

N° d'ordre :

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE & POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR & DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DJILLALI LIABES
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
SIDI BELABBES

THESE DE DOCTORAT

Présentée par
ZIDI Larbi

Spécialité : Sciences physiques
Option : Physique des matériaux

Intitulée

« *Études des pertes résistives et optiques sur cellules solaires au silicium à substrat de type n* »

Soutenue le : 03/02/2022

Devant le jury composé de :

Président	BASSOU Ghaouti	Pr., Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès
Examineur	BENMANSOUR Abdelhalim	Pr., Université Abou Bakr Belkaid de Tlemcen
Directeur de thèse	BEGHDAD Mohammed	Pr., Université Abdelhamid BenBadis de Mostaganem
Co-Directeur de thèse	KADOUN Abd-Ed-Daïm	Pr., Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès

Année universitaire 2020/2021

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

- *A la mémoire de mon père*
- *A ma femme, à mes deux enfants*
- *A tous les membres de ma grande famille*
 - *A tous mes amis*

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu notre Dieu, ALLAH le Tout Puissant, Créateur de la terre et de l'univers, qui veille sur nous à chaque instant de notre vie.

Je tiens à remercier et à exprimer toute ma reconnaissance à mon directeur de thèse M., BEGHAD Mohammed, Professeur à l'Université Abdel Hamid Ibn Badis Mostaganem, pour avoir accepté de diriger cette thèse. Il m'a fait bénéficier de son expérience et de sa rigueur scientifique. Il m'a apporté une aide considérable tout au long de ce travail, ses conseils judicieux et ses encouragements ont été bénéfiques dans la réalisation de cette thèse.

Mes plus sincères remerciements s'adressent aussi à mon co-encadreur de thèse, M., KADOUN Abd-Ed-Daïm, Professeur à l'université Djilali Liabés de Sidi Bel Abbès. Ses compétences, sa disponibilité et son encadrement de thèse, m'ont permis à aboutir à un travail que j'estime être appréciable.

Le travail, présenté dans cette thèse de doctorat, a été réalisé au sein du laboratoire Signaux - Systèmes et au Département de Physique, de la Faculté des Sciences Exactes et Informatique, à l'Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem et laboratoire de Microscopie, Microanalyse de la Matière et Spectroscopie Moléculaire Département de Physique, Faculté des Sciences Exactes, Université Djillali Liabès, Sidi Bel Abbès.

Mes remerciements s'adressent aussi à M., BASSOU Ghaouti, Professeur à l'université Djilali Liabés de Sidi Bel Abbès, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de cette thèse.

J'exprime également toute ma reconnaissance à Mr, BENMANSOUR Abdelhalim, Professeur à l'Université Abou bakr Belkaid de Tlemcen, d'avoir accepté de faire partie de ce jury et qui ma fait l'honneur d'y participer comme examinateur.

Un grand merci à tous les membres de l'équipe en particulier Dr Mekemeche Abdelkader, pour les discussions, les bons moments, le

soutien et les idées toujours intéressantes, que nous avons partagées sur la recherche et sur le sujet de thèse.

Bien sûr, je tiens à exprimer tous mes remerciements à mes amis et collègues de travail ainsi qu'à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

J'adresse enfin ma profonde reconnaissance à toute ma famille pour m'avoir encouragé à choisir cette voie et pour m'avoir soutenu dans les moments difficiles. Merci pour tout !

Introduction générale	1
Chapter I : Notions de gisement solaire	10
I.1 Définition et historique	10
I.1.1 De l'effet photovoltaïque (PV) aux cellules solaires	10
I.1.2 Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque	10
I.2 Développement du photovoltaïque dans le monde	12
I.2.1 Prévisions de croissance dans le monde	14
I.3 Développement du photovoltaïque en Algérie	16
I.3.1 I Potentiel solaire en Algérie	17
I.4 Le Soleil et son rayonnement	17
I.4.1 Le Soleil	17
I.4.2 Le corps noir et le spectre solaire	18
I.4.3 Le rayonnement solaire au sol	20
I.4.3.1 Influence des phénomènes atmosphériques	20
I.4.3.2 Nombre d'air-masse	21
I.4.3.3 Propriétés de la lumière	22
I.5 Conclusion	24
Bibliographie	25
Chapter II Physique et paramètres de la cellule photovoltaïque	29
II.1 L'effet photovoltaïque	29
II.1.1 Principe de fonctionnement général d'une cellule photovoltaïque	29
II.2 Les semi-conducteurs	30
II.3 Concentration des porteurs libres à l'équilibre.	31
II.4 Les semi-conducteurs intrinsèques	33
II.5 Les semi-conducteurs extrinsèques	35
II.5.1 Semi-conducteur de type N (dopage de type N)	35
II.5.2 Semi-conducteur de type P (dopage de type P)	36
II.6 Propriétés optiques des semi-conducteurs	37
II.6.1 Coefficient d'absorption	37
II.6.2 Gap direct et gap indirect	40
II.6.3 Structure cristalline	41
II.7 Semi-conducteur hors équilibre	41
II.7.1 Les densités de courant dans le semi-conducteur	41

II.7.1.1 Densité de courant de conduction	41
II.7.1.2 Densité de courant de diffusion	42
II.7.2 Les quasi-niveaux de Fermi	43
II.8 Phénomènes de Génération-Recombinaison	45
II.8.1 . Recombinaisons des paires électron-trou	45
II.8.1.1 . Recombinaisons et durées de vie	45
II.8.1.1.1 Recombinaisons radiatives :	46
II.8.1.1.2 Recombinaisons non radiatives	47
II.8.1.1.3 Recombinaisons en surface	50
II.8.1.2 Durée de vie volumique	52
II.9 Equations fondamentales des dispositifs semi-conducteurs	52
II.9.1 Les équations de transport	52
II.9.2 Les équations de densité courante	52
II.9.3 Les équations de continuité	53
II.10 Eclairage d'un semi-conducteur par une source lumineuse	53
II.10.1 Formation d'une jonction PN	54
II.10.2 Etude d'une jonction PN hors équilibre	59
II.10.3 Le courant de génération-recombinaison	63
II.10.4 Polarisation inverse - Courant de génération	63
II.11 Différents types de technologies des cellules photovoltaïques et leurs rendements de conversion	64
II.12 Les technologies photovoltaïques	67
II.12.1 Cellules solaires de 1 ^{ère} Génération	67
II.12.1.1 Cellules à base de silicium monocristallin (c-Si)	68
II.12.1.2 Cellules à base de silicium polycristallin (pc-Si)	68
II.12.1.3 Silicium multicristallin (mc-Si)	69
II.12.1.4 Silicium microcristallin (μ c-Si)	69
II.12.2 Cellules solaires de 2 ^{ème} Génération	69
II.12.2.1 Les cellules couches minces	69
II.12.2.2 Les cellules à base de silicium amorphe (a-Si)	69
II.12.2.3 Les cellules à base de tellure de cadmium	70
II.12.2.4 Les cellules à base de Cuivre – Indium - Sélénium	71
II.12.3 Les cellules solaires de 3 ^{ème} Génération	71
II.12.3.1 Les cellules solaires organiques	72
II.12.3.2 Les cellules solaires nanocristallines à colorants	72

II.12.3.3 Les cellules solaires à concentration	72
II.12.3.4 Les cellules multi-jonctions	72
II.13 Structures avancées des cellules photovoltaïques à hauts rendements	73
II.13.1 Les structures à contacts localisés « Point contact » en face arrière	73
II.13.2 La structure à contacts interdigités en face arrière IBC (Interdigitated Back Contact) :	74
II.13.3 La structure à hétérojonctions de silicium (Si-HJ)	75
II.14 Modélisation électrique d'une cellule solaire	76
II.14.1 Modélisation idéale	76
II.14.2 Modélisation à deux diodes	77
II.15 Définition des paramètres de sortie de la cellule photovoltaïque	78
II.15.1 Le courant de court-circuit <i>I_{cc}</i>	79
II.15.2 La tension de circuit ouvert <i>V_{co}</i>	79
II.15.3 Le facteur de forme <i>FF</i>	79
II.15.4 Le rendement de conversion électrique <i>η</i>	80
II.15.5 Rendement Quantique	80
II.16 Facteurs de limitation du rendement	82
II.16.1 Les pertes physiques	83
II.16.1.1 Les pertes des photons de faible énergie	83
II.16.2 Les pertes technologiques	84
II.16.2.1 Les pertes optiques	84
II.16.2.2 Les pertes par recombinaisons	85
II.16.2.3 Les pertes résistives	85
II.17 Réduction des pertes	86
II.17.1 Couche Antireflet (CAR)	86
II.17.2 Passivation	87
II.17.2.1 La passivation de la face avant par le nitrure de silicium	87
II.17.2.2 Passivation par l'oxyde de silicium SiO ₂	88
II.17.2.3 Passivation par l'oxyde d'aluminium (Al ₂ O ₃)	89
II.17.3 Techniques de dépôt des diélectriques	89
II.17.3.1 Le dépôt chimique en phase vapeur de la couche antireflet	89
II.17.3.1.1 Principe du réacteur PECVD	89
II.17.3.1.2 Dépôt ALD	90
II.17.4 Texturation de surface	91
II.17.5 Champ de surface arrière (CSA)	93

II.18 Conclusion	92
Bibliographie	94
Chapter III : Technologie de la cellule solaire type N et Techniques de caractérisations	101
III.1 Le silicium cristallin	101
III.2 Les technologies de purification du silicium et cristallisation de lingots de silicium	103
III.2.1 Purification du matériau silicium	103
III.2.1.1 Élaboration du silicium métallurgique (MG-Si)	103
III.2.1.2 L'élaboration du silicium de qualité électronique (EG-Si)	104
III.2.1.3 L'élaboration du silicium de qualité solaire (UMG-Si)	104
III.2.2 .1 Lingots monocristallins(c-Si)	105
III.2.2.1.1 Le procédé Czochralski (Cz)	105
III.2.2.1.2 La fusion de zone (ou « Float Zone » FZ)	106
III.2.2.2 Lingots multicristallin (mc-Si)	107
III.3 Préparation des plaquettes	108
III.4 Procédé industriel pour la fabrication de cellules solaires au silicium cristallin	109
III.4.1 Traitement de surface et texturation	109
III.4.2 Formation de la jonction	110
III.4.2.1 Formation de l'émetteur par diffusion thermique du phosphore	110
III.4.2.1.1 Principe de formation de l'émetteur d'une cellule photovoltaïque	110
III.4.2.2 Réalisation de l'émetteur par implantation ionique	114
III.4.3 Dépôt de la couche antireflet et de passivation	116
III.4.4 Passivation par les atomes d'hydrogène	117
III.4.5 Techniques de métallisation utilisée dans le domaine PV	117
III.4.5.1 La technique de métallisation industrielle : la sérigraphie	118
III.5 Fabrication des cellules photovoltaïques sur substrat de silicium de type N	120
III.5.1 Intérêt du silicium de type N	120
III.5.2 Impuretés métalliques	121
III.5.3 Etude de la dégradation sous éclairnement (LID)	123
III.6 Procédé standard de réalisation d'une cellule photovoltaïque sur substrat silicium de type N	124
III.6.1 Réalisation de l'émetteur dopé au bore	125
III.6.2 Passivation de l'émetteur dopé au bore	125
III.7 Les principales technologies des cellules PV au silicium type N	126

