CPV commerciaux sont en silicone ou en PMMA. Ces deux matériaux présentent la particularité d'avoir des coefficients thermiques d'expansion très importants. Cette expansion thermique conduit à une variation de l'indice de réfraction en fonction de la température [26], et une déformation de la lentille. Ces deux phénomènes vont modifier la distribution spatiale et spectrale sur la cellule et ainsi impacter le fonctionnement du module CPV. Des études récentes ont permis de mieux comprendre cet impact pour les modules à lentille PMMA ou SoG [12, 26]. Dans le cas du PMMA et du silicone, nous observons une expansion de la matière de la lentille. Pour la lentille SoG, la différence du coefficient thermique de dilatation entre le verre et le silicone crée des modifications de la structure de la lentille et par conséquent la distance focale et l'indice de réfraction sont modifiés. Les résultats expérimentaux et de modélisation des différentes études ont montré que l'influence de la température de lentille n'est pas négligeable. Elle dépend essentiellement de la distance cellule-lentille de départ et de la température à laquelle la lentille a été soumise [27].

2.4 Standards de caractérisation des systèmes CPV

Les standards de caractérisation de modules CPV sont très importantes pour la comparaison des systèmes [28]. Les modules CPV peuvent être testés en laboratoire selon la norme CSTC « Concentrator Standard Test Conditions » sous les conditions : $AM1.5D$, $DNI = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_{cell} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ou en extérieur selon la norme CSOC « Concentrator Standard Operating Conditions » sous les conditions : $AM1.5D$, $DNI = 900 \text{ W/m}^2$, $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ et vitesse du vent $W_S = 2 \text{ m/s}$.

Le CSOC et le CSTC sont utilisés conformément à la norme IEC 62670-01 [29] (Essais de performance du photovoltaïque à concentrateur (CPV) - Conditions standard) et à la norme IEC 62670-3 [30] (Essais de performance du photovoltaïque à concentrateur (CPV) – Mesures de Performance et de Puissance) [31]. Le CSOC et le CSTC doit être cohérent avec l'éclairement spectrale à AM1.5D décrit dans la norme IEC 60904- 3 [32]. La caractérisation selon le CSOC peut être réalisée en utilisant les équations de régression multiple décrites dans l'ASTM E2527-09 [33] en fonction de DNI, T_{amb} et W_s .

Parallèlement aux normes déjà citées, la communauté scientifique internationale a établi des standards spécifiant les exigences minimales pour la qualification de la conception et l'homologation des modules et ensembles photovoltaïques à concentration CPV. Le tableau 2.1 résume l'essentiel des standards applicables à la filière des CPV.

Tableau 2.1 : Normes et standards applicables à la technologie CPV [34]

ID	Scope	Published date	Stability date	Improvement	Maintenance status
IEC 62108 Ed. 2.	CPV module type approval	2016-09-26	2018-09-26	Flexibility to active cooling CPV module Reference to IEC62670 for power measurement.	CD is submitted
IEC 62688 Ed. 1.	CPV module safety	2017-09-15	2019-09-15	Removal of fire test. A new TS will describe CPV specific fire test.	A discussion is started in WG7.
IEC 62670-1:2013 ED1	Photovoltaic concentrators (CPV) - Performance testing - Part 1: Standard conditions	2013-09-25	2020	No change	Extention 2 years
IEC 62670-2:2015 ED1	Photovoltaic concentrators (CPV) - Performance testing - Part 2: Energy measurement	2015-05-07	2019	No change	Extention 2 years
IEC 62670-3:2017 ED1	Photovoltaic concentrators (CPV) - Performance testing - Part 3: Performance measurements and power rating	2017-02-07	2020	No change	Extension 2 years
IEC TS 62727:2012 ED1	Photovoltaic systems - Specification for solar trackers	2012-05-30	2019	No change	To be integrated into the new tracker specification international standards (IS ¹)
IEC TS 62789:2014 ED1	Photovoltaic concentrator cell documentation	2014-12-16	2020	No change	Extention 2 years

2.5 Conclusion

L'analyse détaillée du système CPV a permis d'identifier des modèles les plus pertinents pour l'évaluation des performances optiques et électrique des modules CPV. En premier lieu, on a mis en évidence l'effet spectral du rayonnement direct incident provenant du disque solaire à travers la mesure, par des cellules isotypes, des SMR relatifs à chaque couple de jonctions. Ensuite, l'analyse des performances électriques publiées dans plusieurs revues internationales est discutée. Les méthodes d'évaluation des courbes IV, l'impact des températures de cellule et de lentille ainsi que le facteur d'acceptance sont largement reportées. Parallèlement, nous avons discuté des standards internationaux pour la caractérisation des systèmes CPV. Ces standards encadrent la conception et l'homologation des modules CPV destinés au marché. L'analyse de ces paramètres servira de référence au dimensionnement et à la conception de ce type de module qui fera l'objet du chapitre suivant.

Référence

- [1] E. F. Fernández, F. Almonacid, J. A. Ruiz-Arias, A. Soria-Moya, "Analysis of the spectral variations on the performance of high concentrator photovoltaic modules operating under different real climate conditions" *Solar Energy Materials & Solar Cells*. Vol. 127, pp. 179–187, May 2014.
- [2] P. Besson, C. Dominguez, P. Voarino, P. Garcia-Linares, C. Weick, M. Lemiti, M. Baudrit, "'METHOD': A Tool for Mechanical, Electrical, Thermal, and Optical Characterization of Single Lens Module Design", *AIP Conference Proceedings*. Vol 1679, 2015.
- [3] P. Rodrigo, E. Fernández, F. Almonacid, and P. Pérez-Higueras, "Models for the electrical characterization of high concentration photovoltaic cells and modules: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 26, pp. 752-760, 2013.
- [6] C. Dominguez, I. Anton, and G. Sala, "Multijunction solar cell model for translating I-V characteristics as a function of irradiance, spectrum, and cell temperature," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 18, pp. 272-284, Jun 2010.
- [7] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, "Photovoltaic array performance model," *Sandia Report*, Vol 3535, Dec 2004.
- [8] M. Steiner, G. Siefer, A. Bosch, T. Hornung, and A. W. Bett, "Realistic Power Output Modeling Of CPV Modules," in *AIP Conference Proceedings*, pp. 309-312, 2012.
- [9] M. Steiner, G. Siefer, T. Hornung, G. Peharz, and A. W. Bett, "YieldOpt, a model to predict the power output and energy yield for concentrating photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, pp. 385-397, 2015.
- [10] C. A. Gueymard, "Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine, version 2 (SMARTS2): Algorithms description and performance assessment," *Florida Solar Energy Center*, 1995.
- [11] T. Hornung, A. Bachmaier, P. Nitz, and A. Gombert, "Temperature and wavelength dependent measurement and simulation of Fresnel lenses for concentrating photovoltaics," *Photonics for Solar Energy Systems III*, Vol 7725, 2010

- [12] T. Hornung, A. Bachmaier, P. Nitz, and A. Gombert, "Temperature dependent measurement and simulation of Fresnel lenses for concentrating photovoltaics," *AIP Conference Proceedings*, Vol 1277, 2010.
- [13] M. Steiner, W. Guter, G. Peharz, S. P. Philipps, F. Dimroth, and A. W. Bett, "A validated SPICE network simulation study on improving tunnel diodes by introducing lateral conduction layers," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, pp. 274-283, 2012.
- [14] A. J. Rivera, B. García-Domingo, M. J. del Jesus, and J. Aguilera, "Characterization of Concentrating Photovoltaic modules by cooperative competitive Radial Basis Function Networks," *Expert Systems with Applications*, vol. 40, pp. 1599-1608, 2013.
- [15] F. Almonacid, E. F. Fernandez, P. Rodrigo, P. J. Perez-Higueras, and C. Rus-Casas, "Estimating the maximum power of a High Concentrator Photovoltaic (HCPV) module using an Artificial Neural Network," *Energy*, vol. 53, pp. 165-172, May 1 2013.
- [16] B. García-Domingo, J. Aguilera, J. de la Casa, and M. Fuentes, "Modelling the influence of atmospheric conditions on the outdoor real performance of a CPV (Concentrated Photovoltaic) module," *Energy*, vol. 70, pp. 239-250, 2014.
- [17] E. F. Fernández, F. Almonacid, T. K. Mallick, and P. Perez Higueras, "Analytical Modelling of High Concentrator Photovoltaic Modules Based on Atmospheric Parameters," *International Journal of Photoenergy*, 2015.
- [18] G. Peharz, J. P. Ferrer Rodríguez, G. Siefert, and A. W. Bett, "Investigations on the temperature dependence of CPV modules equipped with triple-junction solar cells," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, pp. 54-60, 2011.
- [19] Standard IEC 60904-5, "Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method," 2011.
- [20] X. Ju, A. Vossier, Z. F. Wang, A. Dollet, and G. Flamant, "An improved temperature estimation method for solar cells operating at high concentrations," *Solar Energy*, vol. 93, pp. 80-89, Jul 2013.
- [21] F. Almonacid, P. J. Pérez-Higueras, E. F. Fernández, and P. Rodrigo, "Relation between the cell temperature of a HCPV module and atmospheric parameters," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 105, pp. 322-327, 2012.

- [22] 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*, vol. 99, pp. 333-338, 2012.
- [23] E. F. Fernández, P. Rodrigo, F. Almonacid, and P. Pérez-Higueras, "A method for estimating cell temperature at the maximum power point of a HCPV module under actual operating conditions," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 124, pp. 159-165, 2014.
- [24] R. Herrero, M. Victoria, S. Askins, C. Dominguez, I. Anton, G. Sala, J. Berrios, A. W. Bett, R. D. McConnell, G. Sala, and F. Dimroth, "Indoor Characterization of Multi-Junction Solar Cells Under Non Uniform Light Patterns," in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1277, pp. 36-38, 2010.
- [25] R. Schultz, F. Vorster, and E. van Dyk, "Performance of multi-junction cells due to illumination distribution across the cell surface," *Physica B: Condensed Matter*, vol. 407, no. 10, pp. 1649-1652, 2012.
- [26] V. Rumyantsev, N. Davidyuk, E. Ionova, P. Pokrovskiy, N. Sadchikov, and V. Andreev, "Thermal regimes of fresnel lenses and cells in hcpv modules," in *AIP Conference Proceedings*, pp. 89-92(1277), 2010.
- [27] S. Askins, M. Victoria, R. Herrero, C. Dominguez, I. Anton, G. Sala, F. Dimroth, S. Kurtz, G. Sala, and A. W. Bett, "Effects of Temperature on Hybrid Lens Performance," in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1407, pp. 57-60, 2011.
- [28] K. Emery, A. Anderberg, M. Campanelli, P. Ciszek, C. Mack, T. Moriarty, C. Osterwald, L. Ottoson, S. Rummel, and R. Williams, "Rating photovoltaics," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) IEEE 39th*, pp. 0001-0006, 2013.
- [29] Standard IEC 62670-1, "Concentrator Photovoltaic (CPV) - Performance Testing Part 1: Standard Conditions", Geneva, Switzerland, 2013.
- [30] Standard IEC 62670-3, "Concentrator Photovoltaic (CPV) - Performance Testing Part 3: Performance Measurements and Power Rating," Geneva, Switzerland, 2013.
- [31] G. Siefer, M. Steiner, M. Baudrit, C. Dominguez, I. Antón, R. Nuñez, F. Roca, P. M. Pugliatti, A. Di Stefano, R. Kenny, P. Morabito, "SOPHIA CPV Module Round Robin: Power Rating at CSOC," *AIP Conference Proceedings*, Vol 1616, 167, 2014.

- [32] Standard IEC 60904-3, "Measurement Principles for Terrestrial PV Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data," Geneva, Switzerland, 2008.
- [33] ASTM E2527-09, "Standard test method for electrical performance of concentrator terrestrial photovoltaic modules and systems under natural sunlight," West Conshohocken, PA, USA, 2009.
- [34] Kenji Araki et al., "Standardization of the CPV Technology in 2019 – The Path to New CPV Technologies," *AIP Conference Proceedings* 2149, 090001, 2019.

CHAPITRE 3

Dimensionnement et Conception des Modules CPV

CHAPITRE 3 : Dimensionnement et Conception des Modules CPV

3.1 Introduction

Les modules CPV sont des systèmes complexes, constitués de composants interdépendants, et soumis à une ressource hautement imprévisible. L'objectif de ce chapitre est de définir les paramètres clés pour concevoir et dimensionner un module photovoltaïque sous flux concentré pour une production optimale de puissance électrique. Nous passons en revue l'ensemble des paramètres électriques, optiques et thermiques qui définissent complètement un tel module et permettent d'estimer ces performances à partir des contraintes météorologiques et de choix technologiques. La figure 3.1 schématise les filières de conception d'un module CPV.

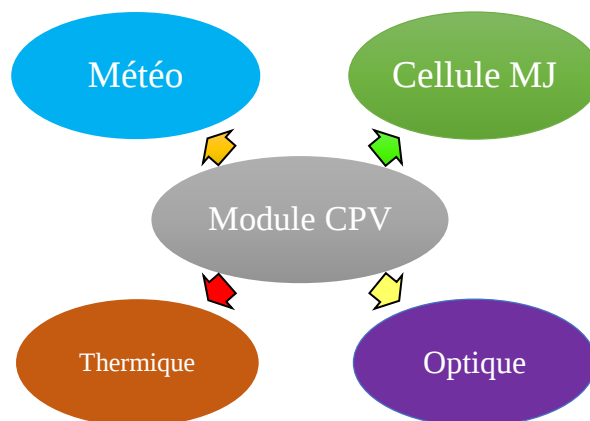


Figure 3.1 : filières de conception et de dimensionnement d'un module CPV.

3.1.1 Ressource solaire

Le rayonnement solaire est constitué d'une composante directe et d'une composante diffuse (figure 3.2). Le rayonnement direct provient de l'angle solide du disque solaire, de $\pm 0,27^\circ$. La composante diffuse est constituée du rayonnement diffusé et réfléchi par l'atmosphère et par le sol. Ce rayonnement provient donc de l'ensemble du ciel hémisphérique. Le rayonnement dit "global" est la somme du "diffus" et du "direct". Le rayonnement global est communément noté GNI pour Global Normal Irradiance et le rayonnement direct est noté DNI pour Direct Normal Irradiance. On distingue également le rayonnement "circumsolaire" qui représente le rayonnement provenant d'un anneau lumineux autour du disque solaire. Les instruments utilisés

dans le CPV pour la mesure du rayonnement direct ont une ouverture angulaire de $\pm 2,5^\circ$ définie par les normes [1]. Cette ouverture correspond au rayonnement circumsolaire. Le rayonnement direct DNI pour le CPV est donc la somme du rayonnement provenant du disque solaire et du circumsolaire.

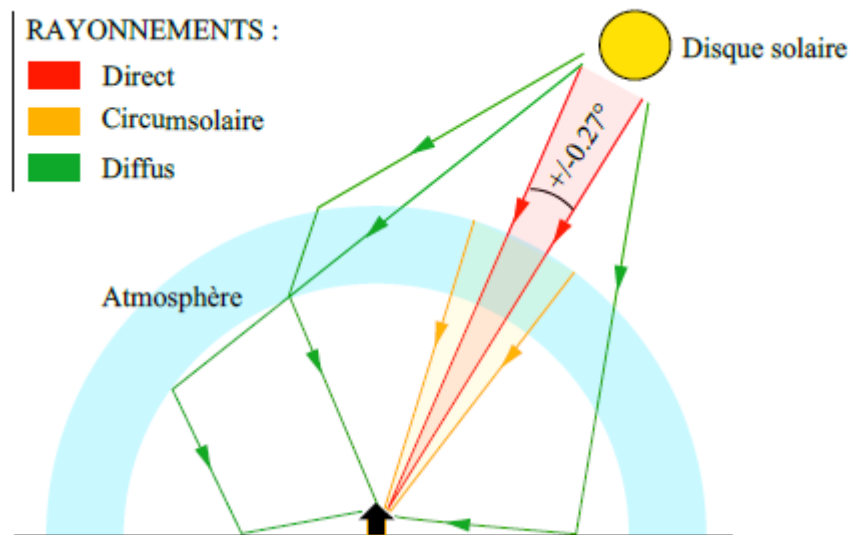


Figure 3.2: Représentation des rayonnements directs, diffus et circumsolaire.

Afin de bien comprendre la sensibilité des modules CPV au rayonnement solaire, il convient également de présenter de quelle façon le spectre solaire est filtré lorsqu'il parvient à la surface de la terre.

L'intensité et la distribution spectrale sont modifiées après avoir traversé l'atmosphère où les gaz, les particules et l'humidité réfléchissent, diffractent et absorbent certaines composantes du spectre. A cela s'ajoutent les poussières en suspension dans l'atmosphère, les aérosols et le smog conséquent à l'activité humaine, lesquels provoquent également une diffusion d'une partie du rayonnement.

Les diverses tailles des particules dans l'atmosphère provoquent deux formes de diffusion (figure 3.3):

- **La diffusion de Rayleigh**, qui est l'effet de l'interaction entre des particules de taille inférieure (O_2 , N_2) aux longueurs d'onde. Elle concerne les ondes les plus courtes telles les UV et le bleu, elle se produit en haute atmosphère et explique le bleu du ciel.

- **La diffusion de Mie**, qui se produit en présence de particules de taille similaires aux grandes longueurs d'onde. C'est le cas des poussières et de la vapeur d'eau, en basse atmosphère. On l'observe lors de ciels ennuagés.

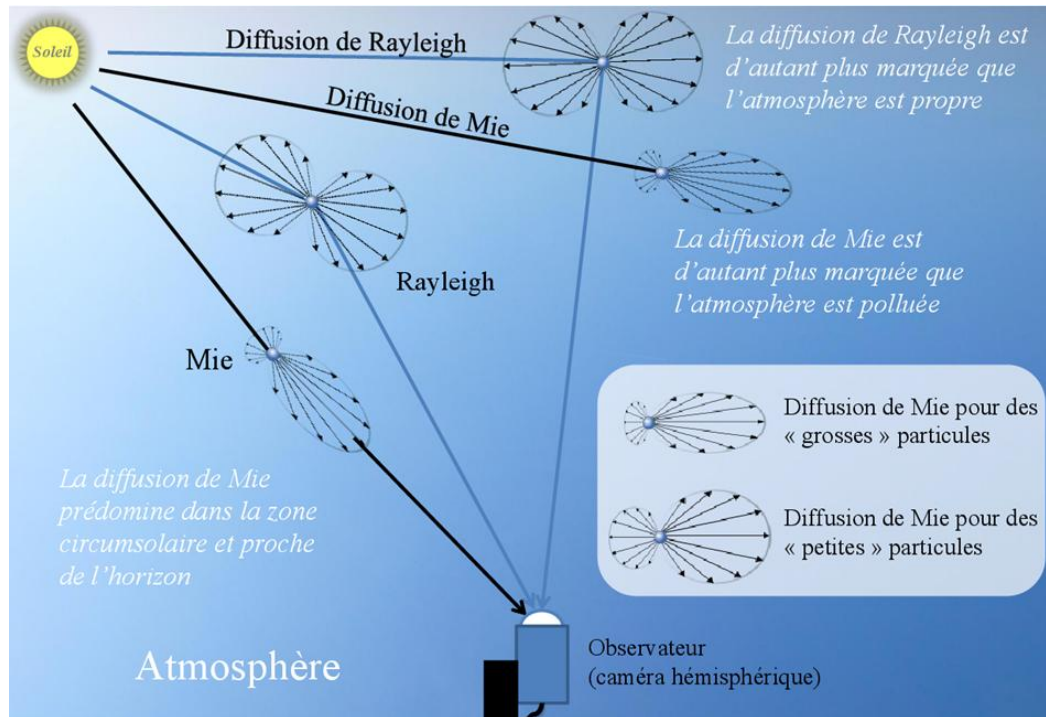


Figure 3.3 : Schéma explicatif des phénomènes de diffusion de Mie et de Rayleigh.

Les normes définissent un indice de masse d'air (noté AM dans la littérature pour Air Mass) qui définit l'épaisseur atmosphérique traversée par le rayonnement normalisée au zénith. Face à la grande variabilité du spectre selon les constituants de l'atmosphère, la norme américaine ASTM a défini un spectre de référence utilisé dans le domaine de l'énergie solaire. Ce spectre AM1.5 est représentatif des conditions moyennes d'éclairement à environ 48° d'élévation [2]. On note AM1.5G le spectre du rayonnement global et AM1.5D celui de la composante directe que l'on utilise pour la caractérisation des systèmes CPV (figure 3.4). Les systèmes CPV sont dotés de systèmes optiques de concentration, par conséquent n'utilise que la composante directe. Selon leur acceptance angulaire, ils pourront permettre la conversion d'une portion plus ou moins grande du circumsolaire. C'est pour cela que les systèmes CPV sont destinés à des localisations à fort ensoleillement direct ou les rayons du soleil sont donc peu diffusés par l'atmosphère.

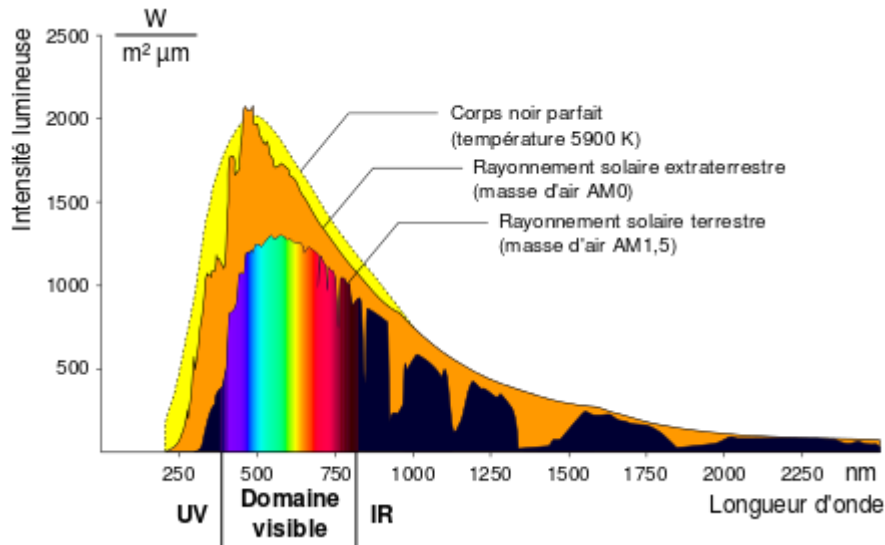


Figure 3.4: Spectre solaire spatial (AM0) et spectres terrestres Direct (AM1.5)

3.1.2 Position du soleil

La position du soleil à partir de la terre peut être calculée à travers deux systèmes de coordonnées : les coordonnées horizontales ou alt-azimutales (figure 3.5) et les coordonnées horaires (figure 3.6).

- **Système de coordonnées alt-azimutales**

Pour repérer la position du soleil dans le ciel, il est souvent préconiser d'utiliser un système de coordonnées locales, dit de coordonnées alt-azimutales, c'est un système de coordonnées célestes utilisé en astronomie par un observateur au sol, la référence de ce système est le trièdre inverse dont les axes sont définis par :

- **OX**, vers le sud.
- **OY**, vers l'ouest
- **OZ**, verticale du lieu, vers le haut.

La direction **Os** du soleil est repérée grâce à deux angles :

- La hauteur h : c'est l'angle vertical entre le plan horizontal et la direction du soleil, elle varie entre 0° (horizon) et 90° (zénith) dans l'hémisphère nord. Cette hauteur du soleil intervient fortement sur la valeur de l'éclairement solaire et pour apprécier cette valeur en un point et une heure donnée il est nécessaire de calculer cette hauteur. La formule classique est la suivante :

$$\sin(h) = \sin(\Phi) \sin(\delta) + \cos(\Phi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (3.1)$$

Où Φ est la latitude du lieu, δ , ω sont respectivement la déclinaison et l'angle horaire.

- L'azimut a : c'est l'angle entre la projection Os sur le plan horizontal et le sud géographique. L'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\Phi)}{\cos(h)} \quad (3.2)$$

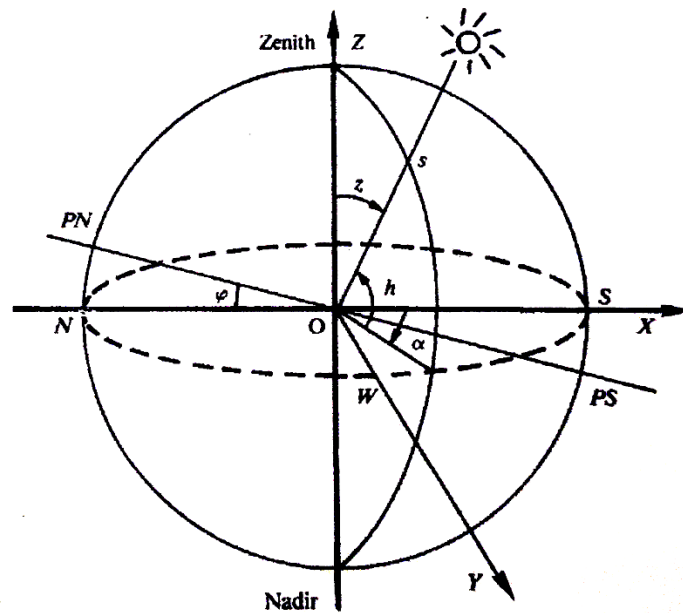


Figure 3.5 : le système de local de coordonnées alt-azimutales

• *Système de coordonnées horaires*

Le trièdre de référence de ce système est le trièdre inverse OX' , OY' , OZ' représenté sur la figure 3.6 et défini par :

- OZ' , vers le pôle nord et parallèle à l'axe de rotation de la terre
- OY' , vers l'ouest.
- OX' , dans le plan (OX, OZ) et perpendiculaire à OZ' .

Le plan (OX', OY') est parallèle au plan équatorial.

Les coordonnées angulaires du soleil dans ce repère sont formées par les deux coordonnées suivantes :

- La déclinaison δ : c'est l'angle entre le vecteur « centre de la terre-soleil » et le plan équatorial de la terre. La déclinaison varie de $+23,45^\circ$ en degrés décimaux ($+23^\circ 27'$) au solstice d'été (22 juin) à $-23,45^\circ$ au solstice d'hiver (22 décembre) ($-23^\circ, 27'$) en passant par la valeur 0 aux équinoxes (21 mars et 23 septembre). Cette

déclinaison est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestres par rapport au plan éclipitique ce qui nous donne les différentes saisons. Cette inclinaison est constante. La déclinaison est obtenue avec l'équation suivante :

$$\sin(\delta) = 0,3979 \sin\left(\frac{(j-81) 360}{365,25}\right) \quad (3.3)$$

Ou j est le numéro d'ordre du jour dans l'année (1 pour le 1^{er} janvier)

- L'angle horaire ω : c'est l'angle entre les plans (OZ', Os) et (OZ', OX'), l'angle horaire s'exprime parfois en heures. Au midi solaire, on a $\omega = 0$. Ensuite, chaque heure correspond à une variation de 15 degré, car la terre effectue un tour complet sur elle-même en 24h. Cet angle horaire est négatif si le temps solaire est inférieur à 12 h. L'angle horaire est obtenu de la façon suivante :

$$\omega = 360 \times (TSV - 12) / 24 \quad (3.4)$$

L'unité de temps employé ici est le temps solaire vrai (TSV).