III.7.1 Les structures PERT et PERL	126
III.8 Les méthodes de caractérisation	129
III.8.1 Mesure de la résistivité d'un semi-conducteur	129
III.8.1.1 Méthode des Quatre Pointes	129
III.8.1.2 La mesure des résistances de contact par la méthode TLM	131
III.8.2 Mesure de la durée de vie effective τ_{eff}	133
III.8.2.1 La technique PCD (Photo Conductance Decay method)	133
III.8.2.2 Dispositif expérimental	134
III.8.3 Mesure de réflectivité	135
III.8.4 Réponse spectrale	136
III.8.5 Mesure de la caractéristique I (V)	137
III.9 Conclusion	138
Bibliographie	139
Chapter IV : Calculateurs et méthode de calculs des pertes	144
IV.1 Simulation numérique sous PC1D	144
IV.2 Présentation du simulateur PC1D	145
IV.2.1 Aperçu du logiciel PC1D	145
IV.2.1.1 La partie dispositif « DEVICE »	146
IV.2.1.2 La partie « REGIONS »	146
IV.2.1.3 La partie « EXCITATION »	147
IV.2.1.4 La partie « RESULTS »	147
IV.3 Le simulateur PC2D	148
IV.3.1 Méthode numérique	148
IV.3.2 Simulation	150
IV.3.2.1 La feuille « Device »	150
IV.3.2.2 La feuille « Recombination »	153
IV.3.2.3 La feuille « Photo-génération »	155
IV.3.2.4 La feuille « Excitation »	155
IV.3.3 Le simulateur PC3D	157
IV.4 Mécanismes des pertes résistives de la métallisation de la face avant	158
IV.4.1 Les pertes résistives	158
IV.4.2 Les pertes optiques par ombrage	160
IV.5 Optimisation de la géométrie de la grille de métallisation	161
IV.6 Calcul des pertes totales dues aux résistances série et au taux d'ombre :	163

IV.6.1 Modèle analytique pour simuler la résistance série et taux d'ombre	163
IV.7 Conclusion	165
Bibliographie	166
Chapter V : De la p-PERC à la n-PERT, Résultats et Discussions	169
V.1 Simulation d'une cellule solaire p-PERC à base de silicium monocristallin de type P	169
V.1.1 La structure de la cellule à simuler	169
V.1.2 Résultats et comparaisons	171
V.1.3 L'optimisation	174
V.1.3.1 Effet des paramètres de la base	174
V.1.3.1.1 Effet de l'épaisseur du substrat	174
V.1.3.1.2 Effet de la durée de vie	175
V.1.3.1.3 Effet de la résistivité	176
V.2 Simulation d'une cellule solaire n-PERT à base de silicium monocristallin de type N	178
V.2.1 La structure de la cellule à simuler	178
V.2.2 Paramètres de la structure simulée	179
V.2.3 Caractéristique électrique de la cellule solaire n-PERT	181
V.2.4 Comparaison entre les cellules solaires n-PERT et p-PERC	182
V.2.5 Optimisation de la cellule n-PERT	183
V.2.5.1 Effet des paramètres de la base	184
V.2.5.1.1 Effet de l'épaisseur du substrat	184
V.2.5.1.2 Effet de la durée de vie	185
V.2.5.1.3 Effet de la résistivité	186
V.2.5.2 Effet de la résistance de couche de l'émetteur de la cellule n-PERT	187
V.2.6 Performance de la cellule solaire optimisée	188
V.2.7 Simulation de l'influence de la géométrie de la grille en face avant sur les pertes optiques et électriques d'une cellule n-PERT carrée à 5 pouces.	189
V.2.7.1 Le calculateur PV Lighthouse	190
V.2.7.2 Effets de la largeur des lignes sur les pertes optiques, résistives et totales.	191
V.2.7.3 Effets de la largeur des lignes sur le rendement de conversion η et le facteur de forme FF pour différents nombres de lignes	193
V.2.7.4 Effet de la hauteur des lignes sur les pertes optiques, résistives et totales.	195
V.2.7.5 Effet du Ratio (hauteur/largeur) des lignes sur le rendement de conversion η pour différents nombres de ces lignes.	196
V.2.7.6 Effets du nombre de busbarres sur les pertes optiques, résistives et totales.	197

Tables des matières

V.2.7.7 Effet du nombre de busbarres sur le rendement de conversion η et le facteur de forme FF pour différents nombres de doigts.	199
V.3 Conclusion	200
Bibliographie	204
Conclusion générale	210
Annexe A	219
Bibliographie	223
Annexe B	224
Bibliographie	234
Annexe C	235
Bibliographie	237

Liste des abréviations

AIST	Advanced Industrial Science and Technology
AIE	Agence internationale de l'énergie
APAC	Asie PACifique
AIST	Advanced Industrial Science and Technology
APAC	Asie PACifique
AM	Air Mass
ALD	Atomic Layer Deposition
ALE	Atomic Layer Epitaxy
a-Si	Silicium amorphe
BSF	Back Surface Field
Bc	Bande de conduction
Bv	Bande de valence
CPV	Cellule Photovoltaïques à Concentration
CdT	Tellure de Cadmium
CIGS	Cuivre-Indium-Gallium-Sélénium
CIS	Cuivre Indium Sélénium
CuInSe₂	Diséléniure de cuivre et d'indium
CdS	Sulfure de Cadmium
CIS	Cuivre-Indium-Sélénium
CZ	Czochralski
C_n et C_p	Coefficients Auger pour les électrons et les trous,
CAR	Couche Antireflet
c-S	Silicium cristallin
D_n et D_p	Constante de diffusion des électrons et trous minoritaires
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
ER	Énergies Renouvelables
E_c	Energie de bande conduction
E_v	Energie de bande de valence
E_{fi}	Niveau de Fermi d'un semi-conducteur intrinsèque
E_{Fn} et E_{Fp}	Quasi-niveaux de Fermi des électrons et des trous
E_F	Niveau de fermi
EG-Si	Electronic Grade Silicon
FF	Facteur de Forme
FZ	Fusion par Zone
FTIR	Fourier Transform Infrared spectroscopy
$f_n(E)$	Fonctions de distribution de Fermi-Dirac électrons
$f_p(E)$	Fonctions de distribution de Fermi-Dirac trous
GTM	GreenTech Media
GaAs	Arséniure de Gallium
I_{cc}	Courant de court-circuit
IR	Infrarouge
LITEN	Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Energies Nouvelles
LID	Light Induced Degradation
m_c^* et m_v^*	Masses effectives des électrons et des trous
mc-Si	Silicium multicristallin
MG-Si	Metallurgical Grade Silicon
$N_c(E)$	Densités d'états dans la bande de conduction

Liste des abréviations

$N_v(E)$	Densités d'états dans la bande de valence
NREL	National Renewable Energy Laborator
OPV	Organic Photovoltaic Cells
PERT	Passivated Emitter, Rear Totally Diffused
PERC	Passivated Emitter, Rear Contact
PERL	Passivated Emitter Rear Locally diffused cell
Pm	Puissance maximale
PSG	Phosphorous Surface Glass
PECVD	Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition
PCD	Photo Conductance Decay method
QSS	Quasi-Steady-State
RCC	Rear Contact Cell
RQE	Rendement Quantique Externe
RQI	Rendement Quantique Interne
$R(\lambda)$	Coefficient de réflexion
$S(\lambda)$	Sensibilité de la cellule
Si-HJ	Silicium l'hétérojonction
SiOtec	Silicon on insulator technology
SRH	Shockley-Read-Hall
TAC	Technology and Applications Center
TiO₂	Dioxyde de titane
TAC	Technology and Applications Center
TMAH	Tétra Méthyl Ammonium Hydroxide
TLM	Transmission Line Measurement en anglais
UV	Ultraviolets
UMG-Si	Upgraded Metallurgical Grade Silicon
V_{co}	Tension de circuit ouvert V _{CO}
VBA	Visual Basic pour Applications
μc--Si	Silicium microcristallin
η	Rendement de conversion énergétique
$\Phi(\lambda, x)$	Flux de photons
$\alpha(\lambda)$	Coefficient d'absorption spectrale
v_{th}	Vitesse thermique des électrons
τ_n et τ_p	Durées de vie respectives des électrons et des trous

Table des Figures

Introduction

Figure 1 : Évolution de la capacité cumulée (en GW) installée en photovoltaïque dans le monde entre 2006 et 2018. 3

Chapitre I

Figure I.1: Les inventeurs de la batterie solaire de Bell, de gauche à droite, Gerald Pearson, Daryl Chapin et Calvin Fuller, vérifient la quantité d'électricité solaire dérivée de la lumière solaire, simulée ici par une lampe . 11

Figure I.2 : Le premier satellite Explorer-VI. 12

Figure I.3 : Nouvelles installations annuelles 2000-2023 . 13

Figure I.4: Top 10 des marchés solaires de l'énergie solaire dans le monde en 2019. 14

Figure I.5 : Capacité cumulée PV totale par pays (10 premiers) en 2018. 15

Figure I.6: Phases du programme algérien des énergies renouvelables . 16

Figure I.7: Intensité lumineuse par longueur d'onde d'un corps noir à 5780 K en fonction de la longueur d'onde . 18

Figure I.8 : Spectre des ondes électromagnétiques . 19

Figure I.9: Absorption par l'ozone et diffusion atmosphérique du rayonnement électromagnétique, lors de sa traversée de l'atmosphère . 20

Figure I.10: L'irradiance spectrale en fonction de la longueur d'onde et représentation graphique des spectres AM0, AM1 et AM1.5 . 22

Chapitre II

Figure II.1: Principe de fonctionnement d'une cellule solaire à jonction PN. 30

Figure II.2: Structure de bandes d'énergie des matériaux isolants, conducteurs et semi-conducteurs. 31

Figure II.3 : Structure cristalline du silicium, similaire à celle du diamant. 33

Figure II.4 : Position du niveau de Fermi intrinsèque dans un semi-conducteur monocristal 34

Figure II.5: Silicium dopé au bore, libération d'un électron et schéma de la structure de bandes associée . 35

Figure II.6: Silicium dopé au bore, libération d'un trou et schéma de la structure de bandes associée. 37

Figure II.7 : Positions des niveaux de Fermi et des niveaux des impuretés (E_D et E_A) dans le gap pour le silicium cristallin intrinsèque, dopé N et dopé P. 37

Figure II.8 : Loi de Beer-Lambert. 38

Figure II.9 : Courbe caractéristique du coefficient d'absorption pour quelques semi-conducteurs en fonction de la longueur d'onde à 300 K. 39

Figure II.10 : Coefficient d'absorption et profondeur d'absorption en fonction de la longueur d'onde pour le silicium cristallin. 39

Figure II.11 : Transitions inter-bandes d'électrons dans un semi-conducteur, (a) Structure de bandes à gap direct et (b) Structure de bandes à gap indirect. 40

Figure II.12 : Structures cristallines des semi-conducteurs. 41

Figure II.13 : le mécanisme de recombinaison radiative dans un semi-conducteur. 46

Figure II.14 : Mécanisme de recombinaisons Auger dans un semi-conducteur. 48

Figure II.15 : Mécanisme de recombinaisons Shockley-Read-Hall dans un semi-conducteur 49

Figure II.16 : Mécanisme de recombinaisons en surface.	51
Figure II.17 : Représentation géométrique de la jonction PN à l'équilibre thermodynamique	54
Figure II.18 : Jonction PN à l'équilibre thermodynamique. a) Charge d'espace, b) Champ électrique, c) Potentiel électrostatique.	59
Figure II.19 : Polarisation d'une jonction PN.	60
Figure II.20 : Évolution temporelle en laboratoire des rendements records de cellules photovoltaïques selon National Renewable Energy Laboratory (NREL).	65
Figure II.21 : Évolution temporelle en laboratoire des rendements records de modules photovoltaïques champions selon National Renewable Energy Laboratory (NREL)	66
Figure II.22 : a) cellule monocristalline, b) cellule polycristalline.	68
Figure II.23 : Cellule à base de silicium amorphe (a-Si).	70
Figure II.24 : Photo d'une cellule solaire en CdTe.	71
Figure II.25 : Structures de cellules solaires à hauts rendements. (a) Cellule PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). (b) Cellule PERL (Passivated Emitter, Rear Locally diffused cell). (c) Cellule PERT (Passivated Emitter, Rear Totally diffused cell).	74
Figure II.26 : Cellules à contacts arrière interdigités.	75
Figure II.27 : Circuit électrique d'une cellule solaire idéale connectée à une résistance de charge R_c .	76
Figure II.28 : Circuit équivalent d'une cellule solaire basée sur un modèle à deux diodes	75
Figure II.29 : (a) les caractéristiques $I(V)$ et paramètres électriques d'une cellule photovoltaïque sous éclaircissement et sous obscurité (b) représentation conventionnelle de la courbe $(I-V)$.	78
Figure II.30 : Courbes $I-V$ sous éclaircissement avec représentation du FF.	80
Figure II.31 : EQE et EQI en fonction de la longueur d'onde, pour le silicium cristallin avec une couche antireflet (ARC).	78
Figure II.32 : a) Principales pertes intrinsèques pour une cellule photovoltaïque en silicium. La partie (1) est la zone des pertes liées à la thermalisation des porteurs générés par un photon trop énergétique. La partie (2) correspond aux pertes des photons ayant une énergie inférieure au gap du silicium. b) illustre le phénomène de thermalisation.	83
Figure II.33 : Influence de la résistance série R_s et de la résistance parallèle R_p sur la caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque.	86
Figure II.34 : Coefficient de réflexion du silicium monocristallin avant traitement (ligne noire continue), après texturation (ligne rouge discontinue) et après dépôt de 70 nm de nitrure de silicium (ligne verte pointillée).	88
Figure II.35 : Schéma de principe d'une chambre PECVD. Le tableau donne les paramètres importants utilisés pour les dépôts.	90
Figure II.36 : Schéma descriptif du principe de fonctionnement de l'ALD.	91
Figure II.37 : Texturation du silicium sous forme des pyramides (ici directes).	91
Figure II.38 : Schéma de principe de la réduction des réflexions et le piégeage de la lumière sur une surface texturée.	88
Figure II.39 : Image d'une surface de silicium avec une texturation alcaline.	892
Figure II.40 : Image du MEB et schéma des bandes du BSF	89

Chapitre III

Figure III.1 : Silicium cristallin.	101
Figure III.2 : Four de production de silicium par voie carbothermique (gauche) et représentation schématique d'un four de production de silicium métallurgique (droite).	103

Figure III.3 : Schéma d'un réacteur Siemens, pour la production de silicium de qualité électronique à partir de SiHCl ₃ (à gauche) et Silicium de qualité électronique (EG-Si) produits par un procédé Siemens (à droite).	104
Figure III.4 : Méthode de Czochralski.	105
Figure III.5 : Lingots de silicium monocristallin.	106
Figure III.6 : Schéma de principe de la méthode de la Zone Flottante (FZ).	107
Figure III.7 : Creuset de quartz employé pour réaliser des lingots mc-Si.	107
Figure III.8 : Schéma de principe de la découpe.	108
Figure III.9 : Schéma des différentes étapes de fabrication des cellules solaires en silicium cristallin.	109
Figure III.10 : Vues en coupe de la surface d'une plaquette de silicium avant (à gauche) et après (à droite) texturation KOH.	110
Figure III.11 : Schéma de principe de la diffusion thermique.	111
Figure III.12 : Diffusion dans un four à partir de sources gazeuses.	112
Figure III.13 : Diffusion à partir de sources liquides.	112
Figure III.14 : Diffusion à partir de sources solides.	112
Figure III.15 : Coefficients de diffusion intrinsèque des principaux dopants : bore, arsenic et phosphore.	114
Figure III.16 : Schéma de principe d'un implanteur ionique classique par faisceau d'ions	115
Figure III.17 : Distribution d'ions implantés dans le silicium à 200 KeV et 300 K	116
Figure III.18 : Principe de la sérigraphie : étalement de la pâte à travers un masque et à l'aide d'une raclette	119
Figure III.19 : Influence des impuretés métalliques sur le rendement de conversion normalisé pour le silicium de type N	121
Figure III.20 : Influence des impuretés métalliques sur le rendement de conversion normalisé pour le silicium de type P.	122
Figure III.21 : Ratios de section efficaces de capture et position du niveau d'énergie introduit dans la bande interdite du silicium pour différentes impuretés métalliques.	123
Figure III.22 : Dégradation sous éclaircissement (Light Induced Degradation : LID) dans les substrats monocristallins en silicium de type P.	124
Figure III.23 : Schéma d'une cellule solaire : (à gauche) standard Al-BSF, (à droite) PERC de type P.	127
Figure III.24 : Image MEB de la face avant.	128
Figure III.25 : Structures de la cellule solaire au silicium type N : cellule n-PERT (à gauche), cellule n-PERL (à droite).	129
Figure III.26 : Schéma de principe de la méthode des quatre pointes.	130
Figure III.27 : Dimensions du motif utilisé pour la mesure TLM.	131
Figure III.28 : Schéma de mesure TLM.	131
Figure III.29 : Evolution de la résistance de contact entre les plots pour différents espacements.	133
Figure III.30 : Schéma de fonctionnement et photo du dispositif de mesure de la durée de vie par Photoconductivité.	135
Figure III.31 : Schéma de principe de la mesure de réflectivité.	136
Figure III.32 : Schéma optique du simulateur solaire.	138

Chapitre IV

Figure IV.1 : Logiciel de simulation PC1D en cours d'exécution.	146
Figure IV.2 : Grille de simulation.	149
Figure IV.3 : Présentation schématique nodale.	149

Figure IV.4 : Présentation de l'interface du logiciel PC2D.	150
Figure IV.5 : Partie structurelle de la cellule.	151
Figure IV.6 : Paramètres électriques de la structure.	152
Figure IV.7 : Réflexion spéculaire (image A) et réflexion diffusion (image B).	153
Figure IV.8 : Paramètres optiques.	153
Figure IV.9 : Recombinaisons dans les différentes zones de la structure.	154
Figure IV.10 : Calculs des courants de recombinaison J_{s1} (à droite : surface avant, à gauche : surface arrière).	155
Figure IV.11 : Photogénération à travers la structure simulée.	155
Figure IV.12 : Feuille d'exécution (excitation).	157
Figure IV.13 : Présentation de la feuille principale de l'interface du logiciel PC3D	158
Figure IV.14 : Différentes contributions de la résistance série d'une cellule photovoltaïque.	159
Figure IV.15 : Schéma représentant les principales dimensions d'une cellule photovoltaïque.	161
Figure IV.16 : Forme de la grille (fingers + busbarres) avant d'une cellule conventionnelle à 4 busbarres.	163

Chapitre V

Figure V.1 : Les détails des différentes couches de la cellule solaire PERC industrielle.	170
Figure V.2 : Structure et paramètres d'une cellule solaire PERC type P utilisée pour la simulation PC2D.	171
Figure V.3 : Courbe J-V simulée pour la cellule solaire de référence PERC	174
Figure V.4 : Effets de l'épaisseur de la base sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).	175
Figure V.5 : Effets de la durée de vie des porteurs minoritaires sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).	176
Figure V.6 : Effets de la résistivité de la base sur les paramètres de la cellule solaire PERC (J_{cc} , V_{co} , FF et η).	177
Figure V.7 : Structure de la cellule solaire simulée n-PERT au silicium.	178
Figure V.8 : les résultats de simulation présente dans la fenêtre PC3D.	181
Figure V.9 : Caractéristique courant-tension (J-V) de la cellule solaire de référence n-PERT	182
Figure V.10 : Effet de l'épaisseur de la base sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).	184
Figure V.11 : Effets de la durée de vie sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).	186
Figure V.12 : Effets de la résistivité de la base sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).	187
Figure V.13 : Simulations PC3D des performances de la cellule n-PERT pour différentes résistances de couche de l'émetteur.	188
Figure V.14 : Partie de la visualisation du calculateur de PV Lighthouse.	191
Figure V.15 : Calcul de la résistance de (grille , contact) en faces avant et arrière.	191
Figure V.16 : Géométrie de la métallisation en faces avant (à droite) et arrière (à gauche) (ici le cas de 3 busbarres et 60 doigts).	191
Figure V.17 : Evolution des pertes optiques et résistives en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu m$ et $p=3$ busbarres).	192
Figure V.18 : Evolution des pertes totales en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu m$ et $p=3$ busbarres).	193

Figure V.19 : Evolution du rendement η en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu\text{m}$ et $p = 3$ busbarres).	194
Figure V.20 : Evolution du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu\text{m}$ et $p = 3$ busbarres).	194
Figure V.21 : Evolution des pertes optiques et résistives en fonction du nombre de lignes pour différentes hauteurs de ces lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ avec $p=3$ busbarres).	195
Figure V.22 : Evolution des pertes totales en fonction de la hauteur des lignes pour différents nombres de lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres).	196
Figure V.23 : Evolution du rendement η en fonction du nombre de lignes pour différentes hauteurs de ces lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres).	197
Figure V.24 : Evolution du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes pour différentes hauteurs de ces lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres.)	197
Figure V.25 : Evolution des pertes optiques et résistives en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).	198
Figure V.26 : Evolution des pertes totales en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).	199
Figure V.27 : Evolution du rendement η en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).	200
Figure V.28 : Evolution du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes pour différents nombre de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).	200

Annexe A

Figure A. 2 : Schéma d'une partie de la grille de la cellule en forme de peigne et la représentation de la cellule élémentaire (encadrée en lignes tirets), utilisée pour le calcul des pertes optiques et résistives.	219
Figure A. 3 : Géométrie de la métallisation face avant avec de gauche à droite, 1(a), 2(b) et 3(c) busbarres.	220