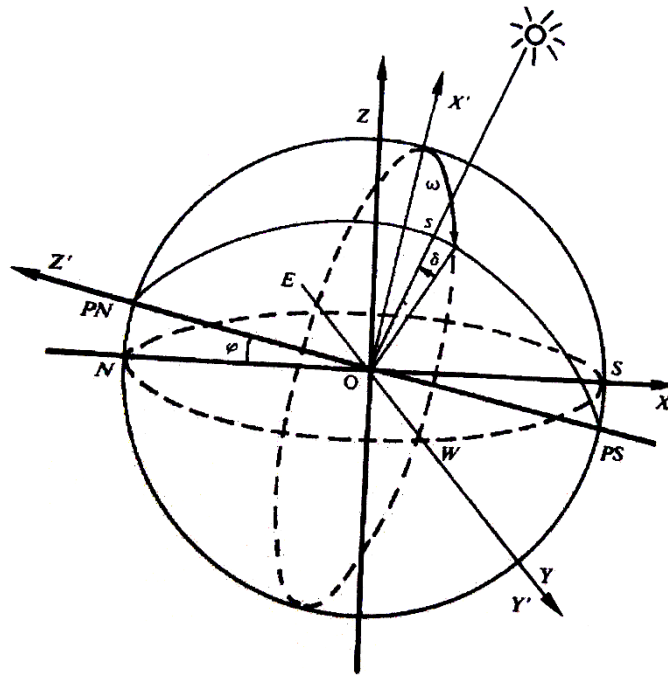


Figure 3.6 : Système de coordonnées horizontales

Toutefois, il existe dans la littérature des outils gratuits qui permettent de tracer un abaque de la position du soleil à tout endroit dans le monde pour les 12 mois de l'année. A titre d'exemple, le logiciel SolarBeam [3] présente les informations suivantes :

- Les cercles donnent les élévations.
- Les lignes radiales correspondent aux azimuts.

- Les courbes bleues vont du solstice d'hiver au solstice d'été.
- Les courbes vertes vont du solstice d'été au solstice d'hiver.

La figure 3.7 montre le résultat d'une simulation pour la ville de Freiburg à l'Institut Fraunhofer ISE ou le module CPV ISE105 a été testé.

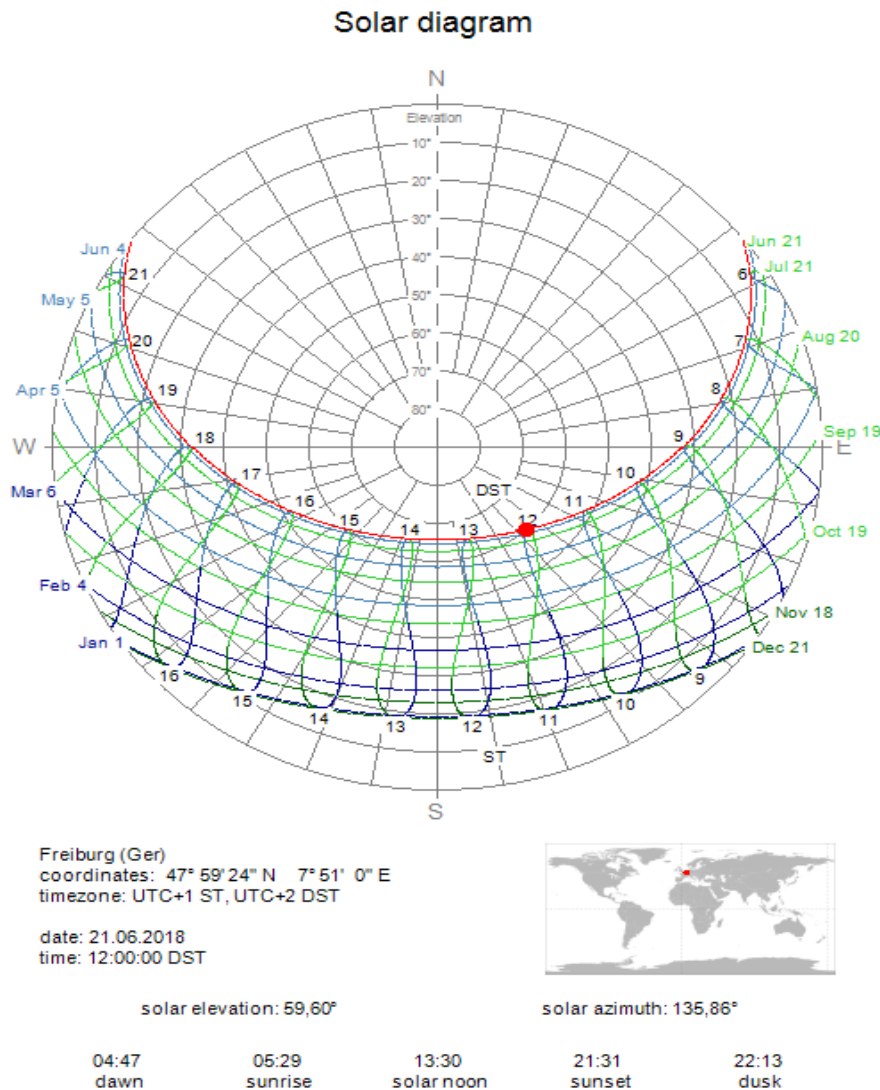


Figure 3.7 : Diagramme solaire de la ville de Freiburg, Allemagne, réalisé par le logiciel SolarBeam.

3.2 Poursuite du soleil

Les modules CPV doivent nécessairement être montés sur des systèmes de poursuite à deux axes, principalement une monture alt-azimutale laquelle s'avère souvent plus aisée à réaliser. Deux approches sont possibles pour suivre le soleil : en boucle fermée, par photométrie différentielle, ou en boucle ouverte par algorithme de calcul astronomique. La photométrie différentielle utilise des capteurs de lumière, partiellement ombragés, tant dans l'axe d'azimut

que l'axe d'élévation. En condition centrée sur le soleil, l'irradiance est également distribuée sur les capteurs. Le déplacement du suiveur par rapport au soleil induit un différentiel de lumière lequel est converti en signal envoyé au contrôleur, qui peut à son tour lancer une commande de correction aux moteurs. Cependant, par un ciel chargé d'humidité ou nuageux, la lecture est faussée et du coup l'exactitude du suivi. Les suiveurs en boucle ouverte par algorithme du calcul de la position du soleil sont privilégiés. C'est ce type de suiveur qui est utilisé dans le banc d'essai de l'ISE Fraunhofer. Ce suiveur se sert de l'algorithme de position du Soleil (Solar Position Algorithm, S.P.A.) mis à disposition par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) [4]. Pour la majorité des heures de la journée, le S.P.A. permet d'avoir une erreur de position du soleil comprise entre $\pm 0.01^\circ$, ce qui est suffisant pour les critères de précisions de banc d'essai de CPV. Comme le suivi du soleil n'est pas parfait, le suiveur a toujours une erreur variable tant en azimut qu'en élévation par rapport au soleil. Cette erreur est lue en azimut sur le plan horizontal, comme étant la différence entre l'angle azimutal du soleil et celui du suiveur. Ces deux angles sont la projection sur le plan azimutal, de la position du soleil et du suiveur, en coordonnées sphériques. Pour obtenir, l'erreur de position angulaire dans le plan tangentiel à l'irradiation solaire, il faut donc transposer les lectures d'azimut et de hauteur dans ce plan. La norme IEC 62817 [5] utilise les formules suivantes pour faire la transposition :

$$\Delta h_{\text{tangential}} = h_{\text{soleil}} - h_{\text{suiveur}} \quad (3.5)$$

$$\Delta a_{\text{tangential}} = (a_{\text{soleil}} - a_{\text{suiveur}}) \sin(90 - h_{\text{soleil}}) \quad (3.6)$$

L'indice *tangential* fait référence au plan tangentiel, l'indice *soleil* réfère à la position du soleil et l'indice *suiveur* réfère à la position du dispositif sous test. Le suiveur est conforme si les deux conditions suivantes sont respectées :

$$|a_{\text{soleil}} - a_{\text{suiveur}}| < 5^\circ \quad , \quad h_{\text{soleil}} < 87^\circ$$

3.3 Photovoltaïque sous flux concentré

3.3.1 Cellules multi jonctions

Nous allons ici introduire le principe des cellules multi jonctions qui sont aujourd'hui largement utilisées dans les modules CPV.

La génération d'électricité est un effet induit de l'excitation des électrons d'un matériau semi-conducteur par un photon incident. Lorsqu'un électron de la bande de valence atteint un niveau d'énergie supérieure à sa largeur de bande interdite, ou plus souvent appelée bandgap, il passe d'un état lié à un état de conduction, en passant de la bande de valence à la bande de conduction [6]. Le bandgap est une grandeur intrinsèque au matériau semi-conducteur. Le changement d'état d'un électron de la bande de valence à la bande de conduction correspond en parallèle à la création d'un trou dans la bande de valence. Les paires électrons-trous créées ont une durée de vie limitée et vont avoir tendance à se recombiner. Afin de limiter ce phénomène de recombinaison, on dope, avec des impuretés, le semi-conducteur. D'un côté on réalise un dopage de type p (manque d'électron libre) et de l'autre un dopage de type n (excès d'électrons libres). Ces deux régions constituent une jonction p-n, de nombreuses recombinaisons ont lieu à l'interface, la zone de transition (la zone de charge d'espace). Le champ électrique interne crée dans cette région empêche la diffusion des porteurs d'une zone à l'autre et donc les recombinaisons des charges libres. Brancher cette jonction à une charge permettra d'extraire les charges libres générées par l'excitation lumineuse [7].

D'un point de vue électrique une cellule photovoltaïque se comporte telle une diode montée en parallèle à une source de courant constant (le courant photogénéré). La figure 3.8 représente sa caractéristique électrique courant tension, ou courbe IV [8].

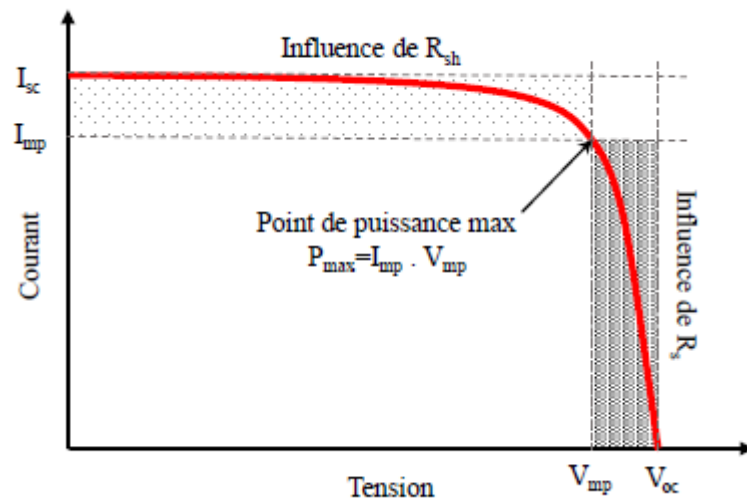


Figure 3.8: Caractéristique courant tension (IV) d'une cellule solaire.

Pour tenir compte des effets ohmiques présents dans les cellules solaires réelles, deux éléments supplémentaires doivent être ajoutés au circuit, comme le montre la figure 3.9. Une résistance (R_{sh}) en parallèle avec les éléments de la modélisation idéale qui représente l'effet de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction ; et une résistance série (R_s) qui modélisant les pertes ohmiques dans la structure (contacts, couches semi-conductrices, substrat ...).

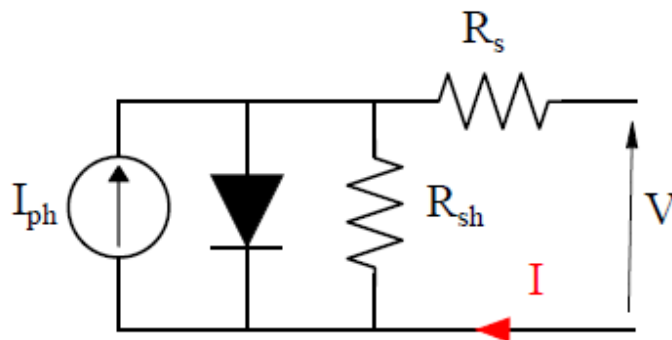


Figure 3.9: Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque.

Le tracé de la courbe IV permet d'extraire les grandeurs caractéristiques du générateur solaire. On note I_{sc} , le courant de court-circuit de la cellule et V_{oc} la tension de circuit ouvert. Le point de puissance maximum est noté P_{mpp} et permet de définir le facteur de forme de la caractéristique ou « Fill Factor », noté FF , qui correspond au rapport de P_{mpp} sur le produit $V_{oc} \times I_{sc}$. Les notations I_{mpp} et V_{mpp} sont respectivement le courant et la tension au point de puissance maximale. Ces valeurs caractéristiques dépendent de grandeurs intrinsèques

à la cellule : le matériau et la taille, mais aussi de grandeurs extrinsèques : l'illumination et la température. Une fois ces paramètres définis, nous pouvons désormais introduire la notion de rendement de conversion électrique η_{el} qui correspond au rapport entre la puissance électrique générée P_{mpp} et la puissance lumineuse incidente sur la jonction. On pourra également parler d'"efficacité" de conversion électrique. Ce rendement possède une limite théorique maximale pour chaque matériau, la limite de Queisser et Shockley [9]. Cette limite dépend de la valeur du bandgap du semi-conducteur et du spectre d'illumination. Par exemple pour une cellule silicium avec un bandgap $E_g = 1,1\text{eV}$, le ratio maximal de conversion électrique est de 29% sous un spectre solaire de 1000W/m^2 . Cette limitation est inhérente à la réponse spectrale de la cellule qui donne la valeur de la densité de courant du court-circuit photogénéré par unité de flux monochromatique incident. Seul un photon d'énergie supérieure ou égale à E_g sera capable de libérer un électron. Les photons incidents d'énergie inférieure quant à eux traverseront la jonction. L'excès d'énergie supérieure à E_g sera dissipé sous forme de chaleur. Pour dépasser cette limite de 29%, il est possible de combiner des matériaux aux bandgaps différents afin d'optimiser la réponse spectrale du dispositif. C'est le principe de la cellule multi jonction. En 1980, Alexis de Vos a pu montrer, en se basant sur les travaux de Queisser et Shockley, qu'en assemblant un nombre infini de jonctions, la limite de conversion théorique atteint 86,8% [10]. Dans la pratique, le défi est de trouver des matériaux avec les bons bandgaps dont le paramètre de maille est proche et d'arriver à les empiler. La figure 3.10 montre de quelle façon une cellule triple-jonction permet d'améliorer la conversion électrique du spectre solaire. Une cellule multi jonction consiste en un empilement de plusieurs sous-cellules.

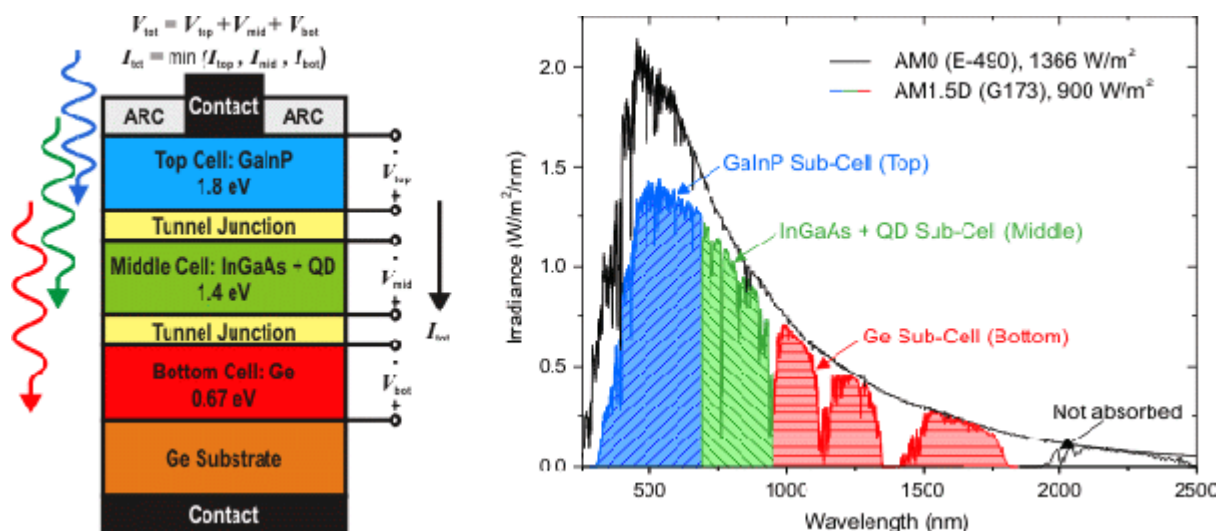


Figure 3.10: Illustration de la réponse spectrale de la conversion d'énergie du spectre solaire par une cellule triple-jonction GaInP/GaInAs/Ge [11].

Les photons les plus énergétiques vont exciter la première jonction, puis les photons d'énergie inférieure au bandgap de la première jonction vont la traverser et exciter la jonction sous-jacente. Et cela jusqu'à la dernière jonction qui sera excitée par les photons de plus faible énergie. La croissance de ces cellules par épitaxie monolithique implique que les jonctions soient connectées en série. Le courant généré par la cellule sera le plus faible des courants des jonctions qui la composent. C'est la jonction dite limitante, on parlera également de sous cellule limitante. Les excès de courant dans les autres jonctions seront dissipés sous forme de chaleur. Il est donc primordial d'assembler des matériaux dont les bandgaps permettront une répartition homogène des courants photogénérés par chacune des jonctions sous une illumination solaire.

La recherche sur les cellules MJ a conduit au développement de cellules commerciales triple-jonctions proposant des rendements supérieures à 40% sous concentration [12]. Le record de rendement pour une cellule triple-jonction est aujourd'hui détenu par Sharp avec 44,4% sous 302X et 37,9% sans concentration [13]. Soitec en collaboration avec le CEA-Leti et le Fraunhofer ISE ont développé une cellule à quatre jonctions avec 46% de rendement à 508X [14, 15]. La NREL détient le record mondial le plus élevé des cellules Multi-jonctions avec 6 jonctions, son rendement déclaré est de 47,1% sous concentration 143X et de 39,2% sans concentration [16] (Figure 3.11). Pour une infinité de jonctions les cellules MJ ont une limite théorique de 68% sans concentration et 86% sous concentration [17].

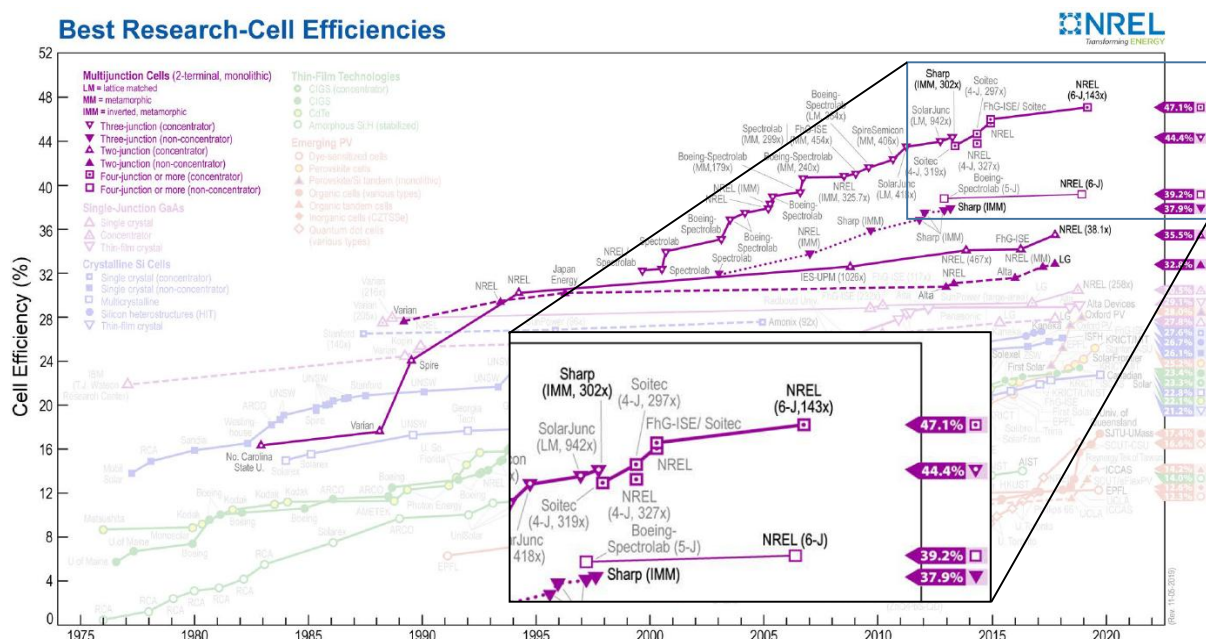


Figure 3.11 : Records d'efficacité des différentes technologies de cellules MJ [12].

La technologie la plus utilisée aujourd'hui dans les CPV est la cellule triple jonction dite à structure en accord de maille ou Lattice-Matched (LM), figure 3.12. Les matériaux semi-conducteurs des jonctions de cellules LM ont des paramètres de maille très proches, ce qui permet une croissance monolithique par épitaxie. La première jonction est en phosphure d'indium gallium, noté GaInP et de bandgap 1,86eV. Le matériau de la seconde jonction est l'arséniure de gallium, noté GaAs avec un bandgap de 1,41eV. Enfin, la troisième jonction est en germanium, noté Ge de bandgap 0,67eV. Nous nommerons ces trois jonctions respectivement Top, Middle et Bottom vis-à-vis de leur position dans l'empilement selon la direction du rayonnement incident. Cette structure a certes permis d'atteindre une efficacité de 44% à 942X [18] mais elle présente sous illumination solaire un excès de courant généré important sur la jonction Bottom. Afin de diminuer la perte de puissance due à cet écart de courant, souvent appelé current mismatch, entre la jonction Bottom et les deux autres, les structures métamorphique (MM) et métamorphique inversée (IMM) ont fait leur apparition dans les années 2000. Ces structures métamorphiques permettent l'empilement de matériaux avec des paramètres de mailles différents [19]. On accède ainsi à des matériaux dont les bandgap permettent une meilleure répartition de l'énergie solaire sur les jonctions et donc un meilleur optimum de puissance du dispositif. La technologie MM en croissance directe est aujourd'hui proposée par les principaux fabricants de cellules triple-jonctions pour le CPV terrestre mais également pour les applications spatiales [20, 21] et vient remplacer progressivement la cellule LM. Les matériaux des jonctions sont GaInP (1,82eV), GaInAs (1,33eV) et Ge (0,66eV).

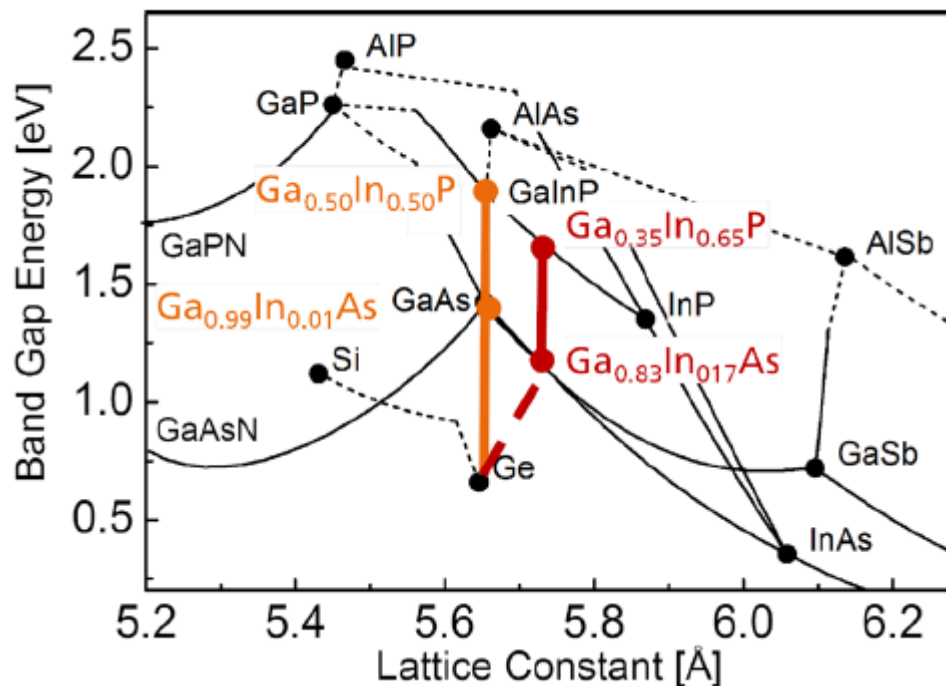


Figure 3.12 : Représentation des structures Lattice-Matched LM (en orange) et métamorphique MM (en rouge) d'une cellule triple jonction GaInP/GaInAs/Ge [19].

3.3.2 Architecture des modules photovoltaïques à concentration

La course au rendement et l'apparition des cellules multi jonctions a conduit à l'essor de projets de recherche sur la mise en œuvre de systèmes optiques de concentration du rayonnement solaire. En effet, les cellules multi jonctions commerciales sont aujourd'hui très coûteuses par rapport aux cellules c-Si. Cela est une conséquence de l'utilisation d'éléments rares (Germanium, Gallium...) mais aussi des procédés de fabrication très coûteux, notamment l'épithaxie par phase vapeur avec précurseurs métal-organiques. Ces cellules sont largement utilisées sans concentration dans des applications spatiales, un secteur dans lequel la puissance spécifique (puissance à unité de poids, W/kg) est un critère essentiel qui rend possible l'utilisation de cellules dont le prix au Watt est élevé. La concentration permet donc de rentabiliser ces cellules pour des utilisations terrestres en divisant, du facteur de concentration, la surface active et par conséquent la quantité de matériau semi-conducteur. Les conceptions de modules CPV sont nombreux et cette diversité des technologies pose un problème de standardisation. Cependant la communauté scientifique reconnaît une architecture type commune pour ces systèmes. Les modules CPV sont composés de différents éléments :

Le récepteur: Le récepteur intègre la cellule photovoltaïque qui est bien souvent une multi jonction. Dans un module CPV, la taille des cellules varie de plusieurs centaines de microns au centimètre. Le récepteur a également un rôle de diffuseur thermique afin d'éliminer les échauffements localisés au voisinage de la cellule dus au flux lumineux concentré. Au niveau du récepteur viennent également s'intégrer les diodes de type bypass qui protègent les cellules en cas d'ombrage ou de défaillance des cellules voisines. Dans les systèmes CPV, il y a le plus souvent une diode bypass par cellule. Cette diode est montée en parallèle de la cellule, elle devient passante lorsque l'illumination sur cette cellule est trop faible et que cette dernière est alors polarisée en inverse par les autres cellules. Cela permet d'éviter toute détérioration des cellules due à une illumination non uniforme sur les cellules du module.

Le dissipateur thermique: Le récepteur est monté sur un dissipateur thermique, qui peut être passif ou actif afin de limiter l'échauffement de la cellule. En effet, l'échauffement de la cellule provoque une chute de ses performances, notamment de sa tension de circuit ouvert.

Le système optique de concentration: Le flux solaire est concentré sur les cellules grâce à un ou deux étages optiques que l'on nomme optique primaire (POE pour Primary Optical Element) et optique secondaire (SOE pour Secondary Optical Element). Ces éléments peuvent être réfléchissants ou réfractifs.

Ces sous-ensembles sont assemblés par des éléments mécaniques qui garantissent le bon positionnement des cellules par rapport aux optiques. L'absorbeur d'humidité, placé à l'intérieur de cet élément, élimine la condensation de l'eau.

L'assemblage de ses éléments est l'un des points critiques dans la fabrication des modules CPV. En effet, la haute concentration impose des tolérances précises sur le positionnement des cellules afin de garantir l'inclusion totale des faisceaux concentrés par les POE et SOE. En fonctionnement, le module nécessite un système de poursuite afin de conserver l'alignement du système optique avec le rayonnement solaire direct. Le CPV présente une grande diversité de technologies, avec différents ratios de concentration, types d'optiques, types de cellules ou types de suiveurs. En effet, dans la dernière décennie, les avancées technologiques ont permis la fabrication d'optiques de haute concentration très performante et à bas coût. De plus, la haute concentration permet d'atteindre un optimum de rendement des cellules MJ. Cette tendance est aussi liée au coût des cellules multi jonctions qui ne peuvent être, à l'heure actuelle, viables économiquement qu'à des facteurs de concentration de plusieurs centaines de X. La figure 3.13

montre une architecture type d'un système CPV utilisant des lentilles de Fresnel [22] comme optique primaire. On retrouve ce type de concentrateur dans les modules CPV des principaux fabricants dans le monde : Stace, MagPower, Semprius, Daido, Sumitomo, Abengoa, ou bien Suncore. Les modules CPV nécessitent un suiveur à deux axes afin de conserver le système optique aligné avec le rayonnement solaire.

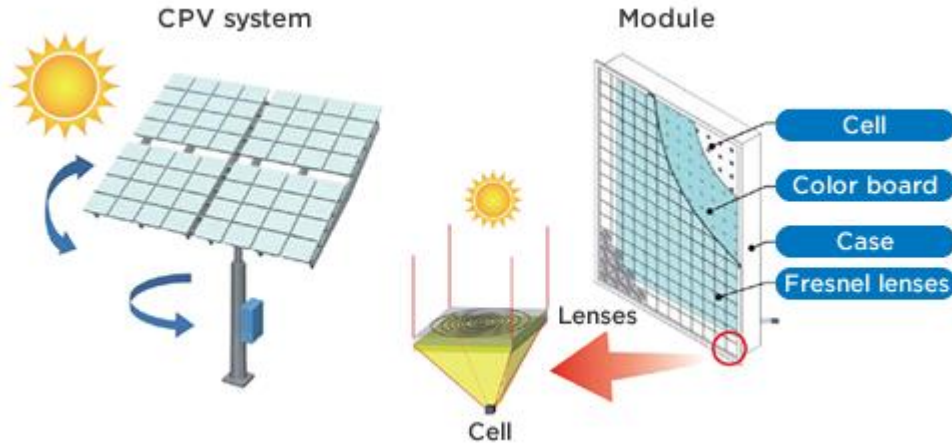


Figure 3.13: Architecture d'un système CPV.

3.3.3 Performances des modules CPV

Dans ce paragraphe nous allons exposer les figures de mérite des modules CPV qui permettent de comparer quantitativement leurs performances.

Dans un premier temps il convient de définir le concept de **concentration géométrique** qui définit le rapport entre la surface d'entrée de l'optique primaire et la surface active de la cellule.

Le **rendement**: La figure de mérite, reine d'un module CPV, est le rendement de conversion électrique. Il définit le rapport entre la puissance électrique maximale générée P_{mp} et la puissance lumineuse incidente $P_{lum,in}$ sur la surface de captation A_{in} .

$$\eta_{el} = \frac{P_{mp}}{P_{lum,in}} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{DNI_{in} A_{in}} \quad (3.7)$$

Avec DNI_{in} , l'irradiance en W/m^2 .

Nous pouvons également présenter ici les **conditions standards de référence** notées CSTC, à mettre en œuvre pour la mesure de ce rendement. Ces conditions sont définies par la norme

IEC62670 [23]. Elles correspondent à une irradiance de 1000 W/m^2 sous un spectre AM1.5D et une température de cellule de 25°C .

Le **rendement en conditions standards opérationnelles** peut également être mesuré.

Les **conditions standards opérationnelles**, notées CSOC, sont définies par la même norme telles que : l'irradiance est de 900 W/m^2 sous un spectre AM1.5D, la température ambiante est de 20°C et la vitesse de vent est de 2 m/s .

L'**angle d'acceptance** (AA): La courbe d'acceptance angulaire donne la puissance normalisée produite par un module en fonction d'un désalignement angulaire de celui-ci par rapport à l'axe du rayonnement incident. Elle permet de déterminer l'angle d'acceptance qui définit la capacité d'un module CPV à fonctionner en cas de désalignement de son axe optique par rapport à l'axe du rayonnement solaire incident.

Le **ratio cellule sur Module (CTM)**: Le ratio "cell-to-module", ou CTM, englobe l'ensemble des pertes optiques, thermiques, ohmiques lors de la mise en module des cellules. Il correspond au rapport entre la puissance module et la somme des puissances des N cellules intégrées au module sous un éclairage avec une concentration égale à la valeur de la concentration géométrique du module.

Le rendement et l'angle d'acceptance sont des critères nécessaires à l'évaluation des performances des modules vis-à-vis de l'énergie produite dans des conditions données. Le CTM quant à lui est une grandeur permettant d'analyser la performance de la mise en module indépendamment des cellules envisagées.

3.4 Les optiques à concentration et leurs caractéristiques

Afin de réduire la surface de cellule, et de profiter des rendements élevés des cellules triple jonctions, il est nécessaire de concentrer la lumière sur la cellule. La concentration peut se faire en dirigeant directement le rayonnement sur la cellule via une optique primaire ou en concentrant les rayons sur une optique secondaire placée au-dessus de la cellule. L'utilisation d'une optique secondaire a différents avantages : rediriger les rayons perdus, homogénéiser le flux sur la cellule, ou encore augmenter l'angle d'acceptance du module. Pour ce qui est de l'optique primaire, la majorité des technologies actuelles utilisent des systèmes réfractifs (lentilles), focalisant la lumière en une tâche au foyer. Il existe d'autres manières de concentrer

la lumière : miroir parabolique, guide d'onde, concentrateur linéaire en sont les exemples les plus connus. Mais la disponibilité des lentilles sur le marché, leur coût et leur fabrication simple tendent à imposer la lentille de Fresnel dans les systèmes CPV.

3.4.1 Les optiques primaires à base de lentille de Fresnel

Il s'agit d'une lentille plan-convexe découpée de sections annulaires concentriques optimisées pour alléger l'élément et augmenter la transmission. Pour chacune des sections, la courbure est conservée, mais l'épaisseur réduite. Sur la figure 3.14, l'équivalent d'une lentille de Fresnel plan-convexe est représenté. Ainsi les lentilles convexes, à faible nombre-f (rapport entre la distance focale et le diamètre de la lentille), peuvent être aplanies, résultant en un gain de poids, de taille et par conséquent une baisse du coût. C'est aujourd'hui le concentrateur le plus utilisé. Deux procédés sont utilisés actuellement pour fabriquer ces lentilles, l'un utilisant du silicone et l'autre du plastique de type poly méthyl méthacrylate ou PMMA. Dans le cas du silicone, celui-ci est moulé sur du verre [24]. Le côté verre fait face à l'extérieur résistant à la pluie, le vent ou la poussière. Pour le PMMA, la lentille est entièrement en plastique et fabriquée par moulage [25]. A transmittance égale, le choix entre ces deux matériaux peut se faire en fonction des problématiques suivantes :

- Les lentilles en PMMA sont généralement moins coûteuses à fabriquer [26], mais la problématique de ce matériau est sa fiabilité à long terme, impactée par la dégradation due aux rayons ultraviolets et à l'abrasion [27].
- Les lentilles de type SoG (silicon on glass) se comportent mieux face aux rayons UV. L'inconvénient de cette solution provient de la différence de coefficient thermique d'expansion entre le verre et le silicone. Cette différence est source de contraintes et de déformation qui vont affecter les performances de la lentille à différentes températures [28, 29, 30].

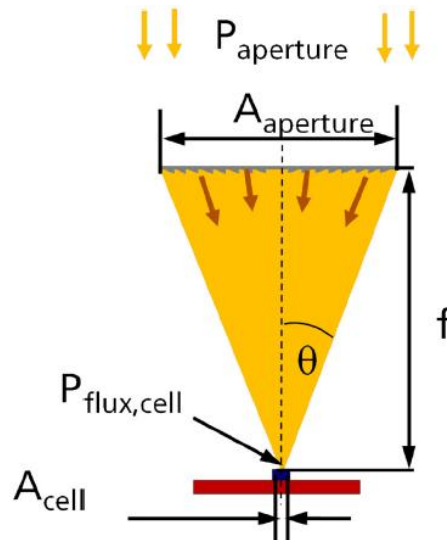


Figure 3.14 : Schéma du concept de la lentille de Fresnel d'un module CPV, avec : la distance focale f , le demi-angle d'ouverture θ , la surface d'ouverture $A_{aperture}$, la surface cellule A_{cell} , la puissance incidente $P_{aperture}$ et la puissance délivrée par la cellule $P_{flux,cell}$.

3.4.2 Les optiques secondaires

En plaçant une deuxième optique directement sur la cellule, aux abords de la focale de l'optique primaire, il est possible d'améliorer l'acceptance angulaire et la concentration du flux [31]. Ce type de dispositif homogénéise le flux sur la cellule [32]. Les inhomogénéités (spectrales et spatiales) créées par l'optique primaire sont en partie "corrigées", et les pertes associées à ces inhomogénéités réduites. Cette deuxième optique constitue toutefois une source de pertes (optique), ainsi qu'un nouvel élément à intégrer au module. Cette intégration tend à rendre plus complexe la conception et la fabrication. Il existe aujourd'hui une certaine variété de conception dans les optiques secondaires, qui peuvent être regroupées en deux types :

- Les optiques secondaires réfléchives. Ils ont l'avantage d'être facilement usinables, mais ne sont pas totalement réfléchifs (la réflexion est plutôt proche de 85%). Ces optiques vont impacter la performance du module lorsque les rayons sont réfléchis [33]. Nous pouvons citer entre autre la pyramide tronquée inversée (X Truncated Pyramid) ou le CPC (Compound Parabolic Concentrator) [34].
- Les optiques secondaires réfractives: plus répandues, elles sont constituées d'un diélectrique transparent (du verre ou du plastique) qui redirige les rayons vers la cellule. Elles présentent l'avantage de protéger la cellule, et montrent une bonne réflectivité

interne. La gamme d'optiques secondaires réfractives utilisées dans des modules commerciaux est plus large que pour les optiques réfléchives : on citera ainsi la pyramide réfractive inverse (RTP, pour Refractive Truncated Pyramid) [35], le dôme [36], ou encore le diélectrique à réflexion totale interne (DTIR pour Dielectric Total Internal Reflector) [37]. Pour ces deux derniers exemples, il est important de mentionner l'aspect non-imageant de ces optiques, le principe étant de maximiser l'intensité de la lumière atteignant la cellule, en s'affranchissant de la contrainte imageante des dispositifs optiques classiques [38]. La figure 3.15 illustre les profils de ces optiques utilisés dans les modules CPV. Nous constatons que l'efficacité optique maximale est obtenue à incidence normale, lorsque le dispositif est aligné.

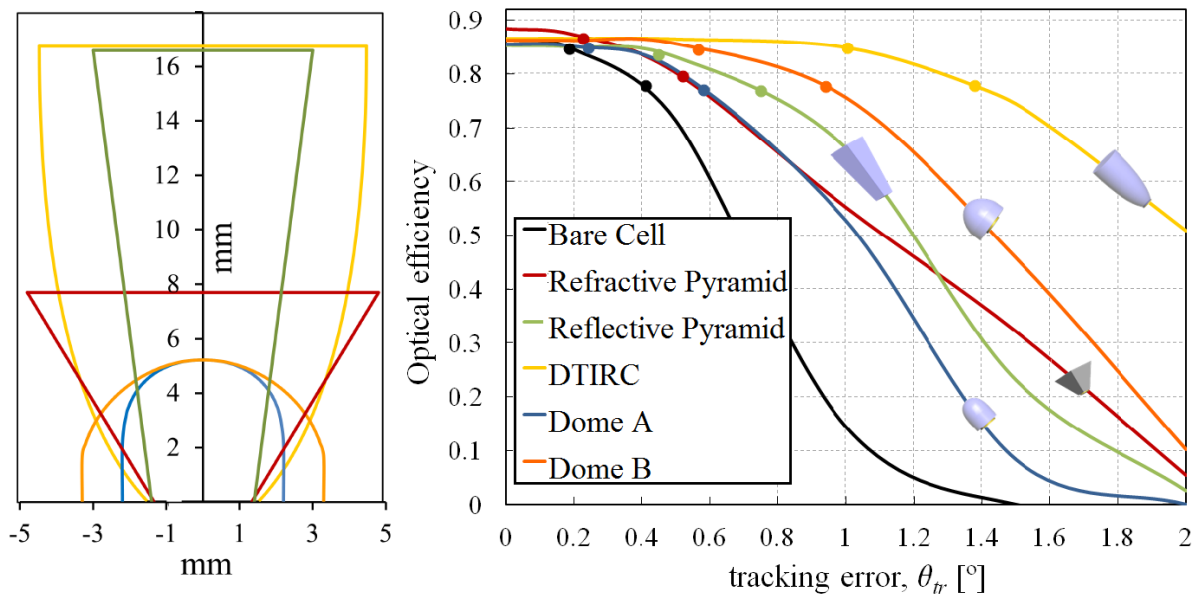


Figure 3.15 : Profil des optiques secondaires (gauche) et courbe de transmission angulaire pour ces mêmes optiques (droite). Les dispositifs sont : pas d'optiques secondaires (noir), pyramide réfléchive (rouge), pyramide réfractive (vert), diélectrique à réflexion interne totale (jaune), dôme A (bleu) et dôme B (orange) [38].

L'ajout d'une deuxième optique permet d'accroître la tolérance au désalignement entre l'axe optique et l'angle d'incidence des rayons. Dans le cas de l'optique réfléchive, nous observons une efficacité maximale supérieure aux autres dispositifs réfractifs, puisque la lumière atteint la cellule de manière directe sans rebondir sur les parois du dispositif. La conception de telles optiques est réalisée à l'aide d'outils de modélisation, en fonction de critères divers : maximisation de la puissance lumineuse en sortie, uniformité du faisceau ou encore tolérance au désalignement.

3.4.3 Caractéristiques des optiques à concentration

Plusieurs grandeurs permettent d'analyser les performances d'optiques de concentration. Nous allons d'abord définir les trois grandeurs principales qui servent à caractériser des optiques de concentration : le rendement optique, l'uniformité de la lumière sur la cellule, et l'angle d'acceptance.

- **Le rendement optique**

Le concept de rendement optique $\eta_{optique}$ est le premier critère de performance d'un concentrateur. Il se définit par le rapport entre le flux réfracté sur la cellule ϕ_{cell} et le flux incident sur la lentille $\phi_{lentille}$. Il peut ainsi s'exprimer par la formule de l'équation :

$$\eta_{optique} = \frac{\phi_{cell}}{\phi_{lentille}} \quad (3.8)$$

Les éléments optiques modifient généralement le spectre de la lumière incidente, en raison de l'absorption de certaines longueurs d'onde. C'est pourquoi $\eta_{optique}$ est une grandeur spectrale, de sorte à ce qu'il existe un rendement optique pour chaque longueur d'onde.

Il est également important de bien définir la position et l'aire de surface de sortie (la cellule, ou l'entrée de l'optique secondaire peuvent par exemple être utilisées comme surface de sortie). En effet, pour une taille de cellule donnée, il est possible que certains rayons lumineux convergent à l'extérieur de cette surface. De la même manière, au-delà d'une certaine taille de cellule, la puissance lumineuse collectée n'augmente plus de manière significative. Connaître cette variation entre rendement optique et taille de cellule est essentiel lors de la conception du module.

- **L'homogénéité de la lumière**

La deuxième grandeur importante concerne l'homogénéité de la lumière sur la surface de la cellule. Les optiques, conçues sans critère d'uniformité, produisent un spot lumineux non-uniforme sur la cellule. Cette inhomogénéité de la lumière sur la cellule se caractérise par 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. Dans le cas d'optiques réfractives, les aberrations chromatiques vont ajouter des non uniformités spectrales à ces

inhomogénéités spatiales. Chaque point de la cellule voit alors un spectre différent, et le courant produit va varier en conséquence. Nous constatons de ce fait des pertes associées à ces phénomènes. Premièrement, un excès de courant localisé va accentuer les effets de résistance série [39], mais aussi d'augmenter la température localement. Ensuite, les inhomogénéités spectrales créent une limitation du courant qui varie spatialement : certaines zones de la cellule peuvent être limitées par la sous-cellule top par exemple, et d'autres parties peuvent être limitées par la sous-cellule middle [39]. Il en résulte des phénomènes de perte qui font l'objet d'un intérêt croissant. Leurs études nécessitent des moyens innovants, capables de reproduire des non-uniformités sous flux concentré, avec des dispositifs de mesure adaptés.

- ***L'angle d'acceptance***

L'angle d'acceptance est une grandeur caractérisant la tolérance angulaire d'un module au désalignement α entre sa normale et les rayons solaires incidents. Pour le déterminer, il est nécessaire de connaître la variation de la puissance du module en fonction de l'angle de désalignement : cette fonction est appelée la courbe de transmission angulaire. L'angle d'acceptance $AA_{90\%}$ est alors défini par l'angle pour lequel la puissance atteint 90% de la puissance maximum (typiquement pour $\alpha = 0^\circ$ ou l'optique primaire se situe dans un plan perpendiculaire aux rayons du soleil). La figure 3.16 représente la courbe de transmission angulaire d'un module CPV, où l'on peut observer la valeur AA correspondant à l'angle d'acceptance. L'angle d'acceptance est un des plus importants facteurs de qualité d'un module CPV avec le rendement optique et le rendement cellule. Il définit la robustesse du design optique face au désalignement du suiveur solaire.

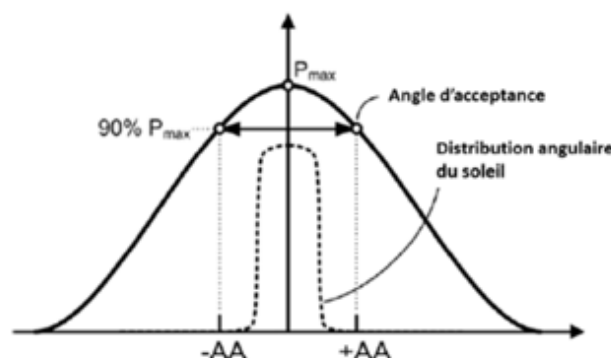


Figure 3.16 : Courbe de puissance d'un module CPV en fonction de l'angle de désalignement de l'axe optique par rapport aux rayons incidents. L'angle d'acceptance est défini pour une puissance égale à 90% de la puissance maximale [40].

Il existe une relation forte utile pour le dimensionnement des modules CPV reliant l'angle d'acceptance α à la concentration géométrique $C_{géo}(A_{aperture}/A_{cell})$ donnée par l'équation suivante [40] :

$$PAC = \sqrt{C_{géo}} \sin(\alpha) \quad (3.9)$$

Où PAC est le produit concentration-acceptance.

3.5 Modélisation thermique

L'efficacité du module CPV décroît avec l'augmentation de sa température. Or, le module ne convertissant qu'une partie de l'énergie solaire, l'énergie restante est converti en chaleur, ce qui peut représenter plus de 50 % de l'énergie incidente. Pour conserver l'efficacité du module, il faut donc limiter sa hausse de température provoquée par la lumière concentrée.

L'analyse thermique est réalisée sur l'ensemble du module afin de déterminer le parcours complet du flux thermique. Un portrait général du réseau thermique d'un module typique est d'abord présenté avant d'effectuer l'étude détaillée des transferts thermiques de ses composantes. Ces transferts permettront l'élaboration des principaux chemins thermiques et de fournir des informations pertinentes au développement de la méthode de caractérisation.

3.5.1 Systèmes de refroidissement pour les modules CPV

De nombreux types de systèmes de refroidissement peuvent être rattachés au récepteur. Ces systèmes de refroidissement sont divisés en deux catégories, soit le refroidissement actif ou le refroidissement passif. Les systèmes dits actifs utilisent une source extérieure d'énergie pour fonctionner et sont généralement plus complexes que les systèmes passifs.

- ***Refroidissement actif***

Certaines technologies de refroidissement actif offrent un potentiel intéressant pour de hautes concentrations solaires [41]. Or, pour mesurer leur impact sur la production nette d'électricité, il faut soustraire l'électricité que ces systèmes utilisent, soit la puissance parasitique de l'énergie produite. Ces systèmes offrent des refroidissements élevés et permettent ainsi d'accéder à de plus hautes concentrations solaires.

- ***Refroidissement passif***

Les systèmes de refroidissement passifs ont l'avantage ne pas réduire la quantité nette d'électricité produite par l'ensemble de l'installation. Cependant, ces systèmes ont généralement des capacités de refroidissements moindres que les systèmes actifs. Certains auteurs estiment que les systèmes de refroidissement passifs peuvent être utilisés pour des cellules non groupées allant jusqu'à une concentration de 1000X [42].

3.5.2 Equations régissant les transferts thermiques

Pour modéliser le comportement du module CPV en régime stationnaire, on le discrétise fictivement par un certain nombre de nœuds. Les équations du régime stationnaire sont obtenues en écrivant les bilans énergétiques pour chaque nœud. Ce système d'équations est résolu par la méthode des variables d'état. La modélisation du module est basée sur une discrétisation nodale de celui-ci faisant apparaître 3 nœuds. Le nœud 1 correspond à l'assemblage des lentilles de Fresnel faisant face au rayonnement incident. Le nœud 2 représente l'espace d'air entre les lentilles et la plaque arrière. Le nœud 3 englobe la plaque arrière, figure 3.17. Les pertes thermiques latérales sont négligeables. Le bilan thermique s'appuie sur les phénomènes suivants :

- Le rayonnement concentrée par l'optique provoque l'échauffement de la cellule ;
- La chaleur se dissipe via le substrat et la plaque arrière du module
- Cette plaque arrière évacue la chaleur par convection à l'intérieur et à l'extérieur du module;
- Le volume intérieur chauffée par la convection transfère une partie de cette chaleur à la lentille;
- La lentille conduit cette chaleur vers l'extérieur.

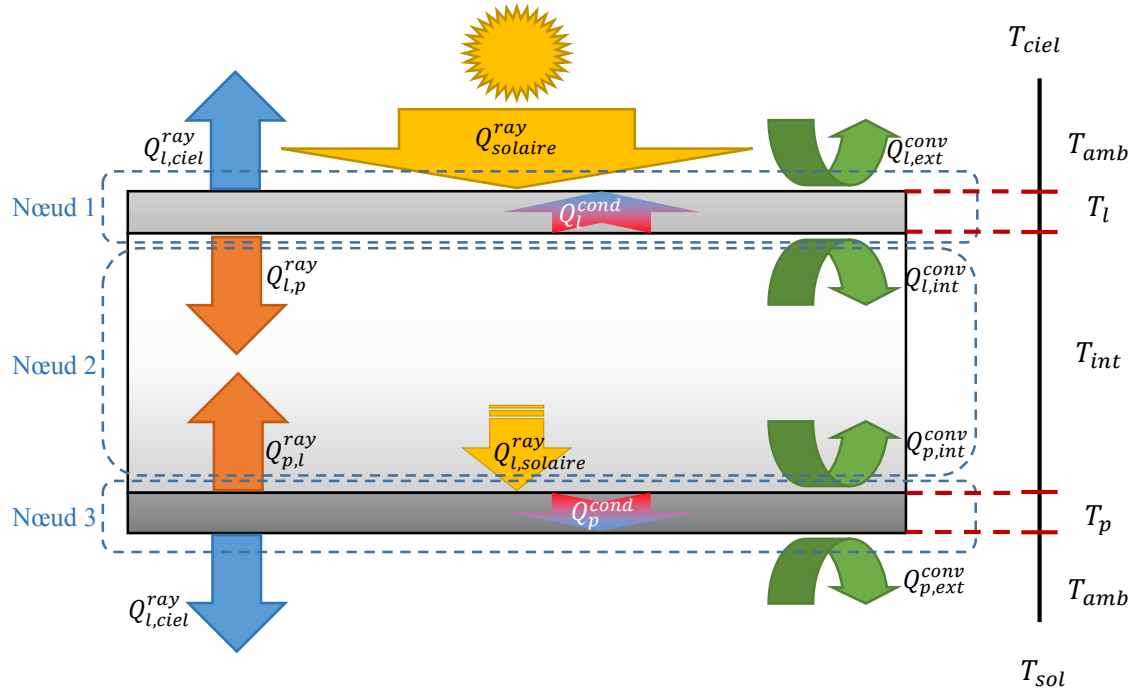


Figure 3.17 : Bilan thermique des trois nœuds 1,2 et 3.

Nœud 1 : Lentilles de Fresnel, le transfert thermique est composé du rayonnement solaire $Q_{solaire}^{ray}$, du rayonnement du ciel $Q_{l,ciel}^{ray}$, du rayonnement de la plaque arrière $Q_{l,p}^{ray}$, de la convection externe avec l'air ambiant $Q_{l,ext}^{conv}$, de la convection interne dans la couche intérieur d'air $Q_{l,int}^{conv}$ et de la conduction interne dans la couche intérieur de la lentille Q_l^{cond} .

$$Q_{solaire}^{ray} + Q_l^{cond} = Q_{l,ciel}^{ray} + Q_{l,p}^{ray} + Q_{l,ext}^{conv} + Q_{l,int}^{conv} \quad (3.10a)$$

$$\alpha_l GNI + \frac{k_l}{e_l} (T_{int} - T_{amb}) = \frac{\sigma(T_l^4 - T_{ciel}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_l} + \frac{1}{\varepsilon_{ciel}} - 1} + \frac{\sigma(T_l^4 - T_p^4)}{\frac{1}{\varepsilon_l} + \frac{1}{\varepsilon_p} - 1} + h_{ext}(T_l - T_{amb}) + h_{int}(T_l - T_{int}) \quad (3.10b)$$

Nœud 2 : Espace d'air, le transfert thermique est composé uniquement par la convection avec la lentille $Q_{int,l}^{conv}$ et la plaque arrière $Q_{int,p}^{conv}$.

$$Q_{int,l}^{conv} + Q_{int,p}^{conv} = 0 \quad (3.11a)$$

$$h_{int} (T_{int} - T_l) + h_{int} (T_{int} - T_p) = 0 \quad (3.11b)$$

Nœud 3 : Plaque arrière, le transfert thermique est composé par le rayonnement solaire traversant la lentille $Q_{solaire,l}^{ray}$, le rayonnement de la lentille $Q_{p,l}^{ray}$, le rayonnement du sol $Q_{p,sol}^{ray}$, la convection externe avec l'air ambiant $Q_{p,ext}^{conv}$, la convection interne avec l'air intérieur $Q_{p,int}^{conv}$,

la conduction interne à travers la plaque Q_p^{cond} et la puissance de sortie par unité de surface du module $\bar{P}$.

$$Q_{solaire,l}^{ray} + Q_p^{cond} = Q_{p,l}^{ray} + Q_{p,sol}^{ray} + Q_{p,ext}^{conv} + Q_{p,int}^{conv} + \bar{P} \quad (3.12a)$$

$$\alpha_p \tau_l GNI + \frac{k_p}{e_p} (T_{int} - T_{amb}) = \frac{\sigma(T_p^4 - T_l^4)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_l} - 1} = \frac{\sigma(T_p^4 - T_{sol}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_{sol}} - 1} + h_{ext}(T_p - T_{amb}) + h_{int}(T_p - T_{int}) + \bar{P} \quad (3.12b)$$

T_l est la température de la lentille, T_p est la température de la plaque arrière et T_{int} est la température de l'aire intérieur.

La température du sol est donnée par :

$$T_{sol} = T_{amb} + 2$$

La température du ciel clair est donnée par l'équation de Swinbank [43]

$$T_{ciel} [K] = 0,0552 T_{amb}^{1,5} [K]$$

L'émissivité du ciel clair est donnée par l'équation de Berkeley [44]:

$$\varepsilon_{ciel} = 0,0062 T_{rosée} [^{\circ}C]$$

Où la température du point de rosée est calculée comme suit:

$$T_{rosée} [K] = \frac{1}{\frac{1}{T_{amb} [K]} - \frac{\ln(RH)}{5417}}$$

Le coefficient de convection externe avec l'air ambiant est lié à la vitesse du vent par l'équation de Hottel et Woertz [45]:

$$h_{ext} = 5,7 + 3,8 V_{vent}$$

Le coefficient de convection interne ($V_{vent} = 0$) est donc $h_{int} = 5,7$.

Les facteurs de transmission de la lentille (τ_l), des facteurs d'absorption (α_l, α_p) et des facteurs d'émissivité ($\varepsilon_{ciel}, \varepsilon_l, \varepsilon_p, \varepsilon_{sol}$), la conductivité thermique (k_l, k_p), les épaisseurs (e_l, e_p) sont initialement définis en fonction des propriétés du matériau et de la géométrie du module.