Annexe B

Figure B. 2 : Différentes contributions de la résistance série d'une cellule photovoltaïque	224
Figure B. 3 : Direction du flux de courant dans l'émetteur de type N d'une cellule à substrat de type P.	224
Figure B. 4 : Vue en perspective de la partie droite de la couche d'émetteur de la figure B.2.	225
Figure B. 5 : Chemin du courant sous un doigt de la grille.	227
Figure B. 6 : Vue de haut d'une partie de la grille de contact de la surface avant.	229
Figure B. 7 : Distribution du courant dans la grille de métallisation .	230
Figure B. 8 : Direction du flux de courant dans la base, l'émetteur et les doigts.	232

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Projection de la part de marché des cellules photovoltaïques par groupes technologiques .	5
Figure I.1 : Perspectives du marché mondial du solaire PV.	15
Tableau I.2 : Répartition des capacités à installer par filière durant 2015-2030 en Algérie	16
Tableau I.3 : Taux d'insolation pour chaque région de l'Algérie	17
Tableau III.1 : Paramètres essentiels du silicium cristallin.	102
Tableau III.2 : Coefficients de diffusion intrinsèques pour différents dopants les plus utilisés dans le silicium.	113
Tableau IV.1 : Paramètres utilisés pour la simulation du calcul des pertes totales pour une cellule solaire.	162
Tableau IV.2 : Expression des composants de résistance en série et le taux d'ombrage pour une cellule solaire.	164
Tableau V.1 : Paramètres d'entrée utilisés pour la simulation des cellules solaires PERC avec le simulateur PC2D.	173
Tableau V.2 : Performances expérimentale et simulée de la cellule solaire PERC type P.	173
Tableau V.3 : Valeurs des paramètres de la cellule de référence n-PERT.	180
Tableau V.4 : les performances d'une cellule solaire n-PERT expérimentale et simulée.	182
Tableau V.5 : Comparaison entre les performances photovoltaïques de la structure p-PERC et de la structure n-PERT.	183
Tableau V.6 : Résultats de simulation de la cellule solaire n-PERT optimisée.	189
Tableau V.7 : Paramètres utilisés pour la simulation du calcul des pertes totales pour la cellule solaire n-PERT.	189

Introduction générale

Introduction générale

Les disponibilités d'énergie représentent la base nécessaire à l'organisation de la matière et à tout développement de l'histoire des hommes. L'énergie est un élément extrêmement important qui entre dans tous les secteurs de la vie des individus jusqu'à ce qu'elle soit devenue partie intégrante des activités de la vie quotidienne, cette énergie est nécessaire au bon fonctionnement de diverses activités économiques, tels que les productions industrielles, les transports, le chauffage des bâtiments, l'utilisation d'appareils électriques qui sont consommateurs d'énergie. Les principales ressources énergétiques primaires sont les énergies fossiles (gaz naturel, charbon, pétrole), l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables: énergie hydroélectrique, énergie éolienne, énergie solaire, biomasse, et énergie géothermique.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a estimé que la demande mondiale d'énergie pourrait augmenter de 45% d'ici l'an 2030 notamment en raison du développement démographique et de l'industrialisation de pays comme la Chine et l'Inde. Plus de 80% de l'énergie électrique produite est obtenue à partir de stocks des ressources fossiles ou fissiles (principalement de l'uranium), non renouvelables. Selon les projections effectuées à partir du rythme actuel de production et de consommation, le pétrole va arriver à épuisement d'ici fin 2052 (30 ans), le gaz s'arrêtera d'ici 2060 (40 ans), le charbon durera jusqu'en 2090 (70 ans) [1].

Face aux prévisions d'épuisement inéluctable des ressources mondiales en énergie fossile (pétrole, gaz, charbon, etc.), en énergie d'origine nucléaire (énergie produite par l'uranium, le plutonium, ...), face aux multiples crises pétrolières, économiques, effet de serre et changement climatique planétaire, la science a commencé à se concentrer sur les ressources naturelles dites « renouvelables » en particulier les plus vieilles sources de toutes les énergies renouvelables le soleil qui fournit chaque jour à la terre une énergie à peu près égale à celle qui est enfermée dans les réserves de charbon, de pétrole, de gaz et d'uranium que contient la terre [2]. En fait, l'énergie que dispense le soleil satisfasse les besoins d'énergie de l'homme, de plus elle se renouvelle jour après jour et n'est pas polluante.

La quantité globale d'énergie reçue est énorme et correspond à une puissance journalière de l'ordre de 170 millions de gigawatts (GW) dont environ 120 millions sont absorbés, le reste étant réfléchi. Sous un bon ensoleillement, la puissance reçue sur terre est de l'ordre de 1 kilowatt (KW) par m².

L'énergie photovoltaïque obtenue grâce aux cellules solaires sous l'effet de la lumière du soleil est de plus en plus considérée comme une source d'énergie qui peut contribuer à la production mondiale d'électricité. Cette énergie reposant sur la transformation directe des rayons lumineux du soleil en électricité possède un potentiel important parmi les différentes énergies renouvelables.

À l'échelle de la planète, l'énergie solaire est constituée d'une des ressources pratiquement inépuisables, une énergie maîtrisable et adaptable aux situations de toutes les régions. Elle permet de produire l'énergie électrique sans dégrader l'environnement. En effet, c'est pour ces raisons que l'énergie solaire va devenir l'une des principales sources d'énergie sur le long terme. Son caractère non polluant, silencieux, inodore et illimité fait de cette énergie une candidate idéale pour les années à venir.

L'AIE prévoit une montée en puissance très forte des énergies renouvelables, notamment dans la production d'électricité. Selon l'AIE, les énergies renouvelables compteront pour près de la moitié de l'augmentation de la production totale d'électricité en 2040 [3].

Historiquement, les États-Unis restent le leader mondial en termes de systèmes photovoltaïques installés depuis de nombreuses années avec une capacité de 77 mégawatts (MW) en 1996, ensuite le Japon est devenu le premier producteur d'énergie solaire jusqu'en 2005, date à laquelle l'Allemagne a pris les devants avec une capacité de plus de 40 GW en 2016. En 2017, la Chine est devenue le premier pays à dépasser les 100 GW de capacité PV installée cumulée. Au cours de la prochaine décennie, la Chine, l'Inde et les États-Unis devraient être le plus grand marché pour les installations photovoltaïques solaires.

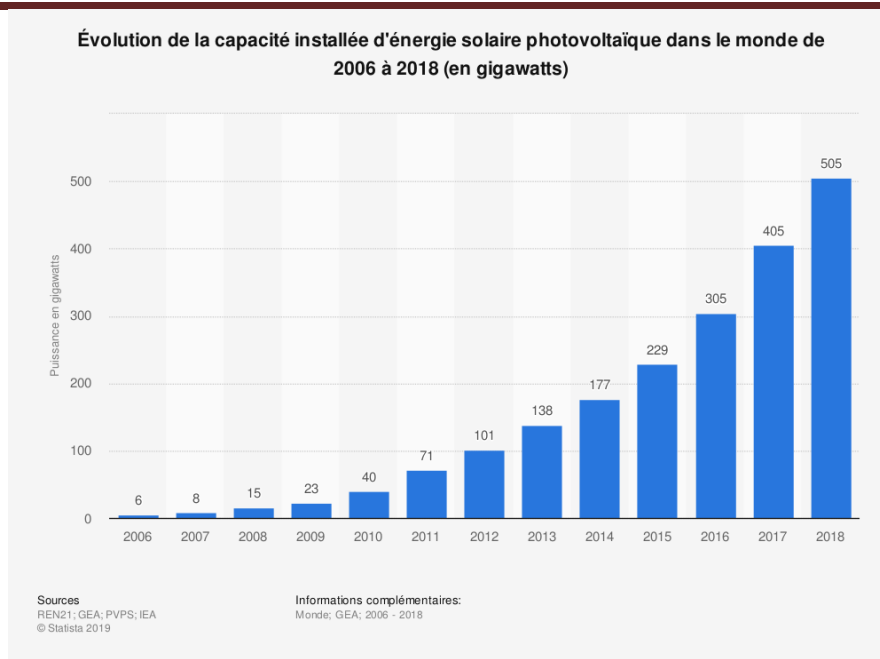


Figure 1 : Évolution de la capacité cumulée (en GW) installée en photovoltaïque dans le monde entre 2006 et 2018.

Selon toujours l'AIE, le parc solaire photovoltaïque (PV) mondial atteignait environ 302 GW en fin 2016, soit une quantité suffisante pour fournir entre 1,3% et 1,8% de la consommation totale d'électricité dans le monde (figure 1). Le groupe commercial de l'industrie solaire **European Photovoltaic Industry Association (EPIA)**, affirme que la capacité renouvelable installée dans le monde entier va dépasser les 500 GW entre 2016 et 2020[4]. La croissance mondiale du photovoltaïque est plus rapide, elle varie fortement selon les besoins énergétiques des pays. En août 2017, GTM (**Greentech Media Research**) a prédit que la capacité photovoltaïque mondiale installée atteindra 871 GW en 2022. D'ici 2050, l'énergie solaire deviendra la plus grande source de production d'électricité au monde. Une telle réalisation nécessiterait des centrales solaires d'une capacité de PV de 4600 GW, dont

L'Algérie, comme tout autre pays, a tracé sa feuille de route pour l'utilisation et la promotion des énergies renouvelables. Selon sa situation géographique, l'Algérie s'intéresse en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables qui a été adopté en février 2011[5]. Cet engagement en faveur des énergies renouvelables vise à apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

La capacité du programme d'énergies renouvelables à mettre en œuvre pour répondre aux besoins du marché national au cours de la période 2015-2030 est estimée à 22 GW, dont

4,5 GW ont été atteints en 2020. Sur un total de 22 GW, la part du photovoltaïque atteindrait les 13,5 GW.

Au niveau technique la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire permet la production directe d'électricité avec une cellule photovoltaïque. La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique.

Cet effet, appelé effet photovoltaïque, a été découvert par le français Antoine Becquerel dès 1839, mais il a fallu attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique. En 1953, le physicien Gerald Pearson et le chimiste Calvin Fuller, des laboratoires Bell (USA), arrivent à réaliser la première cellule solaire capable à transformer les rayons du soleil en électricité à base de silicium. Après plusieurs améliorations, ils parviennent à réaliser en 1954 une cellule solaire avec un rendement de 6%, soit au-dessus du rendement limite qu'ils s'étaient donnés pour que la cellule soit une source d'énergie intéressante (5,7%) [6].

Cependant, des cellules solaires encore plus efficaces sont réalisées vers la fin des années 1960, l'énergie solaire est considérée comme la principale source d'énergie pour les satellites. C'était la première utilisation importante de la technologie solaire photovoltaïque.

Des efforts sont faits pour réduire les coûts afin que l'énergie photovoltaïque puisse également être utilisée pour des applications terrestres. En 1973, la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware(USA). Ainsi au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts.

Comme nous l'avons souligné plus haut, la cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse du soleil et la transforme directement en une énergie électrique, la cellule se présente sous la forme de deux fines plaques d'une dizaine de micromètres d'épaisseur (appelée également wafer en anglais). Différents matériaux semi-conducteurs sont utilisés pour réaliser cette conversion d'énergie, ainsi que différentes structures de cellules qui sont apparues au fur et à mesure du développement technologique.

Deux principaux types de cellules solaires ont été commercialisés à ce jour. Ils diffèrent en leur composition matérielle. Actuellement, la technologie dominante reste les cellules à base de silicium cristallin (c-Si), 73% du marché photovoltaïque est basé sur les technologies

silicium (multicristallin, monocristallin, silicium amorphe et en ruban), les cellules à base de type P en forment la majorité pour des raisons de maîtrise technologique.

Le deuxième groupe des cellules solaires commerciales représente la technologie des couches minces qui occupent 11% du marché cellule photovoltaïque. Il comprend les cellules solaires au tellure de cadmium (CdTe) ainsi qu’au Cuivre-Indium-Gallium-Sélénium (CIGS).

D'autres nouvelles technologies photovoltaïques qui représentent 16% du marché des cellules photovoltaïques telles que les cellules solaires à concentration et les cellules photovoltaïques organiques. Le tableau 1 montre la part de marché actuel et projeté des diverses cellules solaires [7].

Tableau 1: *Projection de la part de marché des cellules photovoltaïques par groupes technologiques [7].*

Technologie		2014	2020	2030
À base de silicium (c-Si)	Monocristallin	92%	73.3%	44.8%
	Poly ou Multi-cristallin			
	Ruban			
	Silicium amorphe			
À base de couches minces	Cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS)	2%	5.2%	6.4%
	Tellure de cadmium (CdTe)	5%	5.2%	4.7%
Autres	Cellules solaires à concentration	1%	1.2%	0.6%
	PV organiques/À colorants organiques		5.8%	8.7%
	Silicium cristallin avancé		8.7%	25.6%
	Alternatifs de CIGS, métaux lourds (ex. perovskite), multi-jonctions III-V		0.6%	9.3%

Ce manuscrit est divisé en cinq chapitres dont la répartition est la suivante :

Dans le premier chapitre de la thèse, nous présentons un rappel historique de l’effet photovoltaïque ainsi que le développement de cette énergie dans le monde et notamment en Algérie, et de sa comparaison avec les autres énergies. Ensuite, nous rappelons quelques notions de base relatives au soleil et à son rayonnement, comme le corps noir, le spectre solaire et le nombre d’air-masse. À la fin de ce premier chapitre, nous abordons les compositions et propriétés de la lumière.

Le second chapitre est axé sur l’étude de la physique des cellules solaires ainsi leurs paramètres. Ainsi, ce chapitre est scindé en deux parties, la première présente les notions de

base : l'effet photovoltaïque, le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et un rappel sur les principales notions des semi-conducteurs que nous utiliserons dans la suite de ce travail, ensuite on présente les différents types de technologies de cellules photovoltaïques et leurs rendements records de conversion. La seconde partie de ce chapitre, décrit la modélisation physique de la cellule solaire à base de silicium qui permet de définir les quatre paramètres de la cellule que sont le courant de court-circuit I_{cc} , la tension de circuit ouvert V_{co} , le facteur de forme FF et le rendement de conversion η , suivie par une étude sur les différentes pertes lors de la conversion photovoltaïque. On termine le chapitre par une présentation du procédé standard de réalisation d'une cellule photovoltaïque dans le but de limiter ses pertes.

Le troisième chapitre, où nous présentons le contexte dans lequel se situent les travaux que nous avons menés dans cette thèse. Nous commençons ce chapitre par les différentes technologies envisagées pour l'obtention du silicium photovoltaïque. On passe, par la suite, au procédé standard de fabrication des cellules solaires à base de silicium de type P, ensuite de type N. Nous évoquons ensuite l'intérêt du silicium de type N par rapport à son similaire de type P. Enfin, on expose quelques outils de caractérisations électriques et optiques utilisées pour mesurer certains paramètres des cellules photovoltaïques.

Le quatrième chapitre est consacré à la présentation des programmes PC1D et PC2D utilisés dans la simulation numérique. Dans une première partie, nous présentons le simulateur des cellules solaires PC1D à une dimension et ses différentes parties ('Device', 'Regions', 'Excitation', 'Results'). Dans une deuxième partie, nous présentons le simulateur bidimensionnel PC2D conçu à l'aide du tableur Excel de Microsoft, utilisé à l'étude de nos cellules.

À la fin de ce chapitre, nous présentons le calcul théorique des pertes optiques et résistives dues à la grille de métallisation en faces avant et arrière, et autres composants résistifs (la base et l'émetteur) et dont les modèles sont développés en Annexe A et B.

Dans le cinquième chapitre, nous présentons les résultats obtenus et les interprétations de nos simulations effectuées sur les structures dites à contact localisé que sont la cellule solaire PERC (*Passivated Emitter Rear Contact*) de substrat de type P à l'aide du simulateur PC2D à deux dimensions, et la cellule PERT (*Passivated Emitter Rear Totally Diffused*) de substrat de type N (n-PERT) en utilisant le calculateur PC3D à trois dimensions.

Tout d'abord, nous présentons, dans ce dernier chapitre, la cellule solaire PERC de type P avec ses paramètres rassemblés de la littérature que nous avons utilisés pour la

simulation dans PC2D et dont nous avons comparés les performances par rapport à une cellule expérimentale repérée dans la littérature. Ensuite, nous étudions l'effet sur les performances de cellule en optimisant 3 paramètres du substrat type P que sont l'épaisseur, la durée de vie des porteurs minoritaires et la résistivité.

Dans la seconde partie de cette étude et à titre comparatif, nous avons également simulé avec le calculateur PC3D à trois dimensions, les caractéristiques d'une cellule solaire à structure n-PERT, dont les paramètres sont également réunis de la littérature et que nous avons seulement identiquement optimisés, comme la cellule p-PERC avec es trois paramètres de la base. Nous tentons à travers cette comparaison de montrer que les paramètres de la cellule n-PERT sont meilleurs que ceux de la cellule p-PERC.

Dans un second temps, nous avons rajouté une étude supplémentaire sur l'influence de la résistance de couche de l'émetteur de la cellule n-PERT sur ses performances.

Finalement, la dernière section de ce chapitre est consacré au calcul des pertes résistives et optiques de la géométrie de la grille de métallisation en face avant (largeur, hauteur du contact et nombre de busbarres) et leurs effets sur les caractéristiques courant – tension de la cellule solaire n-PERT à l'aide de PC3D.

Nous achevons notre étude par une conclusion générale qui résume les travaux réalisés dans cette thèse.

Enfin, trois annexes, **A**, **B** et **C**, utiles pour notre étude, sont rajoutées à la fin du manuscrit. La première, notée **A**, concerne le calcul des pertes optiques, la seconde, **B**, se rapporte aux calculs des différentes résistances série des différentes régions de la cellule et la dernière, **C**, concerne la méthode de détermination des courants de recombinaison.

Bibliographie :

- [1] Gioietta Kuo " When Fossil Fuels Run Out, What Then? " May 2019
<https://mahb.stanford.edu/library-item/fossil-fuels-run/>(Consulté le 06-10-2020)
- [2] " Energies renouvelables : avantages et inconvénients ", Disponible sur le site :
<https://www.quelleenergie.fr/magazine/energies-renouvelables/energies-renouvelables-avantages-inconvenients-46047/>(Consulté le 03-02-2020)
- [3] Hayat Gazzane" La consommation mondiale d'énergie bondira de près de 40 % d'ici 2040 ", Disponible sur le site : <https://www.lefigaro.fr/conjoncture/2014/11/12/20002-20141112ARTFIG00225-la-consommation-mondiale-d-energie-bondira-de-pres-de-40-d-ici-2040.php> (Consulté le 03-02-2020)
- [4] " Photovoltaïque économique ", Disponible sur le site :
<https://www.hisour.com/fr/photovoltaics-economic-39474/> (Consulté le 03-02-2020)
- [5]" Programme National des Énergies Nouvelles et Renouvelables ", Disponible sur le site
<https://era.dz/salon/fr/content/programme-national-des-%C3%A9nergies-nouvelles-et-renouvelables>(Consulté le 03-02-2020)
- [6] J. Perlin, " From space to earth: the story of solar electricity ", Harvard University Press Edition, 1999. Publié par Aatec Publications(1999) [ISBN 10: 0937948144](#)[ISBN 13: 9780937948149](#)(Consulté le 03-02-2020)
- [7] M. Salama " L'énergie solaire PV : une technologie durable " Disponible sur le site :
<https://fr.slideshare.net/MarianneSalama/lnergie-solaire-pv-une-technologie-durable>(Consulté le 03-02-2020)

Chapitre

I

Notions de gisement solaire

Chapter I : Notions de gisement solaire

On présente dans ce chapitre un rappel sur les concepts théoriques de la source de l'énergie solaire qu'est le gisement solaire dont la connaissance est nécessaire pour comprendre le fonctionnement des cellules photovoltaïques. Dans un premier temps, nous exposerons un rappel historique de l'effet photovoltaïque ainsi que le développement de cette énergie dans le monde et notamment en Algérie, et de sa comparaison avec les autres énergies. Ensuite, nous rappelons quelques notions de base relatives au soleil et à son rayonnement, tels que le corps noir, le spectre solaire et le nombre d'air-masse. À la fin de ce premier chapitre, nous abordons les compositions et propriétés de la lumière.

I.1 Définition et historique

I.1.1 De l'effet photovoltaïque (PV) aux cellules solaires

Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité, cette conversion, est appelée effet photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque, a été découvert en 1839 par un physicien français, Alexandre Edmond Becquerel (1788-1878) en irradiant une électrode en argent placée dans une solution conductrice de l'électricité, il obtint alors une tension électrique [1]. Un siècle après, les physiciens ont commencé à approfondir et exploiter ce phénomène grâce à la fabrication de la première cellule solaire à jonction PN en silicium au sein des laboratoires de la société Bell aux états unis [2].

I.1.2 Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque

1860 : Le mathématicien français August Mouchet (1825-1912) a proposé une idée pour les moteurs à vapeur à énergie solaire. En 1866, il invente le premier moteur solaire.

1873 : L'ingénieur électricien anglais Smith Willoughby qui découvrit l'effet photovoltaïque dans le sélénium, ouvrant la voie, quelques années plus tard, à la création de la première cellule photovoltaïque au sélénium [3].

1875 : Le physicien Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin (Allemagne) un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Malheureusement, le phénomène est encore considéré comme anecdotique jusqu'à la seconde guerre mondiale [4].

1883 : Charles Fritts, un inventeur américain, a construit le premier panneau des cellules solaires avec un rendement de conversion d'énergie compris entre 1 et 2 %, fabriquées à partir de plaquettes de sélénium recouvertes avec de très minces électrodes d'or [5].

1905 (Mars) : Albert Einstein (1879-1955) explique le principe photovoltaïque, ce qui lui permet d'ailleurs d'obtenir le prix Nobel de physique en 1921.

1916 : Le chimiste polonais Jan Czochralski (1885-1953) a découvert un procédé de croissance cristalline qui prend les deux premières lettres de son nom (CZ), pour fabriquer des monocristaux semi-conducteurs.

1932 : Audobert et Stora découvrent l'effet photovoltaïque avec le matériau semi-conducteur de type II-VI, sulfure de cadmium (CdS). Les premières vraies cellules photovoltaïques sont apparues en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium.