3.6 Etapes de la conception

L'objectif de la conception optimisée d'un module CPV est le dimensionnement des composants et sous-systèmes pour conduire à un fonctionnement optimum en conditions réelles. La production de l'électricité à partir des CPV étant fortement dépendante de l'environnement de l'installation, elle est donc difficile à optimiser. Les indicateurs qui peuvent

être utilisés pour un dimensionnement optimal du module sont le rendement et la puissance maximale produite.

L'environnement d'un projet de dimensionnement d'un module constitue le point de départ de sa conception. Dans cet environnement donné, le développeur doit faire des choix orientés par l'état de l'art des composants et des systèmes et les retours d'expérience de la technologie. Malgré cela, les options retenues gardent une certaine part d'arbitraire. Une fois ces paramètres fixés, l'architecture du module CPV est entièrement définie et le concepteur doit pouvoir établir un schéma de principe du système. Puis vient le dimensionnement à proprement parler des composants et des sous-systèmes, qui permettent d'estimer les performances du module en faisant intervenir tous les concepts mis en jeu, à savoir optiques, thermiques et électriques. C'est seulement à cette étape-là que sont obtenus les indicateurs pertinents des performances. Ce processus implique une boucle d'optimisation sur les variables techniques de dimensionnement du système et sur les choix technologiques de conception ou de dimensionnement, comme précisé dans la Figure 3.18.

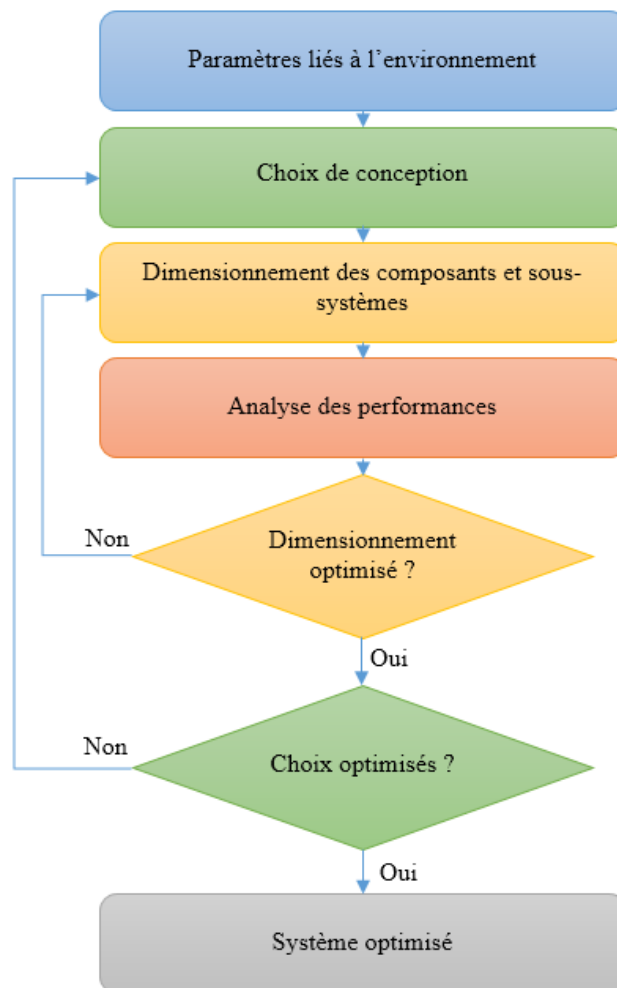


Figure 3.18 : Etapes de dimensionnement optimisé d'un module CPV.

Nous allons décrire les étapes successives de cette démarche de conception optimisée.

- **L'environnement** : Le paramètre le plus évident est sans doute le *site d'implantation de l'installation*. En effet la latitude, l'altitude, l'ensoleillement direct normal DNI et sa distribution spectrale influent directement sur les performances d'un module CPV.
- **Paramètres liés aux choix du concepteur** : le concepteur choisit l'architecture du système et les technologies utilisées pour chaque composant. Il doit choisir la technologie de concentrateur (miroir ou lentille), le type d'optique (primaire ou secondaire), de récepteur (cellule triple jonction) et le refroidisseur (actif ou passif).
- **Dimensionnement des composants et sous-systèmes** : Le dimensionnement de tous les composants et sous-systèmes est effectué en se servant des concepts et des équations décrits dans les sections précédentes et conformément aux recommandations des normes régissant les modules CPV déjà décrites au chapitre 2.
- **Analyse des performances** : Une fois le premier dimensionnement du module CPV est réalisé, les performances (puissance maximum et rendement) sont alors évaluées. Ces performances sont comparées aux fiches techniques des modules équivalents de l'industrie CPV et/ou aux résultats obtenus par simulations utilisant des outils logiciels tels que PVSyst [46] ou SAM [47]. Une concordance des résultats signifie un dimensionnement optimisé, dans le cas contraire, des réajustements sont réalisés jusqu'à obtention de résultats satisfaisants.

3.7 Conclusions

Ce chapitre nous a permis de rappeler les concepts dominants pour une conception et un dimensionnement optimisé d'un module photovoltaïque sous flux concentré utilisant des cellules multi jonctions à haut rendement. Nous avons ainsi défini les paramètres essentiels de la ressource solaire tel que le rayonnement direct et l'impact de l'atmosphère sur ce dernier. Nous avons également présenté les équations régissant la course du soleil dans le ciel, élément très important pour les dispositifs à concentration, ainsi que les systèmes de suivi et la nécessité d'un pointage précis pour convertir le maximum de flux incident. De même, nous avons disserté longuement sur les concepts des cellules triple- jonctions, leur agencement dans le module et leur comportement en fonction des distributions spectrales du rayonnement et de la température. La double fonction optique-thermique propre aux modules CPV nécessite une

attention particulière pour le dimensionnement du système. Une forte concentration entraîne nécessairement une augmentation importante de la température de la cellule et donc une diminution de ces performances électriques. L'importante diminution des rendements des cellules avec la température nous oblige à mieux comprendre et analyser les optiques utilisées et choisir le refroidisseur thermique le mieux adapté. Nous avons terminé ce chapitre en proposant une méthodologie interactive simple permettant d'optimiser le dimensionnement d'un module CPV en se basant uniquement sur des notions largement disponibles dans la littérature spécialisée sans faire appel à une modélisation complexe compte tenu du nombre de paramètres mis en jeu et leur interdépendance. Cette démarche est très acceptable si elle est suivie d'une étude expérimentale sous des conditions bien établies. Le volet expérimental sera abordé dans le chapitre suivant.

Référence

- [1] “Norme ISO 9060 :1990 : Energie solaire. Spécification et classification des instruments de mesurage du rayonnement solaire hémisphérique et direct,” Nov. 1990.
- [2] “Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and emispherical on 37° Tilted Surface,” 2003.
- [3] logiciel SolarBeam , www.solarbeam.sourceforge.net. 2020.
- [4] I. Reda and A. Andreas, “Solar position algorithm for solar radiation applications,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 5, pp. 577–589, 2004.
- [5] La norme IEC 62817, www.afnor.org. 2020.
- [6] A. Luque and S. Hegedus, “Handbook of Photovoltaic Science and Engineering”. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Wiley, 2011.
- [7] P. Würfel, “Physics of Solar Cells: From Principles to New Concepts”. *John Wiley & Sons*, July 2008.
- [8] N. Pearsall, “The Performance of Photovoltaic (PV) Systems: Modelling,” *Measurement and Assessment*. Woodhead Publishing, Oct. 2016.
- [9] W. Shockley and H. Queisser, “Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells,” *Journal of Applied Physics*, vol. 32, pp. 510–519, Mar. 1961.
- [10] A. de Vos, “Endoreversible thermodynamics of solar energy con-version.” *Oxford University Press, New York*, p 120. 1992
- [11] Karl Young “Do solar panels collect energy from the whole light spectrum or just focus on the red? ” <https://www.quora.com/> Apr 24, 2016.
- [12] Natalya V. Yastrebova, “High-efficiency multi-junction solar cells : Current status and future potential,” *tech. rep., Centre for Research in Photonics, University of Ottawa*, Apr. 2007.

- [13] Sharp, “Sharp Develops Concentrator Solar Cell with World’ s Highest Conversion Efficiency of 44.4%,” June 2013.
- [14] Fraunhofer ISE, “New world record for solar cell efficiency at 46%,” Jan. 2014.
- [15] F. Dimroth, M. Grave, P. Beutel, U. Fiedeler, C. Karcher, T. N. D. Tibbits, E. Oliva, G. Siefert, M. Schachtner, A. Wekkeli, A. W. Bett, R. Krause, M. Piccin, N. Blanc, C. Drazek, E. Guiot, B. Ghyselen, T. Salvetat, A. Tauzin, T. Signamarcheix, A. Dobrich, T. Hannappel, and K. Schwarzburg, “Wafer bonded four-junction GaInP/GaAs//GaInAsP/GaInAs concentrator solar cells with 44.7% efficiency,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 22, pp. 277–282, Mar. 2014.
- [16] Geisz, J.F., France, R.M., Schulte, K.L. et al. “Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration”. *Nat Energy* 5, 326–335, 2020
- [17] A. D. Vos, “Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells,” *Journal of Physics D : Applied Physics*, vol. 13, no. 5, p. 839, 1980.
- [18] V. Sabnis, H. Yuen, and M. Wiemer. ”High- efficiency multijunction solar cells employing dilute nitrides. ” *In AIP Conference Proceedings*, volume 1477, page 14-19. AIP, 2012.
- [19] R. R. King, C. M. Fetzer, K. M. Edmondson, D. C. Law, P. C. Colter, H. L. Cotal, R. A. Sherif, H. Yoon, T. Isshiki, D. D. Krut, G. S. Kinsey, J. H. Ermer, Sarah Kurtz, T. Moriarty, J. Kiehl, K. Emery, and W. K. Metzger, “Metamorphic Iii-V Materials, Sublattice Disorder, And Multijunction Solar Cell Approaches With Over 37% Efficiency,” *in 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, (Paris, France)*, June 2004.
- [20] “Spectrolab website - www.spectrolab.com,” 2017.
- [21] “AzurSpace website - www.azurspace.com,” Sept. 2017.
- [22] E. Lorenzo and G. Sala, “Hybrid silicone-glass Fresnel lens as concentrator for photovoltaic applications,” *in Proceedings of the 2nd European Solar Energy Conference on Photovoltaic Energy*, 1979.

- [23] Norme IEC, “IEC 62670-2 Concentrateurs photovoltaïques (CPV) - Essai de performances - Partie 2 : mesure de l’énergie,” *tech. rep.*, 2015.
- [24] E. Lorenzo and G. Sala, “Hybrid silicone-glass fresnel lens as concentrator for photovoltaic applications,” in *Proceeding 2nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1979.
- [25] T. Luce and J. Cohen, “The path to volume production for cpv optics,” in *Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010.
- [26] J.-T. Makinen and R. de Schipper, “How can plastics injection molding help driving down the cost of photovoltaic concentrators?,” *International Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants*, 2007.
- [27] D. Miller, L. Gedvilas, B. To, C. Kennedy, and S. Kurtz, “Durability of poly(methyl methacrylate) lenses used in concentrating photovoltaic modules,” in *Proceedings of the SPIE 2010 Optics and Photonics Conference*, 2010.
- [28] 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*, vol. 99, no. 0, pp. 333–338, 2012.
- [29] M. Victoria, “New concepts and techniques for the development of high-efficiency concentrating photovoltaic modules.” *PhD thesis, Universidad politecnica de Madrid*, 2014.
- [30] P. Würfel, “Physics of Solar Cells : From Principles to New Concepts”. *John Wiley & Sons*, July 2008.
- [31] M. Victoria, C. Dominguez, I. Anton, and G. Sala, “Comparative analysis of different secondary optical elements for aspheric primary lenses,” *Optics Express*, vol. 17, no. 8, pp. 6487–6492, 2009.
- [32] M. Victoria, R. Herrero, C. Dominguez, I. Anton, S. Askins, and G. Sala, “Characterization of the spatial distribution of irradiance and spectrum in concentrating

photovoltaic systems and their effect on multi-junction solar cells,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, pp. 308-318, May 2013.

[33] 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*, vol. 19(5), pp. 580-590, 2011.

[34] K. Araki, R. Leutz, M. Kondo, A. Akisawa, T. Kashiwagi, and M. Yamaguchi, “development of a metal homogenizer for concentrator monolithic multi-junction-cells,” in *Proceedings of the 29th Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1572-1575, 2002.

[35] K. Araki, M. Kondo, H. Uozumi, and M. Yamaguchi, “Experimental proof and theoretical analysis on effectiveness of passive homogenizers to 3j concentrator solar cells,” in *Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 53-856, 2003.

[36] L. W. James, “Use of imaging refractive secondaries in photovoltaic concentrators,” *tech. rep.*, NASA, 1989.

[37] X. Ning, R. Winston, and J. O’ Gallagher, “Dielectric totally internally reflecting concentrators,” *Applied Optics*, vol. 19(5), pp. 300-305, 1987.

[38] R. Winston, J. Minano, and P. Benitez, “Nonimaging Optics.” *Elsevier-Academic Press*, 2005.

[39] P. Benitez, J. C. Minano, P. Zamora, R. Mohedano, A. Cvetkovic, M. Buljan, J. Chaves, and M. Hernandez, “High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator,” *Opt. Express* 18(S1), A25–A40 (2010).

[40]. W.C. Swinbank, “Long-wave radiation from clear skies” *Q.J.R. Meteorol. Soc.*, 89: 339–348, 1963.

[41]. P. Berdahl and R. Fromberg, “The thermal radiance of clear skies”, *Solar Energy*, 1991.

[42]. M.C. Hottel and B.B. Woertz, “Performance of flat plate solar heat collectors”, 1942.

- [43] W.C. Swinbank, “Long-wave radiation from clear skies” *Q.J.R. Meteorol. Soc.*, 89: 339–348.
- [44] P. Berdahl and R. Fromberg, “The thermal radiance of clear skies”, *Solar Energy*, 1991.
- [45]. M.C. Hottel and B.B. Woertz, “Performance of flat plate solar heat collectors”, 1942.
- [46] PVSyst version 7 <https://www.pvsyst.com/fr/>, 2020.
- [47] SAM <https://sam.nrel.gov/download>, Fev, 2020.

CHAPITRE 4

***Analyse des performances du module CPV en
conditions réelles de fonctionnement CPV***

CHAPITRE 4 : Analyse des performances du module CPV ISE105 en conditions réelles de fonctionnement

4.1 Introduction

Dans cette partie nous décrivons la plate-forme d'expérimentation, le système de mesure et le protocole de test utilisé. Nous reportons en détail les instrumentations et les capteurs à disposition, ainsi que les caractéristiques du module testé.

4.2 Description de la plateforme d'expérimentation

4.2.1 Banc d'essais

La plateforme expérimentale est placée sur la terrasse de l'Institut de l'Energie Solar Fraunhofer à Freinburg en Allemagne, ayant pour coordonnées: " 48,01 N ", " 7,83 E". Le suiveur solaire deux axes figure 4.1 est conçu par l'ISE. C'est une structure robuste en aluminium munie de deux moteurs assurant le suivi du mouvement du soleil en azimut et en hauteur. La précision de poursuite ne s'écarte pas de plus de 0,05° de son alignement face au soleil.



Figure 4.1 : Suiveur à deux axes avec modules CPV et instruments nécessitant le suivi du soleil.

Le suiveur utilise des encodeurs pour mesurer sa position à partir de points de référence. Un algorithme de positionnement basé sur le calcul de la position théorique du soleil assure à

chaque instant le pointage des modules vers le soleil. Des calibrations cycliques sont opérées chaque fin de semaine au moyen d'un capteur Black Photon BPI-TA1. (Une caméra synchronisée avec le data logger est placée sur le suiveur pour prendre des photos chaque fois qu'une mesure est prise pour une re-vérification lors de l'analyse des données).

4.2.2 Station radiométrique

Les paramètres climatiques (vent, pression, humidité et température) sont mesurés par une station météorologique autonome située à quelques mètres du suiveur. L'évaluation de la ressource solaire se fait au moyen d'instruments spécifiques précis montés sur le suiveur. Il s'agit d'un pyréliomètre Eppley Nip de première classe, d'un pyranomètre ESTI sensor et d'un spectro-pyréliomètre Black Photon. Le pyréliomètre et le pyranomètre sont étalonnés tous les deux ans au centre radiométrique mondial de Davos en Suisse conformément à la norme ISO 9847.

Comme les modules CPV sont plus sensibles aux variations du spectre solaire, et exige d'avoir un angle d'acceptance étroit, il convient de définir avec plus de détail les paramètres de la ressource solaire et les instruments utilisés pour leur mesure :

- **L'irradiance normale directe (DNI en W/m^2):** un pyréliomètre Eppley Nip de première classe (conforme à la norme ISO 9060, définissant les critères de précision) évalue la composante normale du spectre solaire, figure 4.2. Il couvre la gamme de longueurs d'onde 200-4000 nm avec une ouverture angulaire de $\pm 2,5^\circ$. Ainsi le pyréliomètre mesure l'énergie provenant du disque solaire, mais aussi une partie du circumsolaire (jusqu'à $2,5^\circ$ du centre du soleil lorsque le capteur est bien aligné). Compte-tenu du fait que les modules ont un angle d'acceptance inférieur, la puissance lumineuse mesurée par le pyréliomètre peut s'avérer supérieure à l'énergie théoriquement disponible du point de vue de la cellule. Il faut garder à l'esprit que les calculs de rendement et les mesures de rayonnement sont soumis à des normes et standards, et que le DNI mesuré avec une ouverture angulaire de $\pm 2,5^\circ$ est une donnée de référence.



Figure 4.2 : photographie d'un pyrhéliomètre Eppley Nip

- **L'irradiance globale normale (GNI en W/m^2):** un pyranomètre de première classe ESTI mesure le rayonnement avec un angle de vue hémisphérique de 180° , voir figure 4.3. La mesure du GNI est importante car elle permet de qualifier la clarté du ciel via le rapport DNI/GNI.



Figure 4.3 : photographie d'un pyranomètre de première classe.

- **La composante spectrale du rayonnement:** la mesure de l'éclairement incident à différentes bandes spectrales est assurée par un spectro-pyrhéliomètre Black Photon, voir figure 4.4. Ce capteur mesure la partie directe du rayonnement solaire, avec un angle de vue comparable à celui du pyrhéliomètre. Le spectro-pyrhéliomètre comporte trois cellules simple jonction appelées cellules isotypes (ou component cells en anglais) présentant une réponse spectrale similaire à une des sous-cellules des cellules multi-jonctions étudiées.



Figure 4.4 : Spectro-pyrhéliomètre de Black Photon Instruments *BPI-IT1*

4.2.3 Station d'acquisition de données

L'enregistrement des données est assuré par un système d'acquisition automatique de type Agilent 34970 A situé dans un local un étage plus bas. Le système est relié par câble au banc d'essai. Un programme d'acquisition permet de piloter l'ensemble et de paramétrer jusqu'à quarante voies de mesure. La température du module, les paramètres climatiques, le DNI, le GHI et les valeurs spectrales correspondant à chaque jonction sont alors enregistrés à une fréquence de cinq (05) minutes. Le temps nécessaire pour chaque balayage des points de mesure est de quelques secondes. Les données sont envoyées directement sur le serveur local, un technicien filtre et classe les données puis les envoie sur une plateforme où tous les chercheurs du centre y ont accès.

La température du module est mesurée en face arrière avec six sondes PT100 disposées en croix (une sur chaque coin et deux au centre).

4.2.4 Module testé

Le module étudié est de type CPV conçu et assemblé entièrement dans les laboratoires de l'ISE de Fraunhofer. Il fait partie de la dernière génération des modules utilisant des cellules triple jonctions en développement à l'ISE sous la dénomination FLACTON CPV ISE105, figure 4.5.

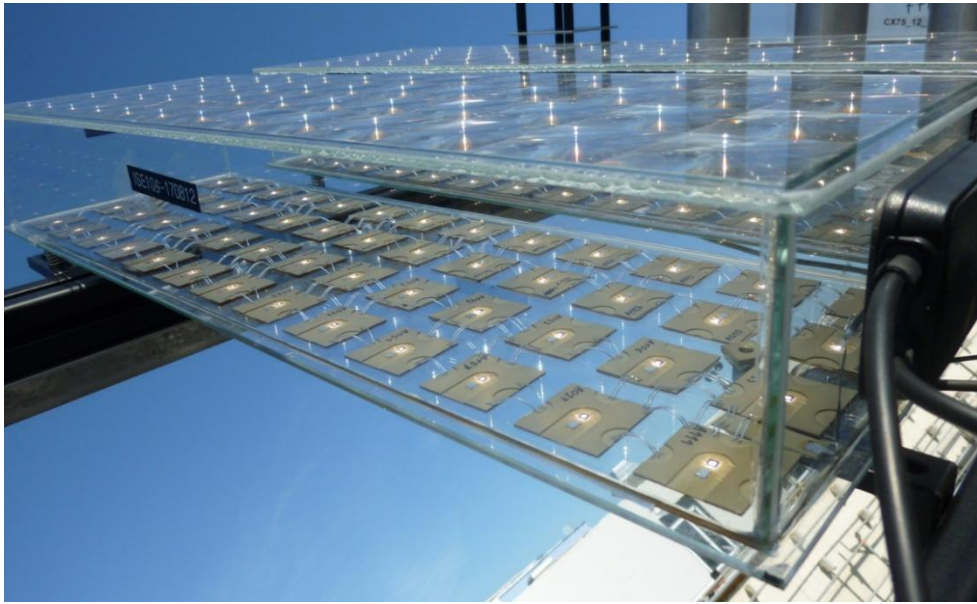


Figure 4.5 : Module FLACTON CPV ISE 105

Le module est composé d'une optique primaire constitué de 52 lentilles de Fresnel de type SOG (silicone sur verre), de dimension $4 \times 4 \text{ cm}^2$ par lentille fourni par ORAFOL Fresnel Optics GmbH. La concentration géométrique finale ainsi atteinte est de 301 sur une cellule carrée de 2,3 mm de côté. Les cellules utilisées dans ce module sont des cellules triple-jonctions lattice-matched constituées d'un empilement GaInP/GaInAs/Ge fabriquées par l'équipe GmbH de la division technologie photovoltaïque III-V et concentration de l'institut et déposées sur une plaque en cuivre servant de dissipateur thermique.

4.3 Analyse des données mesurées

Dans cette partie, nous allons tout d'abord étudiés les performances globales du module ISE105 dans les conditions standards tel que défini par la norme IEC 62670 [1] et ensuite nous nous attarderons sur l'influence de certains paramètres clés sur ces mêmes performances à travers une étude de sensibilité.

4.3.1 Performances du module ISE105 dans les conditions standards

L'évaluation des performances du module CPV-ISE105 doit être conforme aux normes internationales. Les conditions standards sont définies dans la norme IEC 62670-3, qui a été publiée en 2017. Dans ce document, il existe deux types de conditions standards: les conditions de fonctionnement standard du concentrateur (CSOC) et les conditions de test standard du concentrateur (CSTC). Les exigences liées à l'irradiance normale directe (DNI), à la température, à la vitesse du vent et à la distribution spectrale sont résumées dans le tableau 4.1.

Les conditions CSTC sont liées aux mesures intérieures des modules (et des cellules) CPV dans des conditions de laboratoire contrôlées, tandis que le CSOC concerne les mesures extérieures des modules CPV. Donc, pour CSTC, la vitesse du vent est inutile, car le vent influencera principalement la température de la cellule qui est fixée à 25 ° C.

Tableau 4.1 : Conditions standard pour CPV telles que définies dans la IEC 62670-3.

	<i>CSOC</i>	<i>CSTC</i>
<i>DNI</i>	900 W/m ²	1000W/m ²
<i>Température</i>	20°C (ambiante)	25°C (cellule)
<i>Vitesse du vent</i>	2 m/s	n.a.
<i>Spectre</i>	Distribution spectrale AM 1,5 de l'irradiation normale directe conforme aux conditions décrites dans la IEC 60904-3	

4.3.2 Mesures en intérieur

Nous allons dans une première étape présenter les caractéristiques globales du module en intérieur dans des conditions standard à travers la courbe IV selon la norme IEC 62670. La caractéristique IV du module est réalisée par un traceur de courbe automatisé. Une source d'alimentation effectue un balayage en tension, pendant que le courant de sortie du module est mesuré. Le module est placé dans le simulateur solaire triple-jonction du laboratoire de l'ISE. Le simulateur se compose d'une lampe flash Xénon équipée d'un filtre structurant son spectre afin de s'en rapprocher du spectre solaire. La source est équipée d'un réflecteur et d'un homogénéiser afin d'obtenir l'irradiance la plus grande et uniforme possible sur le plan de mesure. La concentration est obtenue par le réglage de la distance entre la source et le plan de mesure. La courbe IV est mesurée au cours d'un seul flash. Sur le même plan du capteur se trouvent trois cellules isotypes qui sont des cellules triple-jonctions dont une seule des jonctions est électriquement active. Ces cellules isotypes sont calibrées en courant (CSTC 1000 W/m², 25°C, AM1.5D) et possèdent la même réponse spectrale qu'une cellule typique InGaAs/InGaP/Ge. Les cellules isotypes sont calibrées spectralement, un SMR égal à 1 correspond au spectre solaire AM1.5D. La figure 4.6 montre l'évolution de la courbe IV dans les conditions du standard CSTC.

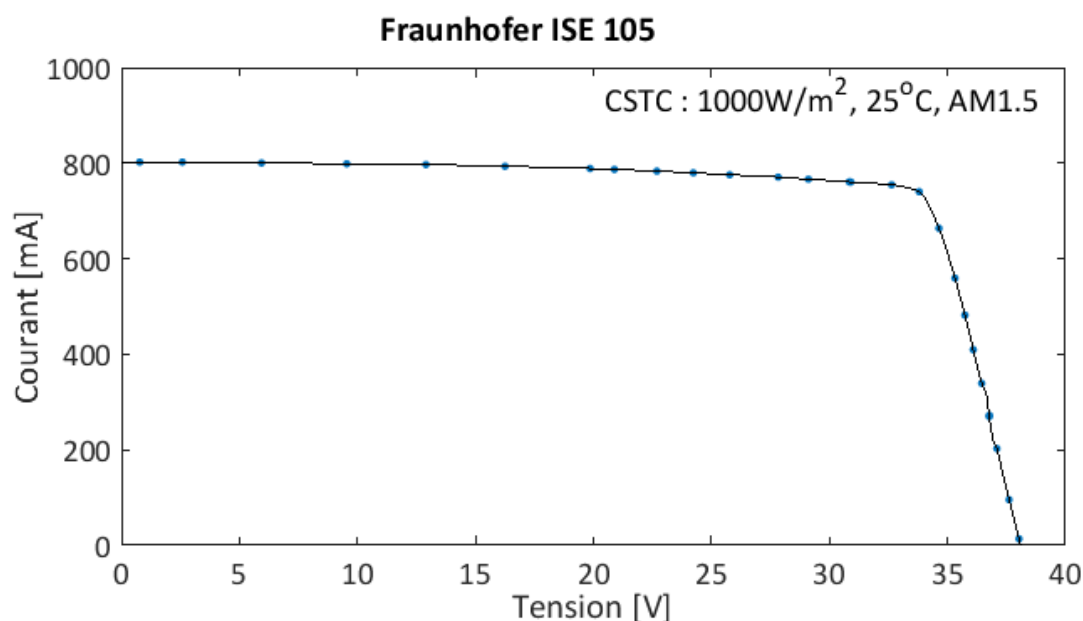


Figure 4.6 : Evolution de la courbe IV dans les conditions du standard CSTC.