1954 : Trois chercheurs américains, Gerald Pearson, Daryl Chapin et Calvin Fuller, mettent au point une cellule photovoltaïque, avec au début un rendement de 4 % et par la suite de 11 % (voir figure I.1) [6].



Figure I.1: Les inventeurs de la batterie solaire de Bell, de gauche à droite, Gerald Pearson, Daryl Chapin et Calvin Fuller, vérifient la quantité d'électricité solaire dérivée de la lumière solaire, simulée ici par une lampe [7].

1955 : Hoffman Electronics (Entreprise basée aux usa) propose une cellule photovoltaïque en silicium à un coût de 1500 \$/W (rendement de 2 %).

1958 : Hoffman Electronics fabrique une cellule en silicium avec un rendement de 9 %.

1959 : Les États-Unis envoient son premier satellite dans l'espace alimenté par des modules au silicium : Explorer-VI .(figure I.2).

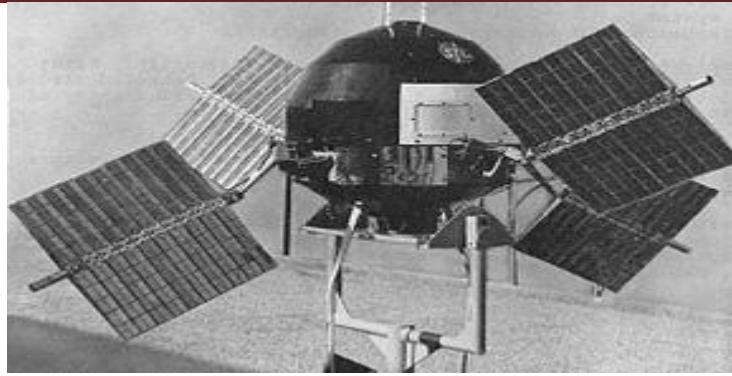


Figure I.2 : Le premier satellite Explorer-VI.

1963 : Sharp produit le premier module photovoltaïque commercial en silicium.

1973 : La première maison alimentée par l'énergie solaire est construite aux Etats-Unis.

1985 : Première cellule photovoltaïque en silicium avec un rendement de plus 20 % fabriqué par l'université de South Wales (Australie).

1987 : Course de 14 voitures alimentées par l'énergie photovoltaïque à travers l'Australie, la première à rouler à une vitesse moyenne de **70 km/h**.

1997 : La production mondiale photovoltaïque atteint **100 MW** par an.

2002 : La capacité photovoltaïque mondialement installée atteint 2000 MW, soit le double de la capacité installée en 1999.

2020 : Selon Solar Power Europe, en raison de la crise de Covid-19, la nouvelle capacité de production photovoltaïque de cette année baissera de 4 % par rapport à l'année dernière. En 2020, environ **112 GW** pourraient être installés dans le monde, et en 2021, la capacité nouvellement installée pourrait atteindre **149,9 GW** si les gouvernements soutiennent les énergies renouvelables dans leurs plans de relance économique. Selon les estimations de Solar Power Europe, la capacité solaire mondiale dans les années à venir pourrait atteindre **1448 GW** en 2024 [8].

Actuellement, une recherche intense dans ce domaine est mise en place pour diminuer le prix de fabrication et augmenter le rendement du système photovoltaïque.

I.2 Développement du photovoltaïque dans le monde

Parmi les Énergies Renouvelables (**ER**) très utilisées dans le monde, non polluantes, est le solaire photovoltaïque (la production d'électricité à partir du rayonnement solaire). Ainsi, malgré sa place minimale d'occupation, l'industrie photovoltaïque connaît, depuis quelques années, une très forte progression.

L'exploitation de l'énergie solaire offre plusieurs avantages tels que :

- ✓ Une énergie maîtrisable et adaptée aux situations de toutes les régions,
- ✓ Des ressources à l'échelle humaine pratiquement inépuisables, disponibles gratuitement et en très grandes quantités,
- ✓ Des frais de maintenance relativement faibles,
- ✓ Le matériau silicium le plus utilisé pour la fabrication des cellules solaires et le plus abondant dans la croûte terrestre et n'est pas toxique,
- ✓ Une énergie propre et durable où les panneaux solaires sont recyclés à 94,7 % [9].
- ✓ Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse, ce qui n'est pas le cas, par exemple des installations éoliennes.
- ✓ Le rendement énergétique est positif : il faut en moyenne entre 3 et 4 ans pour que le panneau produise l'énergie nécessaire à sa fabrication et un panneau solaire produit en moyenne entre 9 à 14 fois l'énergie qu'il a consommé pour sa fabrication pour une durée de vie moyenne de 25 ans [10].

Grâce à ses avantages intéressants, l'énergie photovoltaïque augmente sans cesse, et s'accroît encore plus fortement année an année. Le volume de production de l'énergie solaire photovoltaïque au cours des 15 dernières années, a augmenté avec un taux de croissance annuel de plus de 40 % [11].

Le début de la révolution solaire a été remarqué en 2008 lorsque les nouvelles installations PV sont passées de **2,5 GW** en 2007 à **6,7 GW** jusqu'à **7,3 GW** la capacité installée en 2009. En 2010, les nouvelles installations ont plus que doublé pour atteindre **17,2 GW**, portant la capacité cumulée mondiale à **40,3 GW** (voir figure I.3). En 2011, les nouvelles installations ont encore fait un bond en terminant l'année à **30,1 GW** soit **70,5 GW** au total [12].

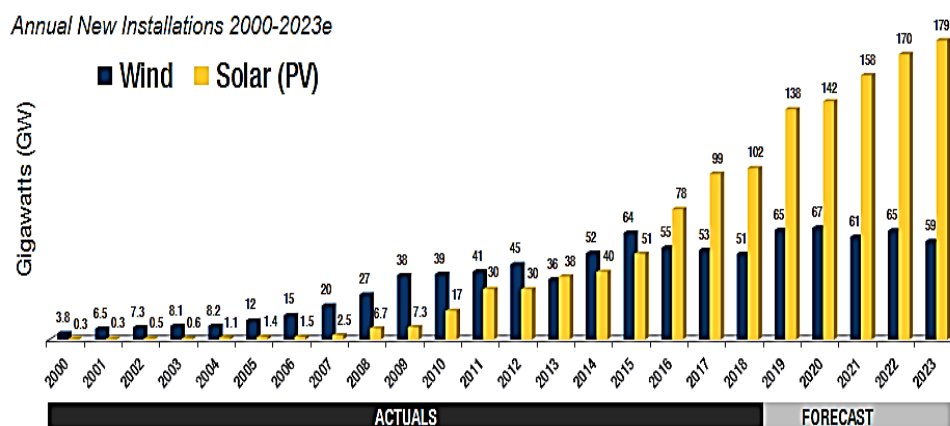


Figure I.3 : Nouvelles installations annuelles 2000-2023 [12].

Les capacités solaires installées devraient continuer à croître, pour dépasser **300 GW** dans le monde, atteignant environ **305 GW**, à la fin de 2016, soit une quantité suffisante pour fournir entre 1,3 % et 1,8 % de la demande mondiale en électricité [13].

Selon les nouvelles prévisions de la demande mondiale de PV réalisées par Global Data (Angleterre), la puissance photovoltaïque installée dans le monde devrait augmenter de manière significative, passant de **593,9 GW** en 2019 à **1582,9 GW** en 2030, la Chine reste le pays le plus porteur [14].

I.2.1 Prévisions de croissance dans le monde

En 2018, quatre pays représentaient plus des deux tiers de la capacité photovoltaïque installée : la Chine 35 %, les États-Unis 12 %, le Japon 11 % et l'Allemagne 9 % (figure I.4). En 2016, la région Asie PACifique (APAC), qui comprend des pays comme le Japon, l'Inde et l'Australie a dépassé pour la première fois l'Europe devenant la plus grande région d'énergie solaire au monde avec une capacité installée totale de **147 GW**. Après avoir ajouté **73,7 GW** en 2017, elle disposait de **220,7 GW** de la capacité totale installée, soit une part du marché mondial de 55 % [15]. En 2018, l'APAC détenait 70 % du marché des nouvelles installations. Selon Global Data, l'APAC continuera de dominer le marché mondial de l'énergie solaire PV jusqu'en 2025 en raison de la disponibilité abondante d'énergie solaire dans les pays tropicaux et du soutien gouvernemental.

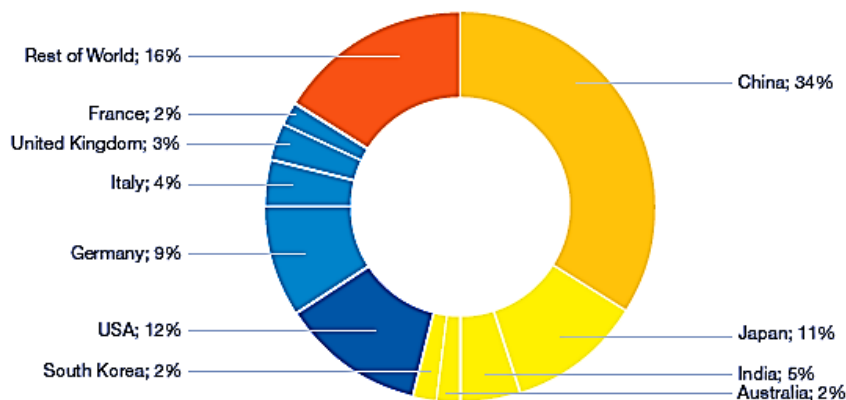
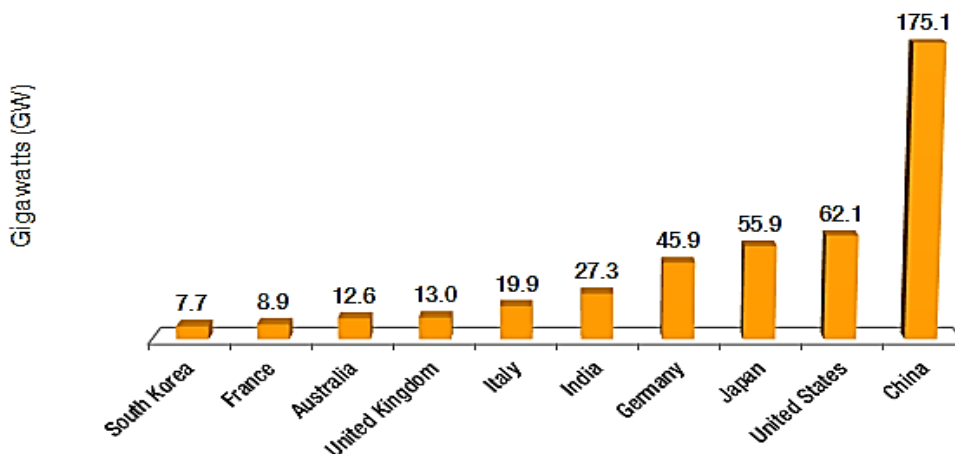


Figure I.4: Top 10 des marchés solaires de l'énergie solaire dans le monde en 2019 [16].

En 2015, la Chine a dépassé la base installée de capacité solaire en Allemagne et s'est positionnée comme le plus grand marché de l'énergie solaire. En 2018, les chinois ont installé **44,4 GW** de nouveaux systèmes PV, contre un record de **52,8 GW** l'année précédente avec

une diminution de 16 %. À la fin de l'année 2018, le pays avait une énorme capacité cumulée installée de **175 GW** (figure I.5). La Chine devrait augmenter sa capacité installée jusqu'à de **448 GW** d'ici la fin de 2023 [16].

Total PV Cumulative Capacity by Country (top 10) in 2018



Source: SolarPower Europe (2019). Global Market Outlook for Solar Power / 2019 - 2023.

Figure I.5 : Capacité cumulée PV totale par pays (10 premiers) en 2018. [16].

L'Inde est devenue ces dernières années un acteur dominant sur la scène de l'énergie solaire PV mondiale. Tout en conservant la troisième place, la capacité totale de l'Inde devrait passer de **27,3 GW** fin 2018 à **116 GW** d'ici 2023, ce qui signifie que le pays installera près de 90 GW de 2019 à 2023, soit près de 18 GW en moyenne par an.

Les États-Unis devraient augmenter leur capacité photovoltaïque installée de 62,1 GW en 2018 à **132,4 GW** d'ici la fin de 2023, soit une augmentation de **70 GW** à **132 GW** en 2023, les États-Unis seront à la deuxième place après la Chine, devant le Japon à **56 GW** et l'Allemagne à **46 GW** comme le montre le tableau I.1 [12].

	2018 Total Capacity (MW)	2023 Total Capacity Medium Scenario by 2023 (MW)	2019 - 2023 New Capacity (MW)	2019 - 2023 Compound Annual Growth Rate (%)	Political support prospects
China	175 131	448 131	273 000	21%	🟡
India	27 347	116 106	88 759	34%	🟡
United States	62 127	132 426	70 299	16%	🟡
Australia	12 560	45 236	32 676	29%	🟡
Germany	45 920	72 611	26 692	10%	🟡
Japan	55 851	82 351	26 500	8%	🟡☁️

Tableau I.1 : Perspectives du marché mondial du solaire PV.

I.3 Développement du photovoltaïque en Algérie

Dans le cadre du programme relatif aux énergies renouvelables, l'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables pour apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et à la conservation des ressources énergétiques fossiles. Ce programme comprend le développement des énergies renouvelables qui a été adopté à grande échelle.

Le programme algérien sur les énergies renouvelables, consiste à installer une capacité totale de 22 GW d'électricité à l'horizon 2030, dont 12 GW destinés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 GW à l'exportation [17].

La répartition de ce programme par filières technologiques pour la période 2015-2030, se présente comme suit tableau I.2[18] :

Tableau I.2 : Répartition des capacités à installer par filière durant 2015-2030 en Algérie

Unité en MW	1 ^{ère} phase 2015-2020	2 ^{ème} phase 2021-2030	TOTAL
Solaire PV	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
Solaire thermique :	-	2000	2000
Biomasse :	360	640	1000
Géothermie	5	10	15
Cogénération	150	250	400
TOTAL	4525	17475	22000

À l'horizon 2030, les énergies renouvelables peuvent représenter 40 % de l'énergie totale. La filiale photovoltaïque représente 62 % contre 23 % pour l'éolien et 9 % pour la thermique (figure I.6).

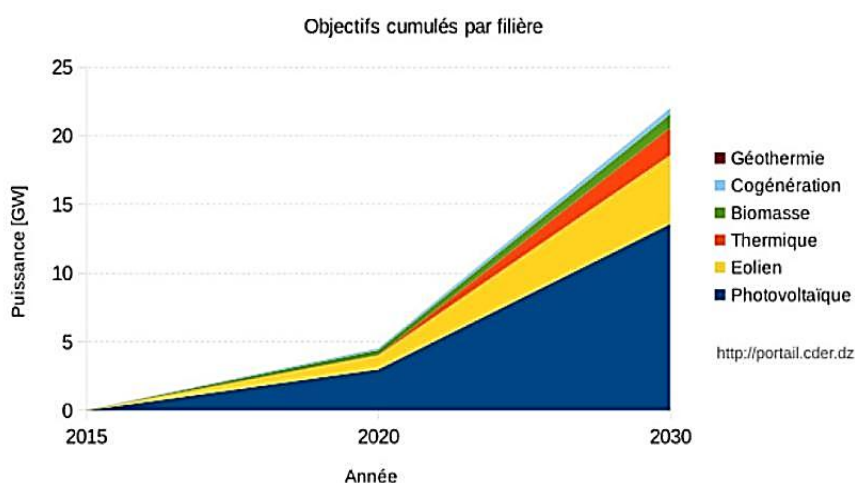


Figure I.6: Phases du programme algérien des énergies renouvelables [19].

I.3.1 Potentiel solaire en Algérie :

Vue sa situation géographique et ses ressources énergétiques, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde, couvrant une superficie de 2 381 741 km² et une durée d'insolation annuellement qui dépasse les 2000 heures et qui peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). C'est l'une des plus importantes au monde, elle est toujours supérieure à 8 h/j et peut arriver jusqu'à 12 h/j durant l'été.

L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire algérien, soit près de 1700 kWh/m²/an au nord et dépasse 2263 kWh/m²/an au grand sud du pays [20].

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau I.3 selon l'ensoleillement reçu annuellement [21].

Tableau I.3: Taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie [21].

Région	Côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

I.4 Le Soleil et son rayonnement

I.4.1 Le Soleil

L'optimisation et la caractérisation des performances des cellules solaires nécessitent une connaissance approfondie sur le soleil qui représente une source d'énergie inépuisable.

Le Soleil est l'étoile centrale du système solaire, la plus proche de la terre (environ 150.10⁶ km) parmi des milliards d'autres étoiles, et la plus petite par rapport à ses voisines. Notre Soleil est une énorme boule de diamètre 391 000 km, et d'une masse de 330 000 fois celle de la terre (1,99.10³⁰ kg ou 2 milliards de milliards de tonnes). C'est une énorme boule de gaz chaud, sa température au cœur pouvant atteindre 15 millions de degrés, composée de 70 % d'hydrogène et 28 % d'hélium, les 2 % restants représentent quelques éléments plus lourds tels que le carbone, l'azote et l'oxygène.

Actuellement, dans le cœur du Soleil, des milliers d'explosions se produisent en permanence, C'est une gigantesque bombe thermonucléaire dont la puissance, émise sous forme de photons, représente un chiffre considérable en puissance : 3,82.10²⁶ Watts [22].

Chaque seconde, environ 627 millions de tonnes d'hydrogène fusionnent pour produire environ 622,7 millions de tonnes d'hélium. La différence de masse de 4,3 millions de tonnes

transforme en énergie lumineuse produite (4.10^{26} Joules/s) [23]. Cette énergie migre lentement, par rayonnement et par convection vers la surface solaire et émise dans l'espace sous forme de rayonnement électromagnétique et de flux de particules.

I.4.2 Le corps noir et le spectre solaire

Si on assimile le soleil à un corps noir à la température de **5780 K**, il est donc un objet idéal qui absorbe parfaitement toute l'énergie électromagnétique qu'il reçoit, provoquant l'émission d'un rayonnement thermique, dit spectre du corps noir selon la loi de Planck (figure I.7).

L'intensité lumineuse par longueur d'onde ($W.m^{-2}.nm^{-1}$), d'un corps noir à la température T , est donnée par la relation de Planck :

$$L_{\lambda} = \frac{2hc^2}{\lambda^5} \frac{1}{\left[\exp\left(\frac{hc}{\lambda T k_B}\right) - 1 \right]} \quad (I.1)$$

Où L_{λ} est la luminance spectrale pour une longueur d'onde λ donnée, $c \approx 3.10^8 m.s^{-1}$ est la vitesse de la lumière dans le vide, $h = 6,626.10^{-34} J.s$ est la constante de Planck et $k_B = 1,381.10^{-23} J.K^{-1}$, la constante de Boltzmann.

En appliquant de la loi de Wien, pour déterminer la valeur de la longueur d'onde pour laquelle l'intensité lumineuse est maximale :

$$\lambda_{max}(m) = \frac{hc}{4,965.k_B T} = \frac{2,898.10^{-3}}{T(K)} \quad (I.2)$$

Avec λ_{max} en mètres et T en kelvins. Cette dernière loi décrit la relation entre la longueur d'onde λ_{max} du pic d'émission lumineuse et la température absolue T pour un corps noir.

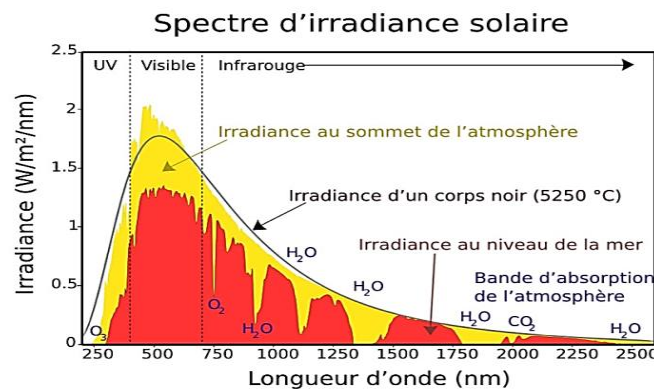


Figure I.7: Intensité lumineuse par longueur d'onde d'un corps noir à 5780 K en fonction de la longueur d'onde [24].

Selon la loi de Stefan-Boltzmann, la puissance totale émise par un corps noir de surface A , est déterminée en intégrant l'intensité lumineuse par longueur d'onde sur tout son spectre, à la température absolue T (exprimée en kelvins).

Le calcul donne alors :

$$P_{\text{émis}} = A\sigma T^4 \quad (\text{I.3})$$

Où σ est la constante de Stefan – Boltzmann [25] donnée par :

$$\sigma = \frac{2\pi^5 k_B^4}{15 \cdot c^2 \cdot h^3} = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4} \quad (\text{I.4})$$

L'ensemble des ondes électromagnétiques émises par notre soleil construit ce qu'on appelle le rayonnement solaire. Le spectre solaire peut être divisé en trois zones de couleurs selon différentes longueurs d'onde (figure I. 8).

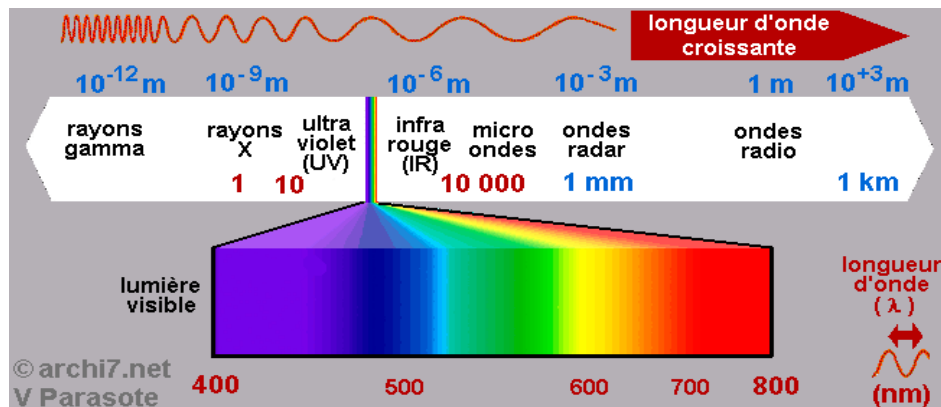


Figure I.8 : Spectre des ondes électromagnétiques [26].