4.3.3 Mesures en extérieur

Une acquisition automatique réalise le relevé des données météorologiques, les irradiances, les distributions spectrales, et les paramètres électriques du module en conditions opérationnelles avec un pas de temps de cinq minutes sur une année entière. Etant donné que le module n'est pas raccordé au réseau électrique, il est connecté à une charge qui permet de dissiper la puissance électrique produite. Cela permet de se placer dans un cas représentatif de production d'énergie. Les données acquises sont définies dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2 : Spécification des paramètres mesurés sur la plate-forme d'essai de l'ISE.

Paramètres mesurés		Unité
Courant de court-circuit	I_{sc}	Ampères
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	Volts
Courant au point de puissance maximun	I_{mpp}	Ampères
Tension au point de puissance maximun	V_{mpp}	Volts
Irradiance Directe Normale	DNI	W/m ²
Irradiance Globale Normale	GNI	W/m ²
Température ambiante	T_{amb}	°C
Vitesse du vent	V_{wind}	m/s
Spectral Matching Ratio (Rapport d'équilibre spectral) :	$SMR_{top/mid}$	-
Spectral Matching Ratio (Rapport d'équilibre spectral) :	$SMR_{top/bottom}$	-
Spectral Matching Ratio (Rapport d'équilibre spectral) :	$SMR_{mid/bottom}$	-

En plus des paramètres mesurés, nous avons consigné dans un fichier excel le facteur de forme FF, le rendement du module η , le DNI/GHI, la masse d'air AM, et la puissance au point maximum P_{mpp} en Watts.

Etant donné la variabilité de ces paramètres et leurs effets sur les performances électriques du module, un filtrage des données acquises est nécessaire permettant d'éliminer l'ensemble des valeurs incohérentes. Ce filtrage permet la détermination des paramètres électriques moyens dans une gamme de conditions proches des conditions standards opérationnelles. Le tableau 4.3 présente les filtres préconisés par la norme IEC 62670-3 pour la mesure des performances de modules CPV en extérieur. Ces filtres sont donc appliqués sur les données afin de calculer les performances moyennes du module dans ces conditions standards.

Tableau 4.3 : Filtres appliqués pour le traitement des données acquises sur la période étudiée.

Paramètre	Filtre
DNI	600 - 1100 W/m ²
Température ambiante T_{amb}	0°C - 40°C
DNI/GNI	> 0.8
SMR (top/middle)	0,97 – 1,03
SMR (top/bottom)	0,97 – 1,03
SMR (middle/bottom)	0,97 – 1,03
Vitesse du vent V_{wind}	0,5 – 5m/s

Une fois les données filtrées considérés comme propres et significatives, nous pouvons étudier l'impact de chaque paramètre sur les performances du module.

4.4 Analyse des résultats expérimentaux

Dans cette section nous analysons les résultats expérimentaux obtenus, pour comprendre le comportement du module étudié en conditions réelles de fonctionnement. Comme nous pouvons le constater, la dépendance des performances du module aux facteurs environnementaux est complexe. Ces facteurs sont souvent interdépendants entre eux. Nous étudierons leur impact d'une manière isolée sur la puissance maximale P_{mpp} et le rendement η du module dans les plages de valeurs tels que recommandées par la norme IEC 62670-3 et reportés dans le tableau 4.3.

4.4.1 Influence du rayonnement solaire

Le premier paramètre auquel nous allons nous intéresser est la ressource solaire. Les modules photovoltaïques à concentration CPV peuvent être caractérisés en termes d'intensité du DNI, de la composition spectrale SMR et de la contribution du rayonnement circumsolaire CSR. Un autre paramètre qui peut impacter les performances du module est la clarté du ciel défini par le rapport du DNI au GNI (DNI/GNI).

4.4.1.1 Impact du DNI

Nous allons dans une première phase étudier la relation entre le DNI et la puissance maximale du module ISE105, sans effectuer aucune correction de température ou de spectre. Cela permettra une première analyse du comportement des modules face aux variations de DNI.

La figure 4.7, montre la relation du point de puissance maximale avec le DNI pour le module ISE105 expérimenté à la plateforme de l'institut Fraunhofer. La droite et l'équation de la régression linéaire effectuée sont également affichées, ainsi que le coefficient de corrélation R^2 pour le module. Comme on peut le voir sur le graphique, la puissance maximale du module étudié montre un comportement quasi linéaire avec le DNI, ayant un coefficient de corrélation R^2 égal à 0,96. La forte corrélation entre le DNI et la puissance maximale indique que ce paramètre va être le facteur le plus influent sur le comportement du module.

Malgré l'influence des autres paramètres externes sur le comportement du module, les résultats montrent un excellent comportement linéaire de la puissance maximale avec le DNI. Cela suggère qu'un modèle mathématique basé uniquement sur la relation entre le DNI pourrait être une première approximation pour prédire la puissance maximale du module. Mais, comme le montre la figure 4.7, la possibilité de décrire le système uniquement sur la base d'une correction du DNI n'est cohérente que pour des niveaux de rayonnement compris entre environ 500 et 950 W/m², car uniquement pour cette plage du DNI, la puissance maximale dévie faiblement. Pour les niveaux de DNI inférieurs, les valeurs de la puissance maximale s'éloignent les unes des autres. La même tendance peut être observée à des niveaux de rayonnement supérieurs à 950 W/m², bien que dans une moindre mesure. Cela suggère qu'un modèle basé uniquement sur DNI ne reproduira pas les données mesurées avec une précision suffisante, donc l'influence d'autres paramètres atmosphériques tels que le spectre et les températures ambiante et de la cellule doit être également étudiée.

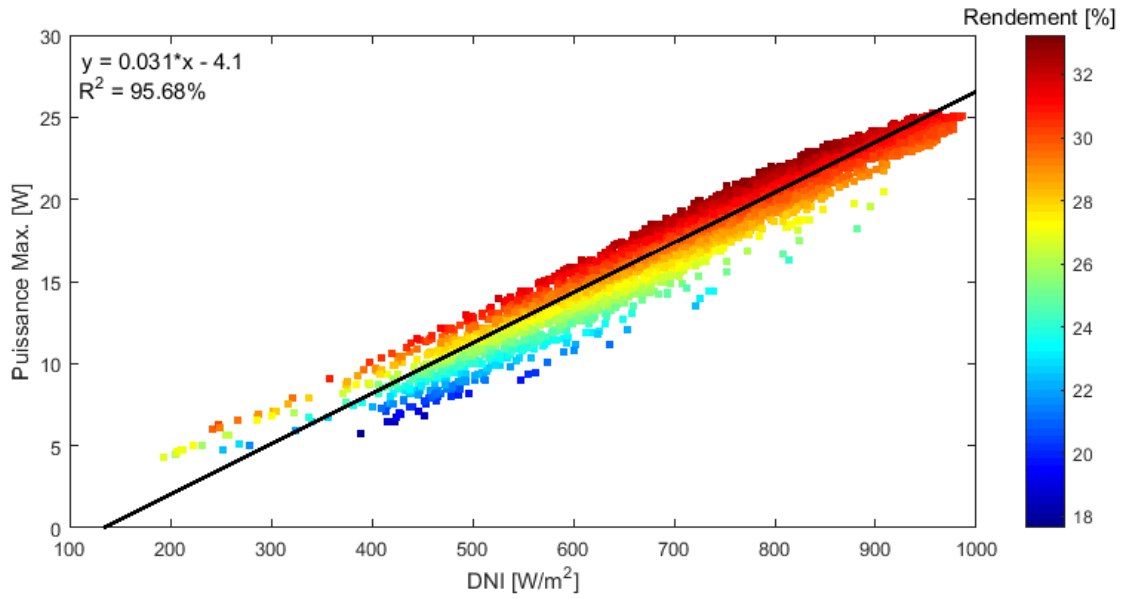


Figure 4.7 : Evolution de la puissance maximale en fonction du DNI.

4.4.1.2 Impact du spectre solaire

Le courant de court-circuit $I_{sc,i}$ est proportionnel à la puissance lumineuse incidente dans la bande spectrale où l'isotype répond électriquement. Si la cellule isotype considérée est calibrée pour le spectre de référence CSOC (AM1.5D, 900 W/m², 20°C, 2 m/s) délivrant le courant de référence $I_{sc,i}^*$, il est possible de déduire une irradiance spectrale effective à la bande spectrale correspondante selon l'équation :

$$DNI_i = 900 \frac{I_{sc,i}}{I_{sc,i}^*} \quad (4.1)$$

La grandeur qualifiant la composition spectrale du spectre, appelée rapport d'équilibre spectral ou Spectral Matching Ratio (SMR) en anglais est définie à partir de la formule suivante :

$$SMR(i, j) = \frac{DNI_i}{DNI_j} \quad (4.2)$$

Elle correspond au ratio entre les DNI des deux isotypes i et j .

La grandeur SMR est reconnue par la norme IEC 62670-3 comme un moyen d'estimer la composante spectrale dans les applications du photovoltaïque à concentration.

Nous allons d'abord voir comment évoluent les grandeurs SMR pendant les quatre journées type de l'année, à savoir, les solstices et les équinoxes. La figure 4.8 représente la variation des $SMR(1,2)$, $SMR(1,3)$ et $SMR(2,3)$ en fonction de l'heure durant les journées considérées (les

filtres sur les SMR sont levés). Bien que le maxima s'observe à midi solaire (heure à laquelle la couche atmosphérique traversée par la lumière est la plus faible), nous constatons une variabilité des valeurs, aussi bien au cours des heures qu'aux différentes journées.

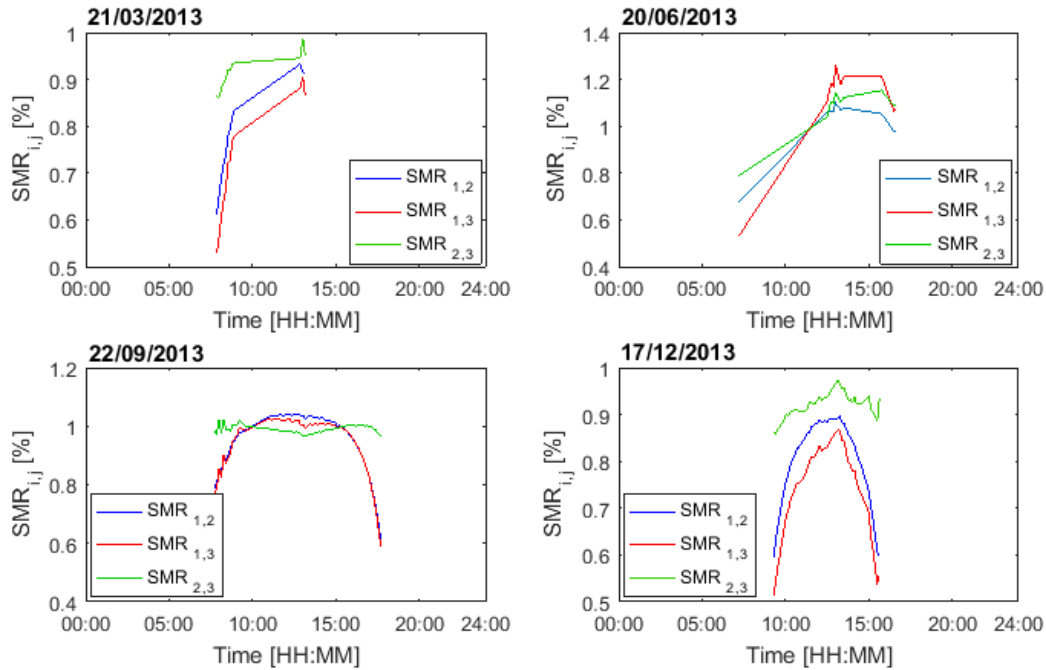


Figure 4.8 : Variations des valeurs des SMR pendant les journées des solstices et équinoxes.

L'influence principale du spectre s'opère avec la génération de courant. La cellule est composée de trois sous-cellules empilées en série et son courant est limité par la jonction qui génère le courant le plus faible. Pour le type de cellules utilisées dans le module ISE105 (GaInP/GaInAs/Ge), la jonction du bas en Germanium produit un excès de courant [2]. Ainsi seules les jonctions haut et milieu limitent la génération du courant. Il existe un spectre pour lequel le courant de la sous-cellule du haut est égal à celui de la sous-cellule du milieu, on parle alors d'équilibrage des courants ou « current matching ». En dehors de ce spectre optimal, des pertes en courant apparaissent. La figure 4.9 montre l'évolution du courant I_{sc} en fonction du $SMR(1,2)$.

Pour des valeurs du $SMR(1,2)$ supérieur au point de « current matching », la jonction 1 génère plus de courant que la jonction 2 et c'est cette dernière qui impose le courant I_{sc} de la cellule. L'inverse est observé pour des valeurs inférieures au point du « current matching ».

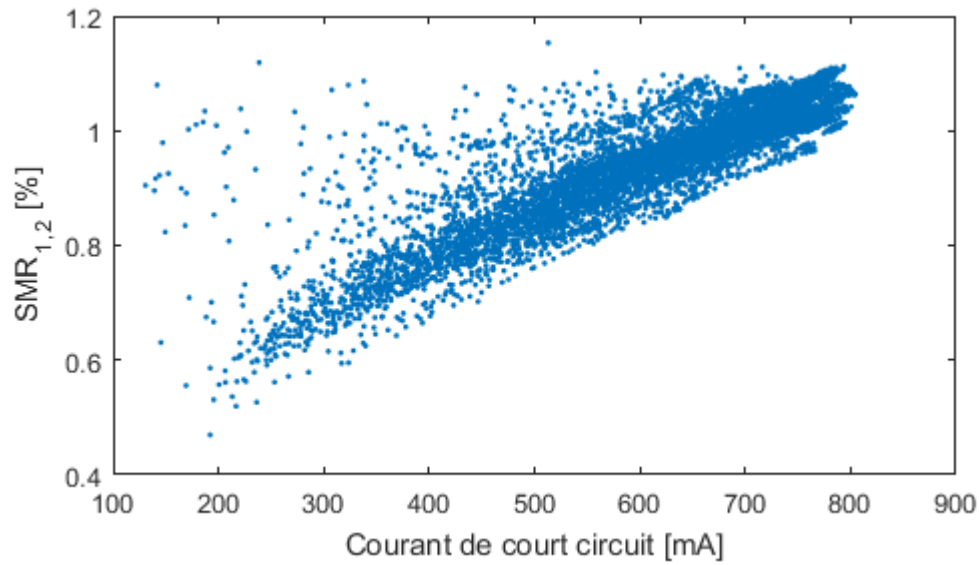


Figure 4.9 : Impact du SMR(1,2) sur le courant de court-circuit I_{sc} .

La figure 4.10 donne la variation du rendement en fonction du SMR(1,2) pour le module ISE105. Nous constatons que le rendement évolue quasiment avec la même tendance que le courant de court-circuit.

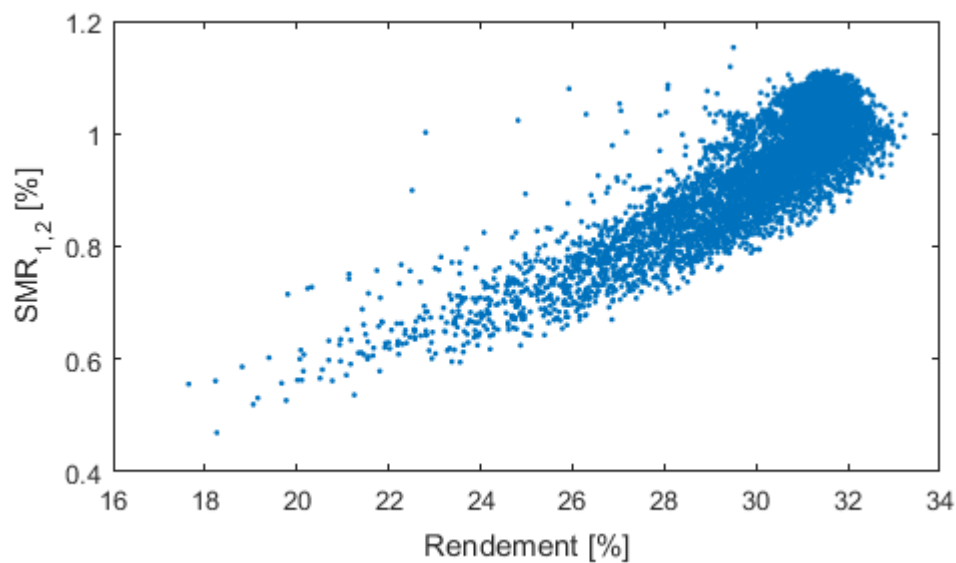


Figure 4.10 : Impact du SMR(1,2) sur le rendement du module ISE105.

4.4.1.3 Impact du rayonnement circumsolaire

Le rayonnement circumsolaire est créé par la diffusion de la lumière dans la région périphérique du disque solaire. Pour caractériser le rayonnement circumsolaire, nous utilisons le ratio « CircumSolar Ratio (CSR) », correspondant à la fraction du rayonnement direct provenant de la région extérieure au disque solaire [3]. En raison de la différence angulaire entre l'angle de

vue du pyrhéliomètre ($2,5^\circ$) et l'angle d'acceptance ($\sim 1^\circ$), la lumière collectée par le capteur de DNI est supérieure à celle collectée par le module étudié. Par conséquent l'irradiance du module sera surestimée et le rendement du module sera quant à lui sous-estimé. Cette baisse de rendement dépend de l'angle d'acceptance du module: plus l'angle d'acceptance est grand (se rapprochent de celui du pyrhéliomètre), plus la baisse en rendement est faible. En effet, il existe une étroite corrélation entre le CSR et le DNI, dans la mesure où le CSR est fonction de la clarté du ciel, donc de la quantité du DNI. Pour un ciel clair, les valeurs de CSR sont de l'ordre de 1 à 5% [4]. La figure 4.11 montre une variation typique du CSR en fonction du DNI. En appliquant les filtres préconisés par la norme IEC 62670-3, valeurs du DNI dans le carré rouge, on constate que les valeurs du CSR sont très faibles et par conséquent l'effet de sous-estimation du rendement du module dans cette plage est négligeable.

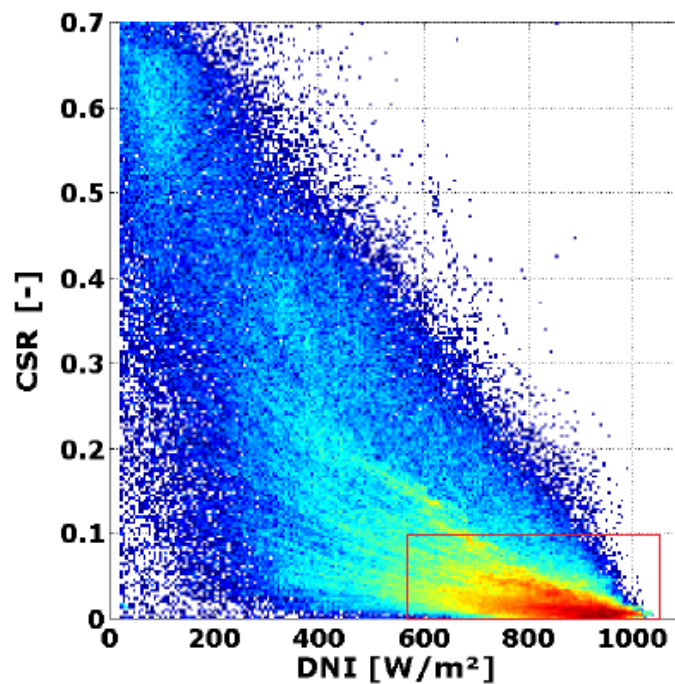


Figure 4.11 : Variation du SCR en fonction DNI [4]

4.4.2 Influence des paramètres météorologiques

4.4.2.1 Impact du vent

L'étude du vent est importante dans la caractérisation d'un module CPV car il impacte l'optique du système à travers l'alignement du suiveur face au soleil et le refroidissement de la lentille en plus de la face arrière du module [5]. L'influence du vent est un paramètre difficile à quantifier, car il dépend à la fois de la vitesse et de la direction [6] et son effet peut être à la fois positif et négatif. Si le vent frappe l'arrière du module CPV, ses effets peuvent être positifs, car il aide à

refroidir les cellules par l'effet de convection thermique, améliorant ainsi le rendement global du système. En plus de l'effet qu'il produit sur le refroidissement des cellules, le vent impacte également le refroidissement de la lentille, modifiant sa température et donc son efficacité [7]. Les lentilles de Fresnel, lentilles utilisées dans le module ISE105 et dans la majorité des systèmes CPV, atteignent leur efficacité maximale à 20 °C. Dans les zones avec un DNI élevé, les lentilles fonctionnent à des températures moyennes supérieures à 20 °C, donc le vent sera un facteur de refroidissement positif, tout comme pour les cellules, car il aide à abaisser la température [7]. Cependant, le vent peut également avoir une influence négative sur les performances des modules CPV montés sur des suiveurs solaires. Dans le cas des vents forts, la structure portante du suiveur peut subir des déformations mécaniques affectant la précision d'alignement du module face au soleil et donc entraînant une diminution du rendement [5].

4.4.2.2 Impact de la masse d'air

Le spectre solaire a une influence importante, qui doit être prise en compte pour bien comprendre le comportement des modules CPV dans des conditions réelles de fonctionnement [8, 9].

La principale influence du spectre est la masse d'air AM, bien que d'autres paramètres atmosphériques, tels que l'eau précipitable ou les aérosols sont pertinents. Il est admis que la masse d'air à elle seule fournit beaucoup d'information sur le spectre solaire et son impact sur les performances des modules CPV [10].

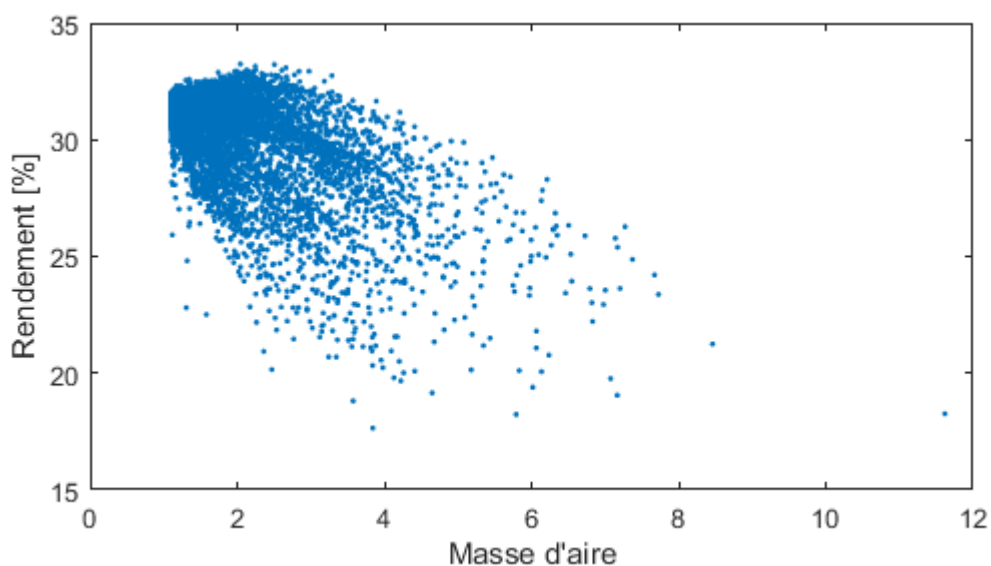


Figure 4.12 : Evolution du rendement en fonction de la masse d'air

La figure 4.12 montre le rendement du module ISE105 en fonction de la masse d'air. La masse d'air a été calculée grâce à l'équation fournie par Kasten et Young en 1989 [11]. Cette équation nous permet de calculer AM à une certaine hauteur. Dans notre cas, le dispositif expérimental est situé à 270 mètres au-dessus du niveau de la mer, une hauteur qui a été prise en compte dans le calcul de la masse d'air. La principale conclusion qui peut être obtenue à partir de la figure 4.12 est que le rendement diminue sensiblement à partir d'une AM supérieure à 2 et est relativement constant pour une $AM \leq 2$. Par ailleurs, la température ambiante peut avoir une influence sur le rendement et donc sur la puissance de sortie du module. Toutefois, pour étudier l'influence de ce paramètre uniquement, il est nécessaire de séparer autant que possible l'influence spectrale de la température ambiante. Il sera également intéressant de réaliser une analyse de la répartition de la masse d'air et de sa relation avec le DNI. La figure 4.13 représente la relation entre l'AM et le DNI au cours de l'année de mesure. Cette figure montre comment la valeur DNI suit une tendance à la hausse à mesure que la masse d'air diminue. En effectuant une analyse détaillée des mesures, nous observons qu'environ 50% de l'énergie directe reçue est obtenue pour un $AM \leq 2$. Une autre conclusion intéressante, qui peut être obtenue à partir de cette figure, est que la valeur maximale du DNI obtenue est très proche d'un AM égale à 1,5 d'où la représentation AM1.5. Cela justifierait le fait les modules CPV sont optimisés pour ce spectre [2, 8, 9, 10].

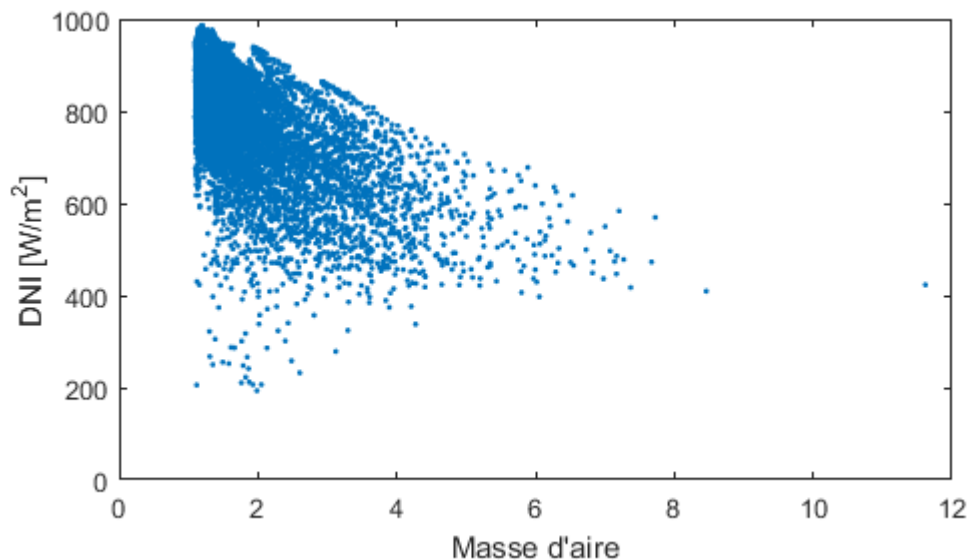


Figure 4.13 : Evolution du DNI en fonction de la masse d'air AM au cours de l'année d'expérimentation.

Une autre analyse intéressante qui peut être faite est de représenter l'histogramme de toutes les valeurs AM obtenues au cours de l'année de mesure, pour étudier leur distribution. La figure 4.14 montre les résultats obtenus. La principale conclusion tirée de la figure 4.14 était qu'une $AM \leq 2$ a, en première approximation, une grande influence sur la puissance de sortie du module ISE105. En prenant les valeurs mesurées tout au long de l'année, nous remarquons qu'environ 67% des données sont dans cette plage. Il est aussi intéressant de noter que 22% les données globales sont observées pour un $AM=1,5$.

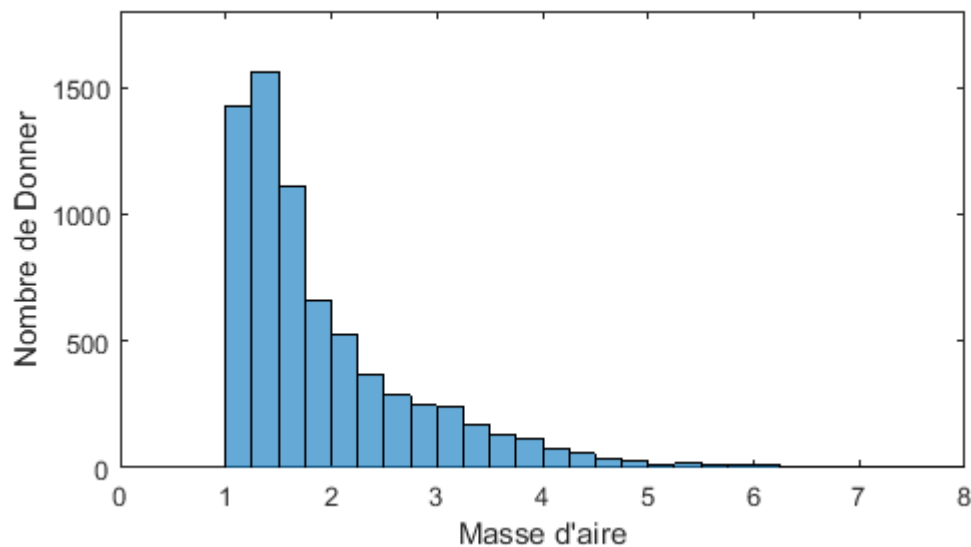


Figure 4.14 : Histogramme montrant le pourcentage par tranche de valeur de la masse d'air AM.

4.4.2.3 Impact de la température ambiante

La température ambiante va principalement impacter les performances du module à travers la face avant composée de lentilles de Fresnel et la face arrière à travers les dissipateurs collés aux cellules. La température ambiante est un paramètre facile à mesurer contrairement aux températures de la lentille et de la cellule. Son influence directe sur ces deux paramètres impact le fonctionnement sur site d'un module CPV. Une température ambiante élevée fait baisser nécessairement la puissance de sortie du module et donc son rendement. Nous reportons dans la figure 4.15 le rendement du module ISE105 en fonction de la température ambiante pour différents paliers de rayonnement incident DNI.

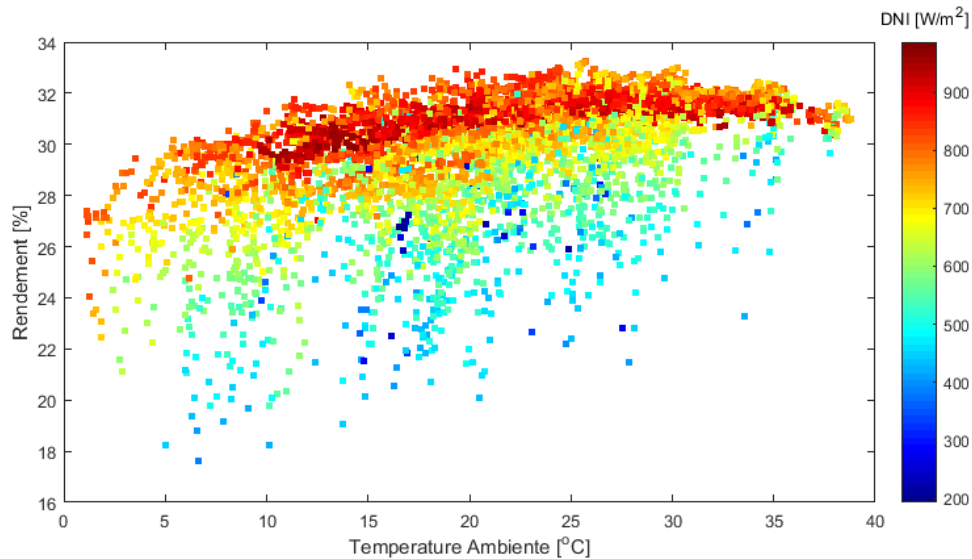


Figure 4.15 Variation du rendement du module en fonction de la température ambiante pour différents niveaux de DNI.

4.4.3 Influence des températures cellule et lentille :

4.4.3.1 Impact de la température de la cellule

La température de la cellule a un impact direct sur le rendement de la cellule. En effet, la relation entre la tension en circuit ouvert V_{oc} et la température de cellule T_{cell} est bien connue : nous observons une baisse de la tension V_{oc} avec l'augmentation de température. La température T_{cell} n'est pas directement disponible par la mesure pour des raisons techniques évidentes. Toutefois, une mesure indirecte de température peut être effectuée à travers la face arrière du module [12, 13]. Plusieurs méthodes sont proposées dans la littérature pour déterminer la température T_{cell} . Nous privilégions dans ce travail la méthode décrite par la norme IEC 62670. Cette méthode permet de déterminer expérimentalement une corrélation entre la température de la cellule T_{cell} et la tension V_{oc} en utilisant le filtrage des données, tel que préconisé par la norme IEC 62670, afin de réduire l'impact des autres facteurs. La figure 4.16 montre la variation de la tension en circuit ouvert en fonction de la température de la cellule dans les conditions de la norme IEC 62670.

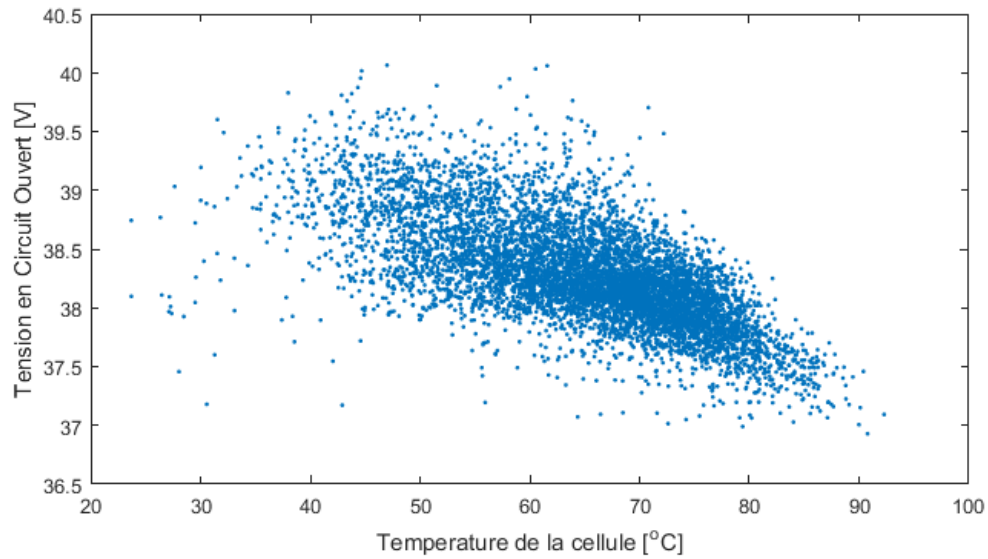


Figure 4.16 : Variation de la tension V_{oc} mesuré en fonction de la température T_{cell} .

Lorsque nous nous intéressons à l'effet de la température de cellule sur le courant de court-circuit I_{sc} et le rendement du module, les tendances sont plus délicates à mettre en évidence. En effet, compte tenu de la grande sensibilité de la génération du courant à d'autres paramètres comme le DNI, le spectre, le désalignement ou encore la température ambiante, il est difficile de soustraire tous ces effets et d'obtenir un résultat fiable. Le résultat est visible sur les figures 4.17 et 4.18.

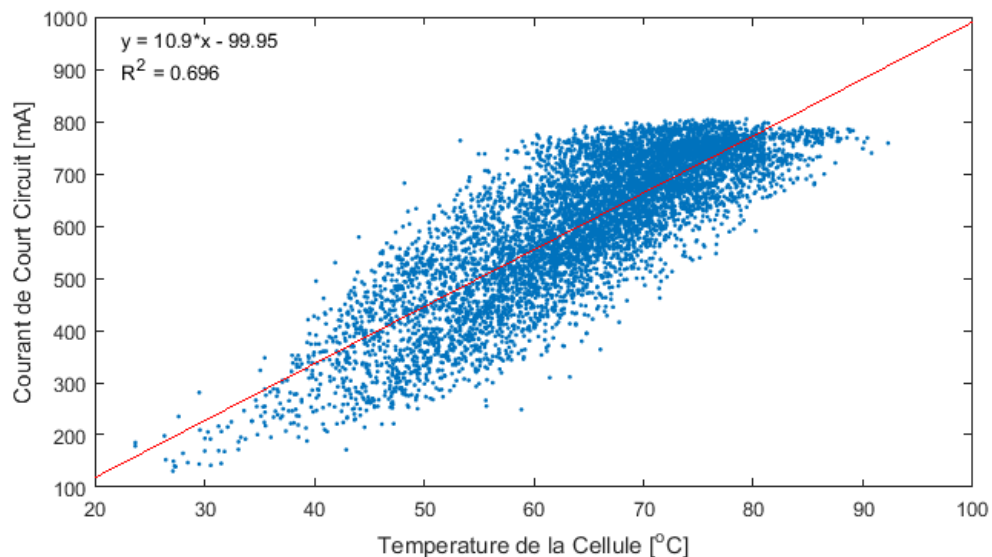


Figure 4.17 Evolution courant de court-circuit avec la température de la cellule.

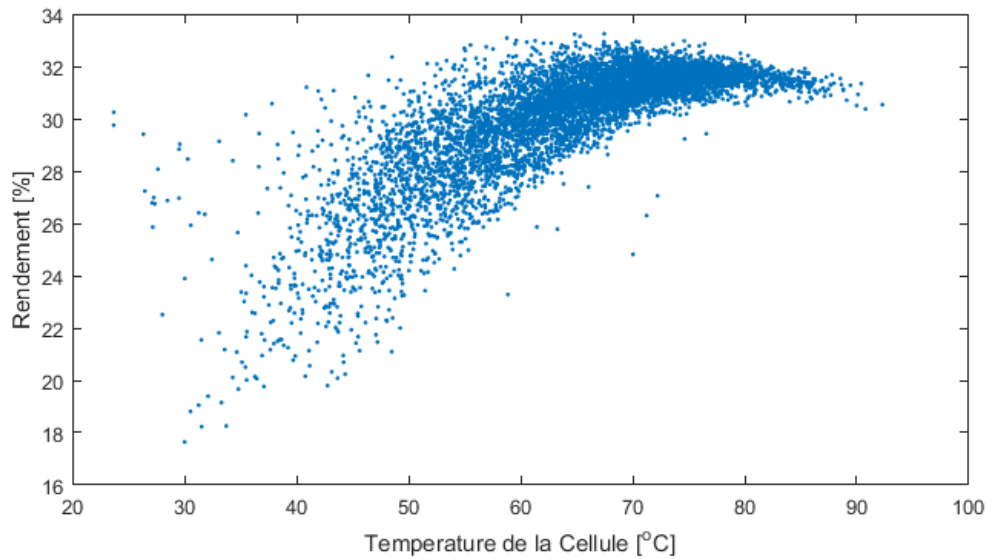


Figure 4.18 Variation du rendement en fonction de la température de la cellule.

Pour le courant I_{sc} , nous constatons une augmentation relative du courant de l'ordre de $11\text{mA}/^{\circ}\text{C}$. Pour le rendement nous observons une augmentation jusqu'à un certain niveau de température T_{cell} (au environ de 60°C dans le cas de l'ISE105) puis une légère diminution à partir de celle-ci. A la lumière de ces observation, il apparaît évident de considérer ces résultats des tendances de I_{sc} et du rendement du module.

4.4.3.2 Impact de la température de la lentille

L'impact de la température de la lentille va se sentir surtout sur le rendement optique et principalement la variation du facteur de concentration. En effet, le module ISE105 expérimenté utilise des lentilles de Fresnel de type silicone sur verre SoG (Silicon on Glass). Ces lentilles sont très sensibles à la température pour deux raisons; la variation de l'indice de réfraction avec la température et la déformation de la lentille provoquée par la différence du coefficient de dilatation thermique entre le verre et la silicone que composent la lentille. Cette différence de dilatation produit d'une part un déplacement de la tâche focale par rapport à la cellule et d'autre part produit une non-uniformité du flux réfracté sur la cellule [13].

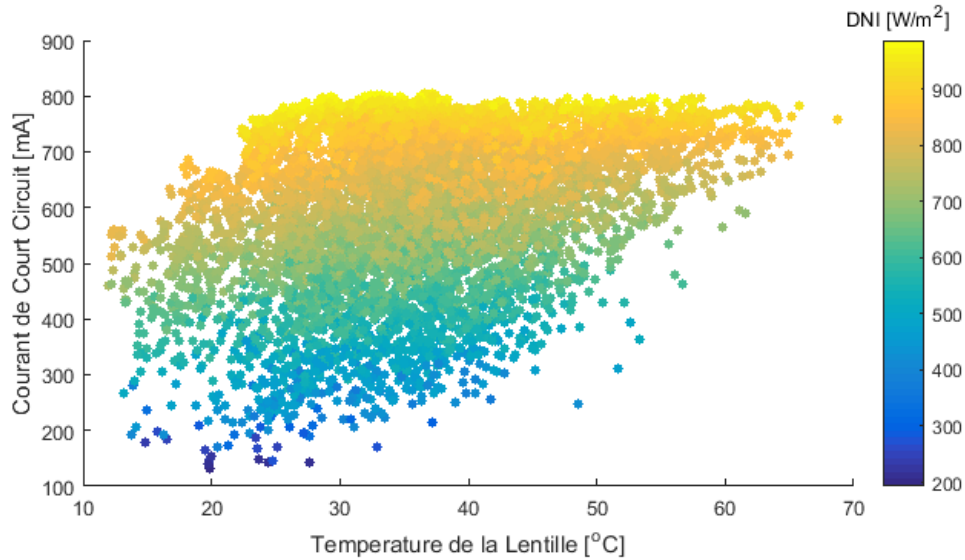


Figure 4.19 Variation du courant de court-circuit en fonction de la température de la lentille.

4.1 Conclusions

Dans ce chapitre nous avons décrit en détail le banc d'essais de l'institut solaire de Fraunhofer pour l'expérimentation de modules solaires photovoltaïques sous flux concentré (CPV) en conditions réelles de fonctionnement ainsi que les équipements de mesure utilisés. Nous avons aussi présenté les caractéristiques techniques du module ISE105 étudié et les conditions d'expérimentation effectuées selon la norme internationale IEC 62670 servant de protocole de test en extérieur.

Les caractéristiques électriques du module ISE105 impactant son comportement sont influencées par les paramètres météorologiques et les impacts des températures des lentilles et des cellules du module CPV.

Les résultats de cette étude nous ont permis de dresser des conclusions importantes concernant le comportement du module ISE105 en conditions de fonctionnement en extérieur. D'abord, la composante spectrale du DNI engendre des variations significatifs (de l'ordre de 20 % pour l'intervalle des valeurs des SMR considérées) du courant de court-circuit I_{sc} et par conséquent de la puissance de sortie et du rendement. Cette sensibilité s'explique par la variation du courant en fonction de la variation spectrale du rayonnement incident. Un « current matching » proche de 1 est obtenue pour le module ISE105. Pour l'effet du rayonnement circumsolaire, nous avons considéré une variation de l'ordre de 1%.

Aussi, la température de la cellule influence visiblement la génération du courant I_{sc} . Son impacte peut atteindre les 15% pour des températures ambiantes élevées causant un désalignement et un déplacement relatif de la tâche focale sur la cellule. Une optique secondaire est fortement conseillée pour des climats chauds.

Par ailleurs, la température de la lentille n'a pas montrée des variations significatives sur les paramètres électriques. Cela est probablement la conséquence d'un bon choix du dissipateur thermique en cuivre.

D'une manière générale, les résultats obtenus ont nécessité une année de mesure en extérieur avec toutes les contraintes de maintenance et d'étalonnage des appareils de mesure. C'est ainsi qu'après filtrage selon la norme IEC 62670, 7130 points de mesures de chaque paramètre ont servi à mettre en évidence l'impact des paramètres clés sur les performances du module ISE105 étudié. Toutefois, malgré cette pertinente démarche, il reste que l'impact de ces paramètres a été réalisé d'une manière individuelle. Rassembler plusieurs de ces paramètres et déduire leur influence sur les performances du module est un exercice très délicat. Le chapitre suivant est consacré à résoudre ce problème en utilisant un outil très puissant de l'intelligence artificiel en occurrence le RNA.

Référence

- [1] IEC 62670, “Photovoltaic concentrators (CPV) - Performance testing - Part 3: Performance measurements and power rating”, <https://webstore.iec.ch/>, 2017.
- [2] K. Araki and M. Yamaguchi, “Influences of spectrum change to 3-junction concentrator cells,” *Japan Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 75, pp. 707-714, 2003.
- [3] C. Gueymard, “Spectral circumsolar radiation contribution to CPV,” *AIP Conference Proceedings*, vol. 1277, pp. 316-319, 2010.
- [4] P. Blanc, B. Espinar, N. Geuder, C. Gueymard, R. Meyer, R. Pitz-Paal, B. Reinhardt, D. Renne, M. Sengupta, L. Wald, S. Wilbert, “Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue”, *Solar Energy*, Vol. 110 pp. 561–577, 2014
- [5] Gombert, A. , Heile, I., Gomez, M., Gerstmaier, T., Röttger, M., Wüllner, J., (2011), “Field Experience of Concentrix Solar's CPV Systems in Different Climatic Conditions”, *7th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Las Vegas, USA*, 4-6 April.
- [6] Wu, J. C. , Lin, K. H. , Lin, C. K., “Wind Load Analysis of a Solar Tracker for Concentrator Photovoltaics”, *6th International Conference of CPV Systems, Freiburg, Germany*, 7-9 April.2010.
- [7] Kemmoku Y., Egami T., Hiramatsu M., Miyazaki Y., Araki K., Ekins-Daukes N. J., Sakakibara T, “Modelling of Module Temperature of a Concentrator PV. System”. *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France*, 7-11 June 2004.
- [8] Araki K., Yamaguchi M, “Influences of Spectrum Change to 3-Junction Concentrator Cells”, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 75 707–714. 2003
- [9] Faine P., Kurtz S. R., Riordan C. and Olson J. M, “The Influence of Spectral Solar Irradiance Variations on the Performance of Selected Single-Junction and Multi- Junction Solar Cells”, *Solar Cells*, 31 259-278, 1991.
- [10] Emery K. and Del Cueto J, “Spectral Correction Based on Optical Air Mass”, *29th IEEE PV Specialists Conference, New Orleans, USA*, 20-24 May 2002.
- [11] Kasten F. and Young A. T, “Revised Optical Air Mass Tables and Approximation Formula”, *Applied Optics* 28(22) 4735– 4738. 1989.

- [12] M. Muller, C. Deline, B. Marion, S. Kurtz, and N. Bosco, "Determining Outdoor CPV Cell Temperature," in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1407, pp. 331-335, 2011.
- [13] Hornung T., Steiner M. and Nitz P, "Estimation of the Influence of Fresnel Lens Temperature on Energy Generation of a Concentrator Photovoltaic System", *7th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Las Vegas, USA*, 4-6 April. 2011.

CHAPITRE 5

Prédiction de la puissance maximale par les réseaux de neurones artificiels

CHAPITRE 5 : Prédiction de la puissance maximale du module CPV ISE105 par les réseaux de neurones artificiels

5.1 Introduction

Comme nous l'avons constaté dans le chapitre précédent, chaque paramètre a un impact plus ou moins fort sur les performances du module testé. Notre ambition dans ce chapitre est de combiner plusieurs paramètres environnementaux entre eux et voir comment se comporte le module en matière de production de puissance, indicateur clé des performances. Dans un premier temps, nous allons définir des sous-ensembles de paramètres ayant été utilisés dans la littérature spécialisée pour exprimer les performances de ce type de module que nous classifions sous forme de scénarios. Par la suite, nous utiliserons une méthode de prédiction adaptée qui utilise uniquement un modèle construit essentiellement sur la base de mesures du processus à modéliser. Le modèle utilisé est celui des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) qui repose sur une formulation reliant les entrées (données sources) et les sorties (prédictions). Nous présentons aussi les principaux indicateurs d'erreur permettant de comparer les scénarios étudiés.

5.2 Données mesurées et scénarios étudiés

Le capteur utilisé dans ce travail est un module CPV FLATCON® ISE105 fabriqué par Fraunhofer ISE [1, 2]. Le module se compose essentiellement de 52 cellules branchées en série et de 52 lentilles de Fresnel silicone sur verre (SOG) formant une surface d'ouverture de 832 cm². Aucune optique secondaire n'est utilisée dans ce module. Le type de cellule utilisé est une cellule triple jonction Ga_{0,50}In_{0,50}P/Ga_{0,99}In_{0,01}As/Ge. Le rendement du module a été évalué à 31,7% (CSOC) et 34,3% (CSTC) en utilisant la norme IEC 62670-3. Le module ISE105 est nettoyé au moins une fois par semaine pour minimiser l'effet de salissures. Les paramètres météorologiques et radiométriques sont pris tous les 5 minutes pendant une année soit 10310 données par paramètre mesuré. En raison du fonctionnement autonome du système de mesure, cet ensemble de données comprend également des erreurs de mesure, qui sont supprimées par filtrage. Des erreurs de mesure se produisent principalement en raison des conditions météorologiques instables et d'ombrage partiel involontaire du module par les opérateurs ou les oiseaux. Le nombre de jeux de données restant après le filtrage est de 7130 par paramètre mesuré.

Afin de prédire la puissance de sortie maximale (PMPP) du module ISE105 nous allons utiliser la méthode des réseaux de neurones artificiels (RNA). La couche d'entrée composée de variables indépendantes doit être spécifiée. Il s'agit ici de l'irradiance directe normale DNI (W/m^2), de la température ambiante T_{amb} ($^{\circ}\text{C}$), de la vitesse du vent W_s (m/s) et des rapports d'équilibre spectral (SMR (1,2), SMR (1,3), SMR (2,3)) mesurés sur le banc d'essais de la Fraunhofer ISE à Fribourg en plus des valeurs de la masse d'air (AM) calculée pour ce même site. Onze scénarios combinant ces paramètres sont étudiés. Un aperçu des combinaisons de paramètres d'entrée est donné dans Tableau 5.1. Les paramètres DNI, T_{amb} et W_s ont déjà été utilisés par de nombreux auteurs [3, 4] pour calculer la température de cellule T_{Cell} ou la puissance de sortie maximale P_{MPP} de module CPV. Les résultats rapportés par [3] et [4] ont atteint une précision raisonnable mais pourraient être encore améliorés si les valeurs des SMR étaient incluses. Les SMRs sont des indices qui représentent l'influence de la distribution du spectre solaire sur la production électrique de cellules multi-jonctions [5, 6, et 7]. Dans les modules CPV utilisant des cellules solaires triples jonctions, généralement trois SMRs sont utilisés correspondant aux paires de sous-cellules haut- milieu SMR(1,2), haut-bas SMR (1,3) et milieu-bas (2,3).

Tableau 5.1 : Paramètres d'entrées pour les différents scénarios

Scénarios	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
DNI	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
T_{amb}	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
W_s	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X
AM	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-
SMR _(1,2)	-	-	-	-	X	-	-	X	X	-	X
SMR _(1,3)	-	-	-	-	-	X	-	-	X	X	X
SMR _(2,3)	-	-	-	-	-	-	X	X	-	X	X

5.3 Les réseaux de neurones artificiels

Cette méthodologie tient une part importante dans les travaux développés durant cette thèse, aussi, nous avons décidé de présenter un peu plus en détail cette approche. Les Réseaux de Neurones Artificiels, construit à partir de structures cellulaires artificielles, constituent une approche permettant d'aborder sous des angles nouveaux les problèmes complexes de la recherche. Actuellement l'utilisation des réseaux de neurones est importante et la recherche continue à mobiliser les énergies. Les réseaux de neurones s'avèrent être des alternatives très

prometteuses pour contourner certaines difficultés ou limites rencontrées par les méthodes numériques classiques. Grâce à leur traitement parallèle de l'information et à leurs mécanismes inspirés des cellules nerveuses (neurones), ils infèrent des propriétés émergentes permettant de solutionner des problèmes complexes.

5.3.1 Historique

Nous présentons dans cette section un bref historique illustrant les différentes phases d'évolution de modèles de réseaux de neurones [8]

- 1890 : W. James, célèbre psychologue américain introduit le concept de mémoire associative, et propose ce qui deviendra une loi de fonctionnement pour l'apprentissage sur les réseaux de neurones connue plus tard sous le nom de loi de Hebb.
- 1943 : J. Mc Culloch et W. Pitts laissent leurs noms à une modélisation du neurone biologique. Ceux sont les premiers à montrer que des réseaux de neurones formels simples peuvent réaliser des fonctions logiques, arithmétiques et symboliques complexes.
- 1949 : D. Hebb, physiologiste américain explique le conditionnement chez l'animal par les propriétés des neurones eux-mêmes. Ainsi, un conditionnement de type pavlovien tel que, nourrir tous les jours à la même heure un chien, entraîne chez cet animal la sécrétion de salive à cette heure précise même en l'absence de nourriture. La loi de modification des propriétés des connexions entre neurones qu'il propose explique en partie ce type de résultats expérimentaux.
- 1957 : F. Rosenblatt développe le modèle du Perceptron. Il construit le premier neuroordinateur basé sur ce modèle et l'applique au domaine de la reconnaissance de formes.
- 1960 : B. Widrow, un automaticien, développe le modèle Adaline (Adaptative Linear Element). Dans sa structure, le modèle ressemble au Perceptron, cependant la loi d'apprentissage est différente. Celle-ci est à l'origine de l'algorithme de rétropropagation de gradient très utilisé aujourd'hui avec les Perceptrons multicouches.
- 1969 : M. Minsky et S. Papert publient un ouvrage qui met en exergue les limitations théoriques du perceptron. Limitations alors connues, notamment concernant l'impossibilité de traiter par ce modèle des problèmes non linéaires.
- 1967-1982 : Toutes les recherches ne sont, bien sûr, pas interrompues. Elles se poursuivent, mais déguisées, sous le couvert de divers domaines comme : le traitement adaptatif du signal, la reconnaissance de formes, la modélisation en neurobiologie, etc.

- 1982 : J. J. Hopfield est un physicien reconnu à qui l'on doit le renouveau d'intérêt pour les réseaux de neurones artificiels. Au travers d'un article court, clair et bien écrit, il présente une théorie du fonctionnement et des possibilités des réseaux de neurones.

- 1983 : La Machine de Boltzmann est le premier modèle connu apte à traiter de manière satisfaisante les limitations recensées dans le cas du perceptron. Mais l'utilisation pratique s'avère difficile, la convergence de l'algorithme étant extrêmement longue (les temps de calcul sont considérables).

- 1985 : La rétro-propagation de gradient apparaît. C'est un algorithme d'apprentissage adapté aux réseaux de neurones multicouches (aussi appelés Perceptrons multicouches). Dès cette découverte, nous avons la possibilité de réaliser une fonction non linéaire d'entrée/sortie sur un réseau en décomposant cette fonction en une suite d'étapes linéairement séparables.

De nos jours, les réseaux multicouches et la rétro-propagation de gradient reste le modèle le plus étudié et le plus productif au niveau des applications.

5.3.2 Modélisation

L'élément fonctionnel du RNA est le neurone. Ce dernier est une fonction algébrique de variables réelles appelées entrées et nommées x_j figure 5.1. Celles-ci sont multipliées par un poids w_{ij} pour donner le produit $x_j w_{ij}$ qui est ensuite pris comme argument d'une fonction de transfert (ou d'activation) g pour former la sortie $y_i = g(\sum_{j=1}^n x_j w_{ij} + b_i)$. Le poids qui n'est pas connecté aux entrées porte le nom de biais (constante d'ajustement indépendante des entrées ; b_i).

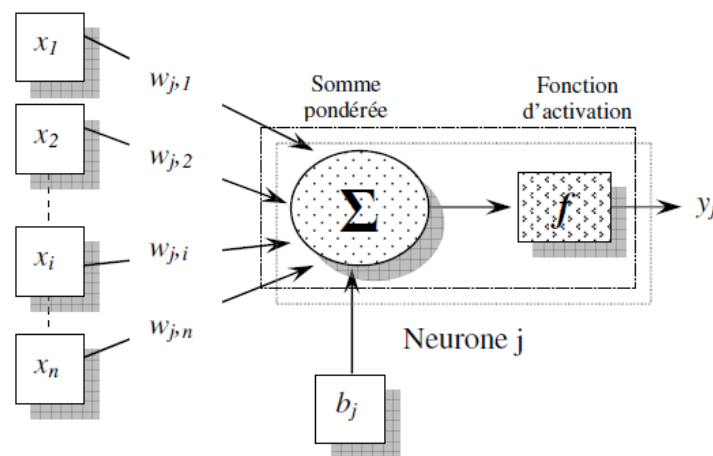


Figure 5.1 : Représentation d'un neurone. Les variables x_i désignent les entrées, la sortie est notée y_j , le biais b_j et les poids synaptiques sont désignés pour w_j ,

Les fonctions d'activation ont évolué au cours du temps. Dans les versions originelles, on utilisait une fonction d'activation de type « seuil », c'est-à-dire une fonction qui prenait uniquement deux valeurs, 0 ou 1, selon que la force des signaux arrivant au neurone dépassait un certain seuil dont la valeur est l'opposé de celle du biais. Malheureusement, ces fonctions ne sont pas dérivables, ce qui génère des difficultés lors de la détermination des poids et des biais lors de la phase d'apprentissage. Afin de pallier à ce problème de non-dérivabilité, plusieurs fonctions, dites sigmoïdes, dont la forme s'approche de la fonction échelon, peuvent être utilisées. Les fonctions classiquement utilisées sont résumées dans la figure 5.2.

Les fonctions de transfert

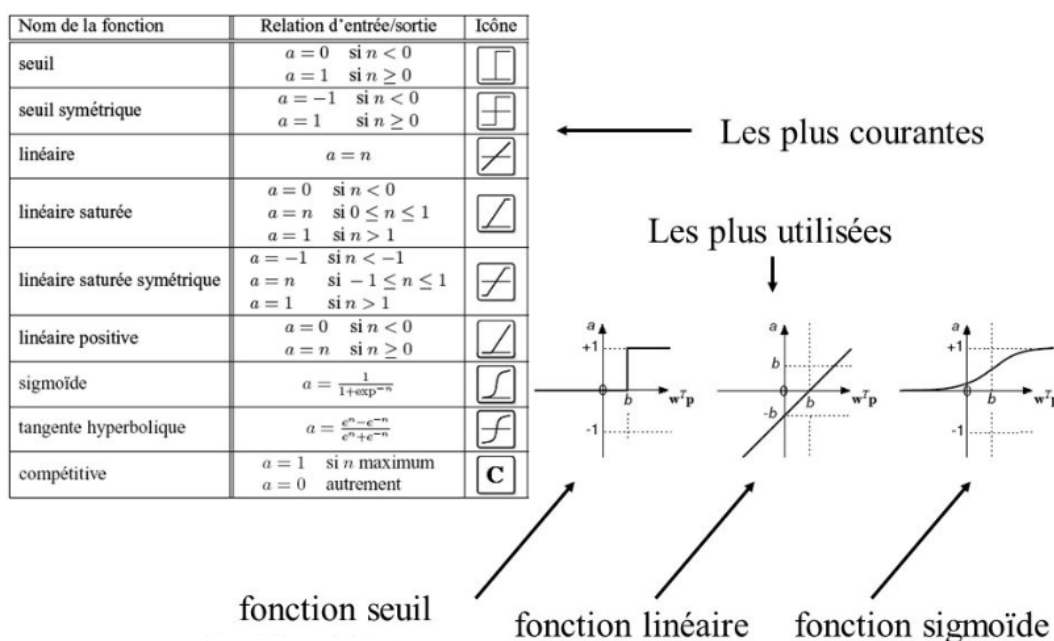


Figure 5.2 : Fonctions de transfert ou d'activation utilisées en RNA.

Un neurone artificiel n'a que peu d'intérêt et est rarement utilisé. Cependant, une fois interconnectés avec d'autres neurones, ils forment alors un réseau capable de résoudre des problèmes très complexes. C'est souvent une solution idéale lorsque l'on dispose de beaucoup de données et que l'on ne connaît pas les règles qui régissent les phénomènes que l'on veut modéliser. Le réseau le plus utilisé dans la littérature des CPV est sans conteste le perceptron multicouche. Il s'agit d'un réseau non bouclé formé de neurones interconnectés. Dans notre cas, les réseaux utilisés ont une seule sortie : la configuration obtenue est certainement la plus classique. Dans cette architecture, les neurones sont organisés en couches comme le montre la figure 5.3.

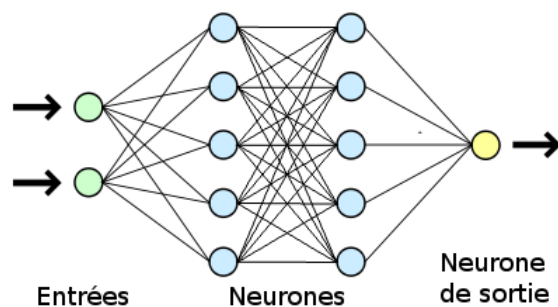


Figure 5.3 : Architecture du réseau de neurones

La couche intermédiaire située entre les entrées et les sorties est appelée couche cachée « hidden layer ». Une fois l'architecture du réseau de neurones choisie, il est nécessaire de déterminer les valeurs des poids et des biais des couches cachées et de sortie. Cette étape se nomme l'apprentissage : elle permet au réseau d'être apte à simuler correctement et de s'approcher autant que possible de l'objectif fixé.

En règle générale, les réseaux de neurones sont couplés à un algorithme « d'entraînement » ou d'apprentissage qui consiste à modifier les poids en fonction d'un jeu de données présentées en entrée et en sortie du réseau. Le but de cet entraînement est de permettre au réseau de neurones « d'apprendre » à partir des exemples. Si l'entraînement est correctement réalisé, le réseau est capable de fournir des réponses en sortie très proches des valeurs d'origines du jeu de données d'entraînement. Nous utilisons dans notre étude l'algorithme de rétro-propagation de type Levenberg-Marquardt. Ce choix est en accord avec les résultats bibliographiques [9], car il s'avère que c'est le type d'algorithme le plus utilisé pour la prédiction de la puissance de module CPV.

5.4 Estimation des erreurs de prédiction

Avant d'entreprendre la comparaison entre les scénarios retenus dans cette étude, nous présentons les principaux paramètres d'erreur utilisés permettant leur classification. Outre les indicateurs statistiques classiques, nous présentons aussi des outils spécifiques au domaine des CPV.

5.4.1 Le coefficient de détermination R^2

C'est un indicateur qui permet de juger de la qualité de la régression qu'elle soit linéaire ou multiple. Il mesure l'adéquation en les données prédites et mesurées et prend une valeur comprise entre 0 et 1. Une valeur égale à 1 du coefficient de détermination exprime une parfaite

concordance entre les deux valeurs mentionnées ci-dessus. Le coefficient R^2 pour la puissance se sortie s'exprime par la relation suivante :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (P_i^{Mesurer} - P_i^{Predit})^2}{\sum_{i=1}^N (P_i^{Mesurer} - \text{mean}P^{Mesurer})^2} \quad (5.1)$$

5.4.2 La racine de l'erreur quadratique moyenne normalisée (Normalized Root Mean Square Error : NRMSE)

Pour calculer la racine de l'erreur quadratique moyenne *RMSE* (root mean square error), les erreurs individuelles sont tout d'abord élevées au carré, puis additionnées les unes aux autres. On divise ensuite le résultat obtenu par le nombre total d'erreurs individuelles, puis on en prend la racine carrée. Elle mesure l'écart moyen entre les valeurs prédites par le modèle prédictif et les valeurs réelles. Elle estime dans quelle mesure le modèle prédictif est capable de prévoir la valeur recherchée (précision). Plus la valeur de la racine de l'erreur quadratique moyenne est faible, plus votre modèle prédictif est bon. Un modèle prédictif parfait (un modèle prédictif hypothétique qui prédirait toujours la valeur attendue exacte) aurait une racine de l'erreur quadratique moyenne d'une valeur de 0. Il est aussi possible de normaliser cette erreur par la valeur moyenne de la puissance de sortie, ce qui lui donne un critère robuste pour la comparaison entre différents modèles [10]. On parle ainsi d'erreur quadratique moyenne normalisée NRMSE définit par :

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{1}{N} (P_i^{Mesurer} - P_i^{Predit})^2}}{(\max P^{Mesurer} - \min P^{Mesurer})} \quad (5.2)$$

5.4.3 Le biais moyen (Mean Bias Error : MBE)

Le biais moyen MBE est défini comme étant l'écart algébrique moyen entre la simulation et la mesure, sa formule est :

$$MBE = \sum_{i=1}^N \frac{(P_i^{Mesurer} - P_i^{Predit})}{P_i^{Mesurer}} \quad (5.3)$$

Une valeur positive de *MBE* signifie que sur le long terme, le cumul des données de prédiction sous-estime le cumul des mesures réelles alors qu'une valeur négative signifiera l'inverse. L'utilisation de ce genre d'outil n'est pas triviale. En effet, il faut savoir qu'une valeur nulle de

MBE, ne signifie pas forcément que la prédiction est parfaite. Il est souvent utilisé avec d'autres indicateurs pour juger de la qualité de la prédiction.

5.5 Prédiction de la puissance maximale du module CPV ISE105

Les RNA sont utilisés de manière intensive dans la prévision de la production d'énergie photovoltaïque depuis de nombreuses années avec succès [5]. Ils sont plus appropriés que d'autres méthodes lorsqu'il s'agit de données très fluctuantes telles que les données météorologiques. L'exactitude de la méthode RNA provient de l'obtention des informations de l'ensemble de données mesurées. Comme déjà mentionné, les modules CPV sont affectés à différents niveaux par l'irradiation directe normale *DNI*, la température ambiante *Tamb*, la vitesse du vent *Ws*, la masse d'air *AM* et les *SMRs*. Par conséquent, il existe une fonction *F* qui relie ces paramètres à la puissance maximale en sortie du module CPV donnée par l'équation :

$$P_{max} = F(DNI, Tamb, Ws, AM, SMRs) \quad (5.4)$$

Cette fonction *F* est complexe et non linéaire et peut difficilement s'exprimer sous forme analytique. Un moyen puissant pour résoudre pour la fonction *F* est l'utilisation d'une méthode RNA bien structurée. Nous utilisons dans cette étude une architecture à action direct « feed - forward » avec les algorithmes de retro propagation et de Levenberg-Marquardt. Cette méthode est la plus utilisée dans la littérature solaire et particulièrement adaptée à la prédiction du rayonnement et des performances dans le domaine du photovoltaïque [11,12]. L'organigramme de la figure 5.4 résume l'architecture proposée.

Ainsi les coefficients de pondération $w_{i,j}$ et les biais b_j sont ajustés pour atteindre un objectif souhaité pendant la phase d'entraînement. Cette dernière est divisée en trois sous phases indépendantes : soixante-dix pour cent (70%) des données sont réservées à la sous phase « apprentissage » où l'ajustement des poids et des biais est effectué, quinze pour cent (15%) sont pour la sous phase « validation » et les quinze pour cent (15%) restants sont utilisés pour la sous phase « test ». Le RNA prend les entrées de la sous phase « apprentissage » $X_{apprentissage}$ des valeurs aléatoires de poids *W* et de biais *B*, puis exécute l'algorithme pour calculer les valeurs de sortie correspondantes $Y_{predict,\theta}$. Ces valeurs sont comparées aux valeurs des résultats $Y_{Mesurer}$ à travers l'équation erreur de minimisation de coût. En fonction de la valeur obtenue, les poids et les biais sont ajustés, puis le processus est répété jusqu'à ce que cette erreur soit minimale.

$$E_{\theta} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M (Y_{predict,\theta}(i) - Y_{Mesurer}(i))^2 \quad (5.5)$$

θ correspond au nombre d'itération et M représente le nombre des données dans la sous phase « apprentissage ». L'étape suivante est la validation interne qui correspond au premier test réalisé par le RNA, effectué automatiquement par l'algorithme de l'outil RNA de Matlab. Ce n'est que lorsque cette validation interne est terminée que le processus s'arrête. La sous phase « test » n'intervient pas dans le processus du RNA, elle sert seulement à confirmer les résultats obtenus. Une fois le réseau formé et validé, il est prêt à être utilisé. Dans ce travail, la fonction d'activation sigmoïde est utilisée pour les couches cachées et la fonction d'activation linéaire est utilisée pour la couche de sortie. Onze scénarios (voir tableau 5.1) ont été considérés où le nombre de variables d'entrée est modifié en fonction à chaque scénario. Le nombre de nœuds dans la couche cachée est obtenu empiriquement par plusieurs essais jusqu'à ce que le meilleur ajustement soit trouvé. La couche de sortie est la puissance maximale P_{MPP} .

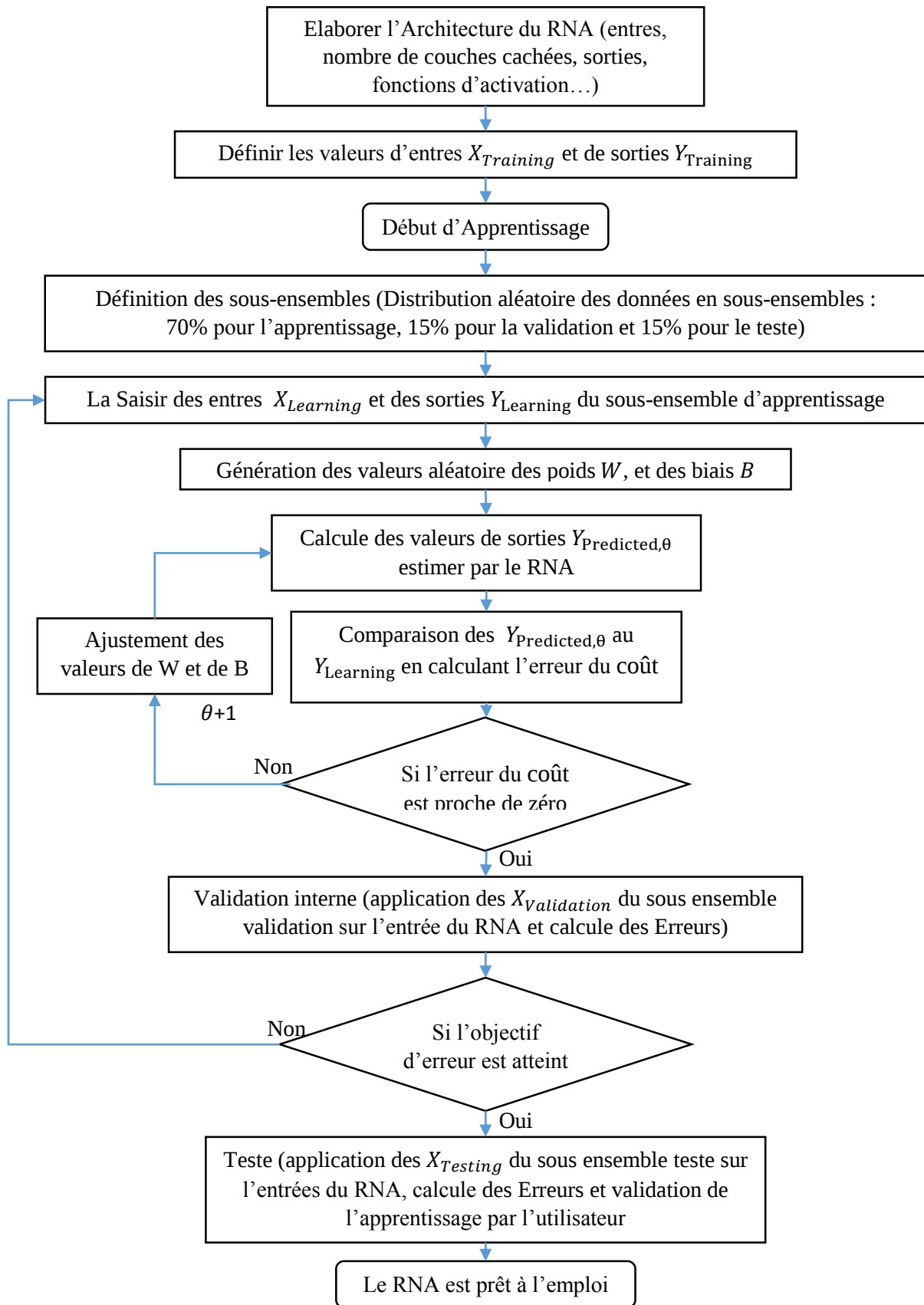


Figure 5.4 Algorithme d'apprentissage proposé [13]

Le modèle RNA utilisé est basé sur les méthodes d'apprentissage de la rétro propagation et de Levenberg-Marquardt, il a été développé sous Matlab 2016b ANN-Toolbox, figure 5.5. L'ensemble des données filtrées relevés sur une période d'une année du module FLATCON® ISE (7130 échantillons de données) est divisé en deux ensembles de données. Le premier ensemble appelé «Entraînement» est utilisé pour configurer et former le réseau et le deuxième ensemble appelé « prévision» est utilisé pour prouver et valider la capacité de ce réseau à prédire la puissance de sortie et le rendement énergétique du module CPV ISE105. L'ensemble des données de la sous phase « apprentissage » (saisies et paramètres de données de sortie) est utilisé pour générer des poids et des biais pour le réseau. Comme nous le verrons plus loin, il a été constaté que 2000 échantillons de données sont suffisants pour la phase d'entraînement du réseau et permet d'atteindre une bonne précision des prévisions du RNA. Le reste des données (5130 échantillons de données restants) est utilisé comme paramètres d'entrée (DNI, W_s , T_{amb} , SMRs) pour le RNA et la puissance mesurée $P^{Mesurer}$ est utilisée pour la comparaison avec la puissance prédite P^{Predit} par le RNA. L'accord entre la puissance de sortie mesurée et la puissance de sortie calculée par le réseau est évalué par le calcul d'erreurs décrit dans la section 5.4.

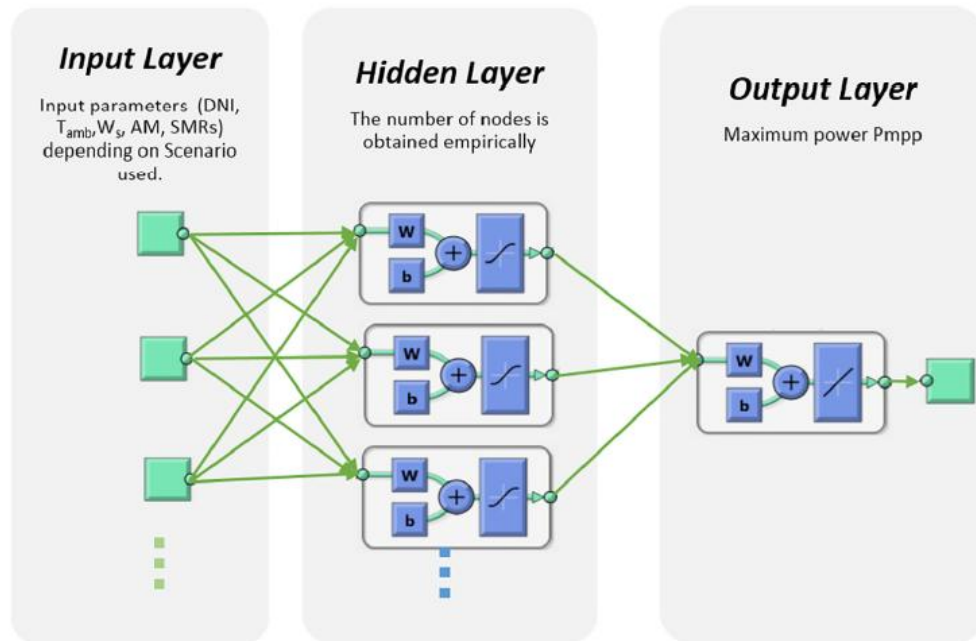


Figure 5.5 : Structure du réseau de neurones dans Matlab 2016b « ANN-Toolbox » [13].

5.6 Résultats et discussions

De multiples tests empiriques ont contribué à définir la meilleure structure RNA et le nombre optimal de jeux de données pour la phase d'entraînement. Ce nombre optimal est un compromis entre la précision des prédictions et la quantité minimale requise de données. En règle générale, plus de données sont utilisés, plus la précision de prédiction est élevée. Cependant, moins de données, signifie moins de mesures requises et donc un coût moindre. Afin de trouver ce compromis, nous faisons varier le nombre de données dans la phase d'entraînement et nous calculons à chaque fois le NRMSE, le R^2 et le MBE. La figure 5.6 montre le résultat de cette investigation sur la taille de la phase d'entraînement et son influence sur la précision des prévisions. Le NRMSE a été utilisé pour l'évaluation de la qualité des prévisions lors de l'utilisation de différents jeux de données et pour différentes combinaisons de paramètres atmosphériques. Par exemple, un jeu de 2000 données dans la phase d'entraînement signifie que 2000 échantillons sont utilisés pour la mise en place de l'RNA. Comme mentionné ci-dessus, 70% des 2000 jeux de données seront utilisés pour l'apprentissage de l'RNA, 15% pour les tests et 15% pour la validation. Les 5130 jeux de données restants sont ensuite utilisés pour prévoir la puissance de sortie du module ISE105 en utilisant le modèle de réseau de neurones retenu.

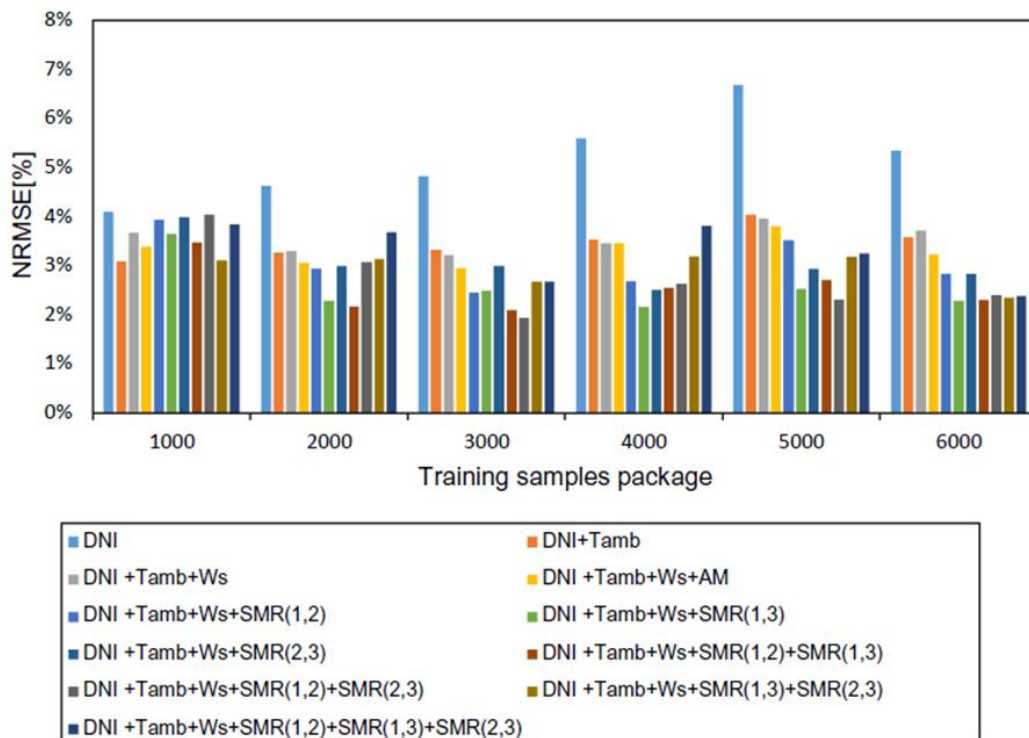


Figure 5.6 : Valeurs du NRMSE pour les 11 scénarios étudiés en fonction de la taille du jeu de données dans la phase apprentissage [13].

Sur la figure 5.6, une variation de la taille du jeu de données dans la phase entraînement et de son influence sur la prévision de la puissance de sortie à travers le calcul du NRMSE est représentée. D'après la même figure, on peut constater qu'une diminution ou une augmentation du nombre de donnée par rapport à un échantillon 2000 jeu de données n'améliore par l'erreur NRMSE. Les valeurs NRMSE les plus faibles sont obtenues lors de l'utilisation d'une combinaison des paramètres météorologiques et des valeurs SMR. Par conséquent, une phase d'entraînement avec un échantillon de 2000 jeux de données a été choisie pour des investigations plus approfondies. Le reste des données, soit 5130 jeux de données, servira à évaluer la puissance de sortie et le rendement énergétique du module ISE105. La figure 5.7 montre pour chaque paramètre d'entrée la fréquence de distribution dans les phases d'entraînement et de prévision de l'architecture RNA adoptée.

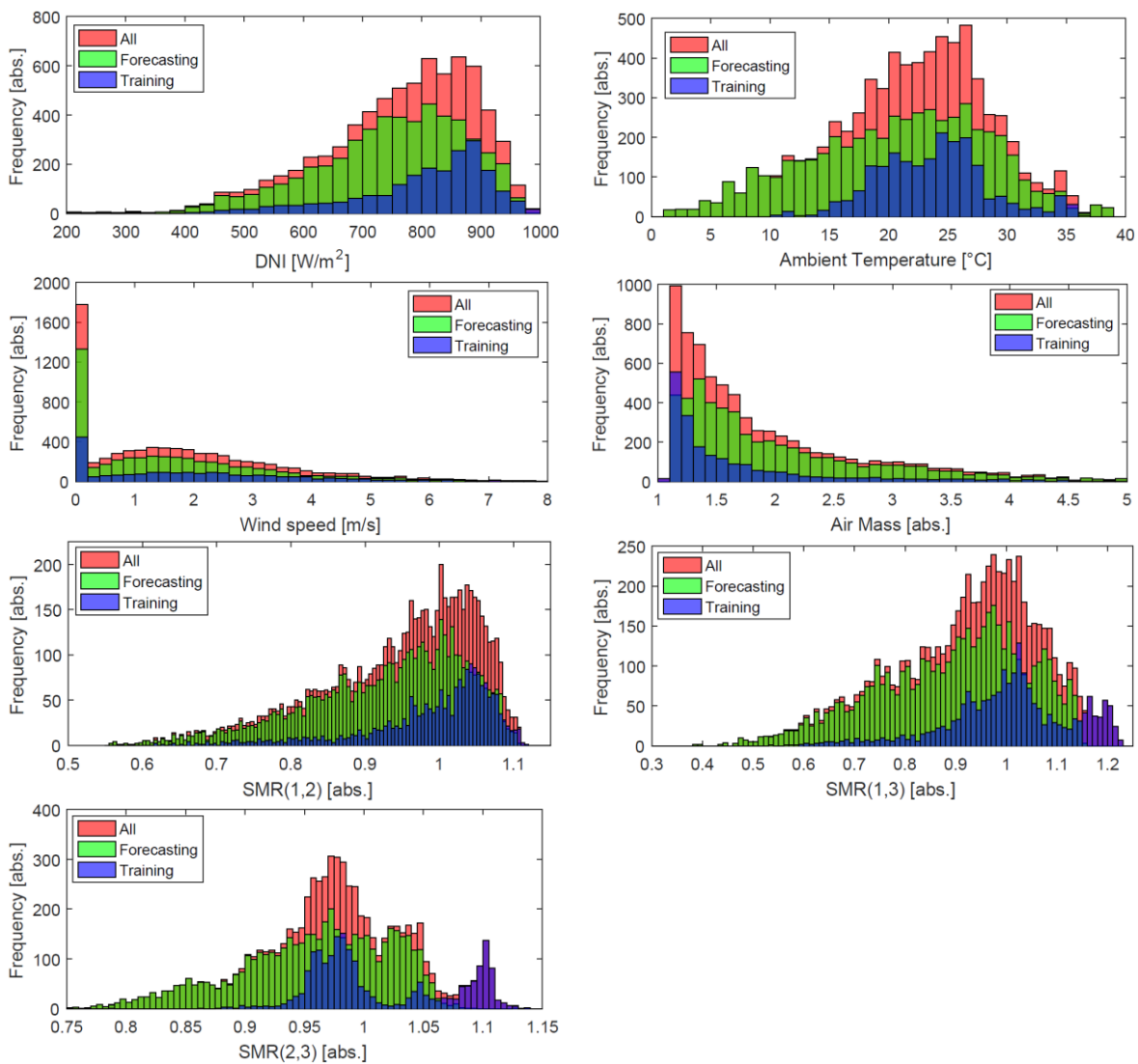


Figure 5.7 : Fréquence de distribution pour les phases apprentissage et prédiction en fonction des différents paramètres utilisés en entrée pour la modélisation RNA [13].

Dans ce qui suit, les résultats des onze scénarios étudiés en combinant les divers paramètres d'entrée sont présentés. Les résultats de la puissance maximale de sortie sont calculés avec le modèle RNA proposé et comparés aux valeurs mesurées. La figure 5.8 montre la relation entre les données prédites et mesurées de la puissance de sortie maximale du module ISE105 pour quelques scénarios cité dans le tableau 5.1. On peut voir que le modèle RNA utilisé ici prédit avec précision la puissance de sortie maximale pour tous les scénarios considérés. Bien sûr, cela n'est pas surprenant car le DNI est le paramètre ayant le plus fort impact sur la puissance de sortie du module ISE105 par rapport aux autres paramètres. Cependant, comme cela a déjà été indiqué sur la figure 5.6, les scénarios utilisant des valeurs SMR en plus des paramètres de conditions ambiantes en entrée montrent le NRMSE le plus bas. Le scénario 8 (DNI, T_{amb} , W_s , SMR (1,2), SMR (2,3)) montre le NRMSE le plus petit avec une valeur de 2,17% avec un écart de rendement énergétique de 0,53%. Le scénario 3 (DNI, T_{amb} , W_s) montre la plus faible déviation du rendement énergétique de 0,15% mais un NRMSE de 3,30%. Contrairement au scénario 8, les paramètres d'entrée utilisés dans le scénario 3 ne contiennent aucune information sur la variation de l'irradiance spectrale. Malgré cela, l'accord entre le scénario 3 et les données mesurée reste acceptable.

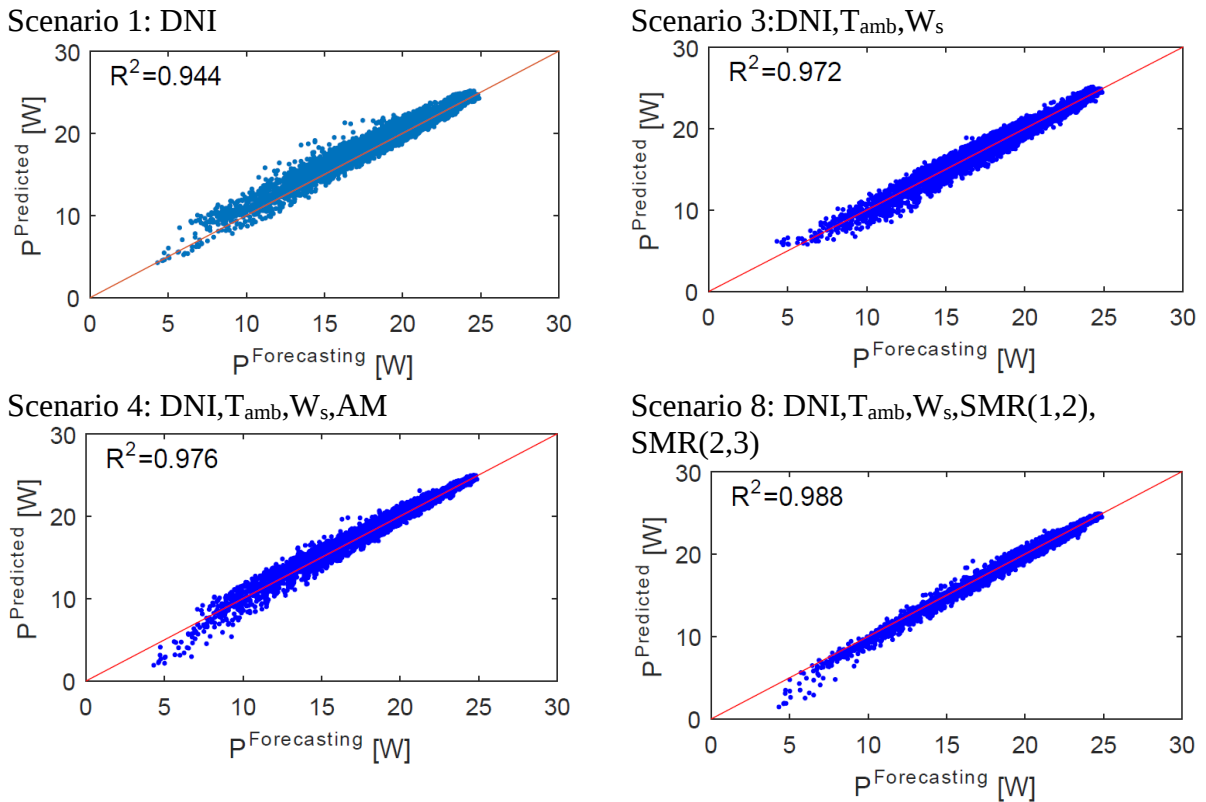


Figure 5.8 : Puissance de sortie maximale prédite en fonction de la puissance de sortie mesurée pour chaque scénario [13].

Le tableau 5.2 résume les résultats de cette étude. Nous pouvons voir dans ce tableau que les valeurs de R^2 et MBE sont presque variant faiblement pour tous les scénarios. Ainsi, l'analyse de comparaison principale sera effectuée à l'aide du NRMSE et, dans une moindre mesure, du rendement énergétique. Nous constatons que le scénario 8 donne les meilleurs résultats pour la valeur de la puissance prédite, suivi du scénario 6. Le scénario 3 donne la plus faible déviation pour le rendement énergétique. Toutefois, à l'exclusion du scénario 1, tous les écarts dans le rendement énergétique sont inférieurs à 1,5%.

Tableau 5.2 : Calcul des erreurs entre la puissance prédite et la puissance mesurée pour les scénarios étudiés.

Scenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
NRMSE	0.046	0.033	0.033	0.031	0.030	0.023	0.030	0.022	0.031	0.031	0.037
Δ predicted Energy Yield	-0.022	-0.008	-0.002	-0.006	-0.012	0.004	0.014	0.005	0.014	0.012	0.012
R^2	0.944	0.972	0.972	0.976	0.977	0.986	0.977	0.988	0.976	0.975	0.965
MBE	-0.028	-0.08	-0.002	-0.006	-0.011	0.005	0.018	0.009	0.018	0.014	0.015

La figure 5.9 montre une comparaison entre la puissance maximale mesurée et calculée pour quatre jours caractéristiques du lever au coucher du soleil. La figure 5.9a correspond à un jour avec des températures élevées en été, la figure 5.9c montre un jour avec des températures basses en hiver et les figures 5.9b et 5.9d représentent des jours avec des températures intermédiaires (automne et printemps respectivement). On peut voir que le modèle proposé dans cette étude estime avec précision la puissance de sortie du module ISE105 sous différentes valeurs de paramètres atmosphériques.

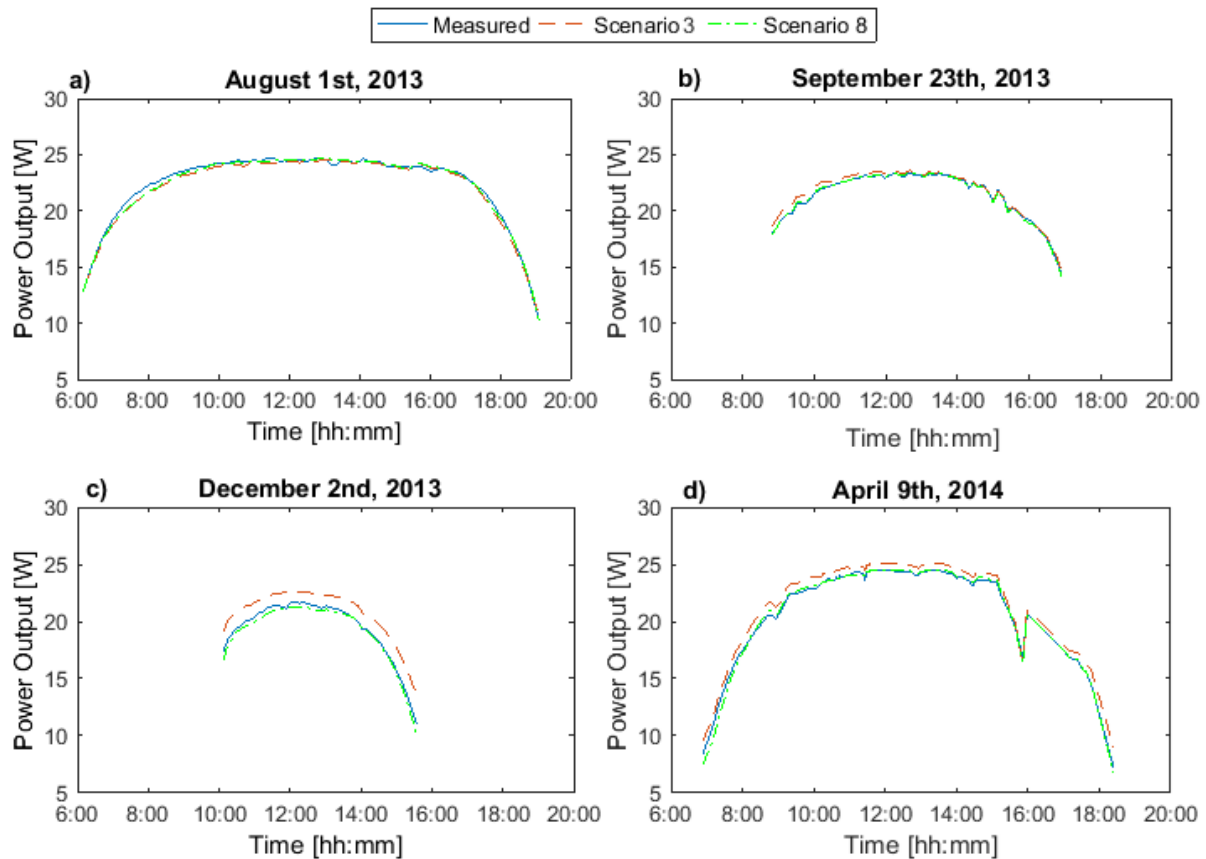


Figure 5.9 : Variation de la puissance maximale pour quatre journées types dans l'année [13].

Les erreurs pour tous ces jours caractéristiques sont rapportées dans le tableau 5.3. Nous pouvons conclure que les valeurs de ces erreurs sont conservatrices, ce qui signifie qu'elles ne diffèrent pas beaucoup des valeurs globales données dans le tableau 5.3 pour les deux scénarios rapportés (scénarios 3 et 8).

Tableau 5.3 : calcul des erreurs correspondant aux journées types les scénarios 8 et 3.

		ARMSE	NRMSE	MAE	MRE	R ²	Δ predicted Energy Yield
01/08/2013	scenario 8	0.2622	0.0180	0.1974	0.0040	0.9937	0.0039
	scenario 3	0.3609	0.0247	0.3087	0.0110	0.9880	0.0110
23/09/2013	scenario 8	0.1092	0.0120	0.0874	0.0014	0.9974	0.0010
	scenario 3	0.3416	0.0374	0.2677	-0.0126	0.9750	-0.0123
02/12/2013	scenario 8	0.3813	0.0359	0.3331	0.0180	0.9762	0.0169
	scenario 3	1.4351	0.1350	1.3797	-0.0758	0.6623	-0.0710
09/04/2014	scenario 8	0.3283	0.0190	0.2107	0.0055	0.9932	0.0017
	scenario 3	0.7503	0.0433	0.7235	-0.0367	0.9646	-0.0329

Il pourrait également être intéressant de comparer le modèle utilisé dans ce travail avec d'autres modèles. Dans la référence [14], les auteurs ont rapporté trois modèles analytiques utilisés pour évaluer la puissance maximale de modules CPV. Ces modèles utilisent des méthodes de

régression classiques et ne tiennent pas compte de l'effet spectral du rayonnement. Ils sont construits essentiellement sur la base de mesures effectuées en externes. Nous utilisons, à titre de comparaison, le Standard ASTM E2527 qui prédit la puissance maximale d'un module CPV en utilisant l'équation suivante :

$$P_{ASTM} = DNI (A_1 + A_2 DNI + A_3 T_{amb} + A_4 W_s) \quad (5.6)$$

Où les coefficients A_1 , A_2 , A_3 et A_4 sont estimés au moyen de analyse de régression à partir des données mesurées en extérieur sur le FLATCON® Module CPV fabriqué par Fraunhofer ISE.

Le tableau 5.4 montre les résultats du modèle ASTM par rapport au scénario 3 qui utilise les mêmes paramètres d'entrée. De l'analyse des résultats, on peut clairement conclure que le modèle basé sur le RNA donne de meilleurs résultats.

Tableau 5.4 : Comparaison entre le scénario 3 et le modèle ASTM pour le module FLATCON® CPV basé sur des indicateurs statistiques.

	Scenario 3	ASTM
NRMSE	0.033	0.046
Δ predicted Energy Yield	-0.002	-0.008
R^2	0.972	0.715
MBE	-0.002	0.78

5.7 Conclusions

Une connaissance précise de la puissance maximale est essentielle pour évaluer les performances d'un module CPV. De nombreux auteurs proposent des corrélations empiriques sous forme implicite ou explicite pour prévoir la puissance de sortie maximale de ces modules sous diverses conditions. Tous ces modèles nécessitent une connaissance approfondie de la technologie du module CPV. En revanche, la méthode des réseaux de neurones artificiels repose sur la perception et l'apprentissage pour estimer correctement la puissance de sortie sans faire appel à la technologie du module CPV. Par conséquent, la technologie du module n'est pas nécessaire tant que des données suffisantes sont disponibles pour le processus d'apprentissage. Le modèle RNA proposé est basé sur la rétro-propagation à action directe pour évaluer la puissance électrique maximale délivrée par le module CPV FLATCON® ISE 105. Onze scénarios représentant différents paramètres d'entrées ont été mises en œuvre; les entrées sont

constituées des paramètres métrologiques DNI, T_{amb} , W_s , AM et l'influence du spectre solaire (SMR).

Les valeurs de sortie du modèle RNA sont comparées aux valeurs mesurées à travers des analyses statistiques d'erreurs. On peut conclure que le meilleur ajustement avec les données de mesure a été obtenu lors de l'utilisation des paramètres d'entrée suivantes : DNI, T_{amb} , W_s , $SMR_{(1,2)}$ et $SMR_{(2,3)}$. Le NRMSE calculé est égal à 2,2%. L'écart correspondant entre production d'énergie prévue et mesurée du module est de 0,5%. Le coefficient de détermination R^2 est égal à 0,988 ce qui signifie un bon ajustement entre les valeurs mesurées et de prédiction et la valeur MBE se révèle être égale à 0,009, ce qui indique que il n'y a pas d'écart sensible entre les valeurs mesurées et celles prévues.

Une comparaison entre la méthode RNA proposé et la méthode du Standard ASTM, en utilisant les données mesurées en extérieur du module FLATCON® CPV fabriqué par Fraunhofer ISE, a prouvé la supériorité du RNA pour la résolution de ce type de problèmes. Au vu de ces résultats, on peut conclure que l'approche RNA est une méthode précise pour prédire la puissance de sortie maximale délivrée par les modules CPV sous différents conditions ambiantes lors de l'utilisation du DNI, de la T_{amb} , de la W_s et de la distribution spectrale représentés par des valeurs SMR en entrée. De plus, il a été observé que moins de trois mois de mesures sont suffisant pour former le RNA.

Référence

- [1] M. Steiner, A. Bosch, A. Dilger, F. Dimroth, T. D€orsam, M. Muller, T. Hornung, G. Siefert, M. Wiesenfarth, A.W. Bett, FLATCON® CPV module with 36.7% efficiency equipped with four-junction solar cells, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23 (10) 1323-1329, 2015.
- [2] G. Siefert, M. Steiner, A.W. Bett, Characterising CPV Modules, *Compound Semiconductor*, 2014.
- [3] S.-M. Alberto, F. Almonacid, E. Fernandez, P. Rodrigo, Performance analysis of models for calculating the maximum power of high concentrator photovoltaic modules, *IEEE J. Photovolt.* 5 (3) 947-955. 2015.
- [4] A. Fernandez, F. Almonacid, A new procedure for estimating the cell temperature of a high concentrator photovoltaic grid connected system based on atmospheric parameters, *Energy Convers. Manag.* 103 1031-1039. 2015.
- [5] B. García-Domingo, J. Aguilera, J. de la casa, M. Fuentes, Modelling the influence of atmospheric conditions on the outdoor real performance of a CPV (Concentrated photovoltaic) module, *Energy*. 2014.
- [6] C. Domínguez, I. Antón, G. Sala, S. Askins, Current-Matching estimation for multijunction cells within a CPV module by mean of component cells, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 21 (7) 1478-1488. 2013.
- [7] E. Fernandez, F. Almonacid, A.J. Garcia-Loureiro, Multi-Junction Solar Cells Electrical Characterization by Neural Networks under Different Irradiance, Spectrum and Cell Temperature, *Energy*, pp. 1-11, 2015
- [8] Touzet C., “Les réseaux de neurons artificiels: cours, exercices et travaux pratiques”, *EC2*, Juillet 1992.
- [9] S.A. Kalogirou, Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 5 (4) 373e401, 2001.
- [10] M. Steiner, G. Siefert, T. Hornung, G. Peharz, A.W. Bett, YieldOpt, a model to predict the power output and energy yield for concentrating photovoltaic modules, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23 (3) 385-397, 2015.

- [11] K. Levenberg, A method for the solution of certain nonlinear problems in least squares, *Appl. Math.* 2 (2) 164-168, 1944.
- [12] D. Marquardt, An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters, *Appl. Math.* 11 (2) 431-441, 1963
- [13] M. I. Said, M. Steiner, G. Siefer, A. Hadj Arab, “Maximum Power Output Prediction of HCPV FLATCON® Module Using an ANN Approach”, *Renewable Energy*, Vol. 152 pp. 1274-1283, 2020.
- [14] A. Soria-Moya, Performance analysis of models for calculating the maximum power of high concentrator photovoltaic modules, *IEEE J. Photovolt*, 2015.

Conclusions Générales

Conclusions générales

Les objectifs principaux de cette thèse étaient de :

- Situer la filière du photovoltaïque concentré dans le contexte énergétique renouvelable actuel pour un développement durable ;
- Effectuer une revue détaillée de l'état des modèles et méthodes utilisés dans la littérature scientifique spécialisée pour le dimensionnement et la caractérisation de module CPV ;
- Mettre au point une démarche de conception des systèmes CPV en s'appuyant sur la conception des systèmes et sous-systèmes composant le module ;
- Expérimentation du module CPV ISE105 en conditions réelles de fonctionnement en vue d'évaluer ses performances.
- Proposition d'une méthode de prédiction de la puissance maximale du module CPV ISE105 par les réseaux de neurones artificiels.

Les avancées techniques dans le domaine des cellules multi-jonctions, les records de rendement enregistrés récemment (>47 %) et les politiques fortes en faveur des énergies renouvelables ont créé un intérêt nouveau pour ces technologies à concentration. En dépit des rendements records, les défis et contraintes de la technologie CPV restent nombreux tant au niveau de la recherche qu'au niveau industriel. L'utilisation d'optiques de concentration permet de réduire la taille des cellules, ce qui représente indéniablement un avantage en matière de coût et de disponibilité des matériaux. Aussi un déploiement à grande échelle se répercuterait immédiatement en une baisse des coûts des systèmes. L'autre avantage de la technologie CPV est sa parfaite adaptation aux régions à fort ensoleillement direct dont l'Algérie bénéficie d'un potentiel exceptionnel.

Dans le chapitre 2, une étude bibliographique a permis d'identifier l'état de l'art des modèles et méthodes pour l'évaluation des performances optiques et électrique des modules CPV. Partant du rayonnement direct incident provenant du disque solaire, une analyse de son effet spectral est proposée à travers l'étude et/ou la mesure, par des cellules isotypes, des SMR relatif à chaque couple de jonctions. Ensuite, l'analyse des performances électriques publiées dans plusieurs revues internationales est reportée et discutée. Les méthodes d'évaluation des courbes *IV*, de l'impact des températures de cellule et de lentille ainsi que le facteur d'acceptance sont largement reportées. En effet, plusieurs universités et centres de recherches dans le monde travaillent activement et intensivement dans ce domaine pour la caractérisation de module CPV en laboratoire et en extérieur.

Parallèlement, nous avons discuté des standards internationaux pour la caractérisation des systèmes CPV. Ces standards encadrent le développement de la filière CPV dans le dimensionnement et l'expérimentation de modules normalisés et permettent l'obtention d'une certification conforme à des normes mondialement reconnues.

La conception et le dimensionnement de modules CPV, abordées au chapitre 3, repose sur une compréhension suffisante de plusieurs facteurs, tels l'irradiance solaire, sa composante spectrale et sa transmission à travers l'atmosphère, le parcours du soleil selon les heures de la journée et le fonctionnement des dispositifs optique, électrique et thermique (lentille, cellule et dissipateur). La conception optique est basée sur des lois d'optique géométrique avec comme objectif de concentrer la lumière en maximisant l'efficacité optique et l'angle d'acceptance du module. L'efficacité optique a un impact direct sur le rendement du module et l'angle d'acceptance sur sa production annuelle d'énergie. Les pertes par réflexion, par absorption et les pertes de déséquilibre de courant ont une influence directe sur le rendement du module. De plus, le désalignement et la non-uniformité du rayonnement sur la cellule créent des pertes optiques et impactent le rendement du module. L'adoption d'une optique secondaire (SOE) permet d'augmenter l'angle d'acceptance en offrant une plus grande tolérance au désalignement et uniformise la distribution du rayonnement à la surface de la cellule, ce qui nécessairement améliore le rendement du module. La modélisation électrique d'un module CPV est réalisée à travers la caractéristique courant-tension des cellules multi-jonctions, plus connue sous le nom de caractéristique *IV*. Le courant généré à tension nulle, appelé courant de court-circuit I_{sc} ; la tension pour laquelle il n'y a pas de circulation de courant, appelée tension en circuit ouvert V_{oc} ; le point de puissance maximale P_{mp} , et ses valeurs de tension V_{mp} et de courant I_{mp} correspondantes sont des valeurs caractéristiques de la courbe *IV*. L'augmentation de la température de la cellule a un impact sur la réponse spectrale de la cellule multi-jonction, engendrant un décalage de l'énergie de gap vers des valeurs plus basses ayant pour conséquence une baisse de la tension en circuit-ouvert de chaque sous-cellule. Afin d'éviter des surchauffes inutiles de la cellule et conserver l'efficacité du module, des dissipateurs thermiques appropriés sont utilisés. Deux types de dissipateurs sont utilisés selon l'importance de la quantité de chaleur à évacuer: le refroidisseur actif et le refroidisseur passif. Le choix du type de refroidisseur passe par une analyse thermique appropriée. Cette dernière permet également de mettre en évidence le rôle important des échanges radiatifs et convectifs avec l'environnement dans l'équilibre thermique de la cellule et d'estimer les températures de la lentille et de la plaque

arrière. Une fois tous les paramètres clés impactant sur la caractérisation des modules CPV sont établis, un schéma de conception et d'optimisation de module CPV est proposé.

Dans le chapitre 4, nous avons décrit en détail le banc d'essais de l'institut solaire de Fraunhofer pour l'expérimentation de modules solaires photovoltaïques sous flux concentré (CPV) en conditions réelles de fonctionnement ainsi que les équipements de mesure utilisés. Nous avons aussi présenté les caractéristiques techniques du module ISE105 étudié et les conditions d'expérimentation effectuées selon la norme internationale IEC 62670 servant de protocole de test en extérieur. A travers un traitement de données et de procédés de filtrage, préconisés par la norme IEC 62670, l'impact des conditions d'opérations sur le comportement électrique des modules a été mis en évidence. Les résultats montrent le rôle prépondérant que jouent les variations spectrales du rayonnement solaire direct sur les performances du module. L'optique impacte le comportement du module pour différents spectres incidents, et il est essentiel de considérer les effets de l'angle d'acceptance et du désalignement dans l'optimisation d'un module. De plus, les résultats ont montré que la variation de tension V_{oc} avec la température de cellule est à considérer au niveau module. Les mesures en extérieures ont également mis en évidence le rôle de la température de lentille sur la génération de courant. La sensibilité à ce paramètre varie en fonction de l'architecture du module : l'absence d'optique secondaire augmente considérablement la modification du courant avec la température. Les autres paramètres, tels la température de cellule ou le rayonnement circumsolaire, affectent dans une mesure moindre la génération de courant.

La difficulté à comprendre certaines relations combinées entre les paramètres électriques et les facteurs environnementaux a mis en évidence la nécessité de développer d'autres outils d'analyse. La méthode des réseaux de neurones artificiels s'avèrent être des alternatives très prometteuses pour contourner certaines difficultés ou limites rencontrées par les méthodes numériques classiques. Grâce à son concept de perception et d'apprentissage, elle permet d'estimer correctement les performances de modules CPV sans faire appel à des méthodes onéreuses et complexes. Le modèle RNA proposé dans le chapitre 5 de ce travail est basé sur la rétro-propagation à action directe pour évaluer la puissance électrique maximale délivrée par le module CPV FLATCON® ISE 105. Onze scénarios représentant différents paramètres d'entrées ont été mises en œuvre; les entrées sont constituées des paramètres métrologiques DNI, T_{amb} , W_s , AM et de l'influence du spectre solaire (SMR).

Les valeurs de sortie du modèle RNA sont comparées aux valeurs mesurées à travers des analyses statistiques d'erreurs. On peut conclure que le meilleur ajustement avec les données

de mesure a été obtenu lors de l'utilisation des paramètres d'entrée suivantes : DNI, T_{amb} , W_s , $SMR_{(1,2)}$ et $SMR_{(2,3)}$. Le NRMSE calculé est égal à 2,2% ce qui représente une nette amélioration par rapport aux résultats de modèles analytiques utilisés par ailleurs. L'écart correspondant entre production d'énergie prévue et mesurée du module est de 0,5%. Le coefficient de détermination R^2 est égal à 0,988 ce qui signifie un bon ajustement entre les valeurs mesurées et de prédiction et la valeur MBE se révèle être égale à 0,009, ce qui indique qu'il n'y a pas d'écart sensible entre les valeurs mesurées et celles prévues.

Une comparaison entre les simulations par la méthode RNA proposé et la méthode du Standard ASTM, en utilisant les données mesurées en extérieur du module FLATCON® CPV, a prouvé la supériorité du RNA pour la résolution de ce type de problèmes.

De nombreuses investigations restent encore à entreprendre, dont certains pourraient constituer une suite de nos travaux. L'optique de concentration impacte fortement le comportement du module pour différents spectres incidents. Il est donc nécessaire de compléter ce travail par une étude complémentaire détaillée sur l'optique afin de déterminer avec précision les impacts des angles d'acceptance et d'alignement ainsi que les effets des optiques secondaires. La distribution ponctuelle de l'éclairement sur la cellule est une tâche essentielle qui reste à effectuer afin de déterminer les non-uniformités des flux sur la cellule et d'éviter la présence de « points chauds » qui pourrait détruire la cellule soumise à forte concentration. Il serait par exemple intéressant de comparer la variation de l'efficacité de différentes optiques (miroirs et lentilles). Les questions relatives au vieillissement et à la salissure en conditions réelles sont également des points intéressants qui méritent d'être étudiés. La compréhension de ces effets est aujourd'hui un enjeu clé du développement à plus grande échelle de la technologie CPV.

Finalement, une étude globale technique et économique d'un système CPV (modules, suiveur, onduleur, stockage) connecté ou non au réseau électrique reste un défi à relever pour impulser cette filière dans le marché énergétique.