- ✓ Les rayonnements Ultraviolets (UV) plus énergétiques que le visible, de longueurs d'onde plus courtes que le visible de 200 nm à 400 nm, invisibles, sans échauffer, provoquent une légère diminution des performances électriques sur les cellules photovoltaïques [27].
- ✓ Le rayonnement lumière visible, de longueur d'onde comprise approximativement entre 400 à 800 nm, visibles, ils nous permettent de distinguer les formes et les couleurs.
- ✓ Les rayonnements infrarouges (IR) moins énergétiques que le visible, de longueurs d'ondes comprises entre 800 à 1400 nm, invisibles, chauffent la matière solide ou gazeuse qu'ils rencontrent.

Il est également constitué des rayons de courtes longueurs d'ondes telles que les rayons X et les rayons γ , extrêmement dangereux. Le domaine visible correspond à la plus forte énergie de rayonnement solaire arrivant à la surface de la terre, il présente un maximum à une longueur d'onde de 410 nm qui correspond à une couleur violette.

I.4.3 Le rayonnement solaire au sol

I.4.3.1 Influence des phénomènes atmosphériques

L'éclairement énergétique (irradiance) est défini comme la puissance du rayonnement électromagnétique reçue par une surface, il s'exprime en W/m^2 (watts par mètre carré).

L'énergie moyennée transmise par un flux de rayonnement en provenance du soleil sur une année correspond à un éclairement de $340 W \cdot m^{-2}$, en réalité la terre réfléchit une partie de cette quantité d'éclairement qu'apporte le soleil au système terre-atmosphère, environ $100 W \cdot m^{-2}$, le reste (70% environ) absorbée par la terre [28].

Pour une distance moyenne terre-soleil de 150 millions de km, la terre reçoit de sa part un rayonnement d'une puissance moyenne de 1367 watts pour chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère, c'est ce que l'on appelle la constante solaire. Lorsque le spectre lumineux traverse la couche d'atmosphère terrestre, il subit de nombreuses interactions (absorption, réflexion, diffusion) avec les molécules gazeuses et les particules (aérosols, gouttelettes d'eau, poussières) présentes dans l'atmosphère diminuant ainsi l'énergie transportée par le rayonnement électromagnétique. Lors de son trajet depuis la source (le soleil) deux phénomènes essentiels se produisent : l'absorption et la diffusion atmosphériques (figure I.9 ci-dessous).

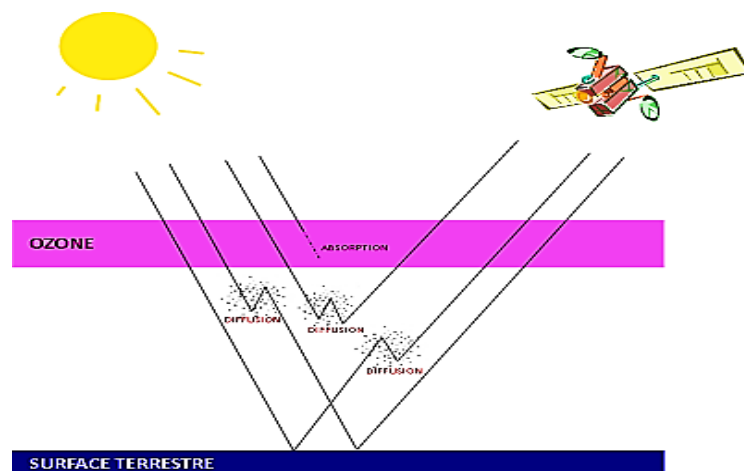


Figure I.6 : Absorption par l'ozone et diffusion atmosphérique du rayonnement électromagnétique, lors de sa traversée de l'atmosphère [29].

Les molécules responsables de l'absorption sont principalement l'ozone (O_3), la vapeur d'eau (H_2O) et d'une manière moins sensible l'oxygène (O_2) et le gaz carbonique (CO_2). Dans le domaine ultraviolet, tout rayonnement de longueur d'onde inférieure à $0,2 \mu m$ est absorbé par les molécules d'oxygène et d'ozone. L'oxygène absorbe faiblement l'ultraviolet entre $0,2$ et $0,3 \mu m$, dans le spectre entre $0,3$ et $0,36 \mu m$, l'ozone absorbe faiblement le rayonnement. L'absorption du rayonnement dans le domaine UV est essentiellement due à la transition électronique des molécules d'oxygène et d'ozone. Dans le visible, l'absorption par les molécules gazeuses est très faible. Il existe une bande de faible absorption par l'ozone et l'oxygène vers $600 nm$. Dans le domaine de l'infrarouge, l'absorption est principalement due aux transitions de vibration et de rotation des molécules triatomiques telles que H_2O , O_3 et CO_2 [30].

Les molécules d'ozone provoquent une forte d'absorption pour les rayonnements solaires comprise entre $0,2-0,3 \mu m$, et une faible absorption dans la bande spectrale comprise entre $0,44$ et $0,74 \mu m$. La vapeur d'eau a plusieurs bandes d'absorption dont 3 spectres importants dans la bande infrarouge à $0,7 \mu m$, puis entre $0,85 \mu m$ et $0,98 \mu m$, ainsi que d'autres absorptions au-delà de $1,1 \mu m$. L'oxygène est responsable de deux bandes d'absorption étroites, à $0,69$ et $0,76 \mu m$. Le dioxyde de carbone a une bande extrêmement étroite autour $1,6$ et $2 \mu m$, suivie de bande d'absorption plus fortes ($2,75 \mu m$, $4,25 \mu m$).

I.4.3.2 Nombre d'air-masse

La notion "air mass" noté (AM) en anglais ou nombre d'air masse, elle correspond à la distance parcourue par le rayonnement solaire en provenance du soleil comme le montre la figure I.10 en bas, à droite. Son expression est donnée par la relation ci-dessous :

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (I.5)$$

Avec θ qui est défini comme l'angle compris entre le plan vertical (au zénith) et le vecteur position du soleil. La figure I.10 d'en bas, à gauche, montre la distribution des différents spectres solaires.

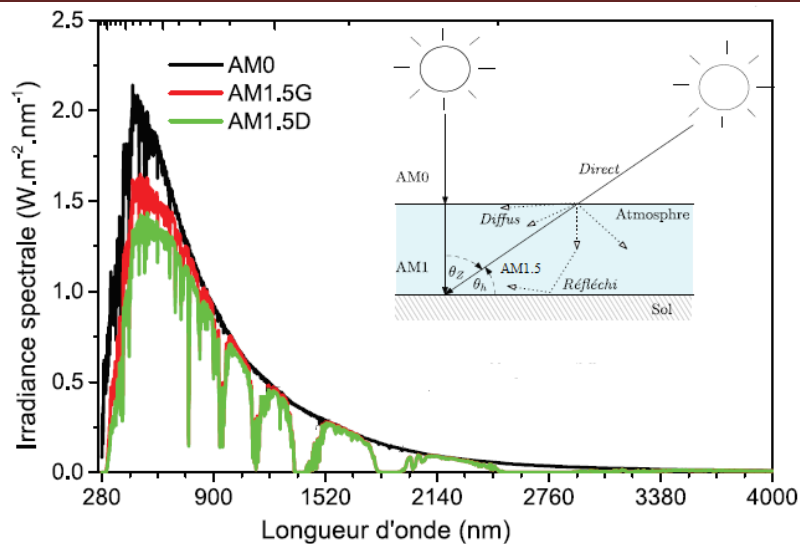


Figure I.7 : L'irradiance spectrale en fonction de la longueur d'onde et représentation graphique des spectres AM0, AM1 et AM1.5 [31].

AM0 : représente le spectre solaire hors atmosphère et **AM1** : lorsque le rayonnement du soleil est au zénith ($\theta = 0^\circ$). Lorsque le rayonnement du soleil fait un angle de $\theta = 48,2^\circ$ par rapport au zénith, on définit le spectre **AM1.5** qui correspond à une masse d'air de 1.5.

Les spectres solaires **AM0** et **AM1.5** sont principalement utilisés pour calculer le rendement de conversion de différentes structures de cellules solaires. Le spectre **AM0** est utilisé en applications spatiales, alors que pour les applications terrestres, on utilise le spectre solaire **AM1.5** qui correspond à une puissance lumineuse de 1000 W/m² pour une température de la cellule égale à 25°C (conditions de tests standard).

Les lettres G et D désignent respectivement le faisceau lumineux global et le faisceau lumineux direct. Le faisceau global prend en compte les faisceaux lumineux réfléchis par le sol ou diffus par les nuages ou autres particules dans l'air, alors que le faisceau direct est celui qui arrive directement au travers l'atmosphère. Dans ce travail, les calculs ont été faits sous illumination de AM1.5G (du spectre ASTM G-173-03, norme internationale ISO 9845-1, 1992) [32].

I.4.3.3 Propriétés de la lumière

La lumière est un rayonnement électromagnétique, c'est-à-dire un mélange d'ondes électriques et magnétiques. La lumière est composée de particules élémentaires qu'on appelle photons et qui possèdent les propriétés d'une onde se propageant dans l'espace en fonction du temps. L'énergie d'un photon dépend uniquement de la fréquence de la lumière, elle est définie par la relation de Planck-Einstein :

$$E = h \nu \quad (\text{I.6})$$

Dans cette relation :

- ✓ E, l'énergie associée au photon et exprimée en joules (J),
- ✓ h, la constante de Planck (J.s),
- ✓ ν , la fréquence de la lumière en hertz (Hz).

Par ailleurs, l'énergie d'un photon peut être exprimée en fonction de sa longueur d'onde suivant la relation :

$$E = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (\text{I.7})$$

c : la vitesse de la lumière dans le vide (m/s),

λ : la longueur d'onde (m),

En remplaçant les grandeurs h et c par leurs valeurs, on trouve l'énergie en électronvolts (eV) :

$$E(\text{eV}) = \frac{1240}{\lambda(\text{nm})} \quad (\text{I.8})$$

On définit également le flux de photons qui est un paramètre important pour calculer la densité du nombre de paires électron-trous générées, et donc le photo-courant produit par une cellule solaire. Le flux optique est défini comme le nombre de photons incidents par seconde et par unité de surface [33] :

$$\Phi = \frac{\text{nombre de photons}}{\text{m}^2 \cdot \text{s}} \quad (\text{I.9})$$

Le flux de photons ne donne pas d'information sur l'énergie (ou la longueur d'onde) des photons, mais il est nécessaire pour le calcul de la densité de puissance qui peut être obtenue en multipliant le nombre de photons frappant une surface par unité de temps par l'énergie du photon :

$$H = \Phi \cdot E = \Phi \cdot \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{Wm}^{-2}) \quad (\text{I.10})$$

Avec $h \cdot c = 1,99 \cdot 10^{-25} \text{ J} \cdot \text{m} = 1240 \text{ eV} \cdot \text{nm}$, d'où H lorsque λ s'exprime en nm :

$$H = \Phi \cdot q \cdot \frac{1240}{\lambda(\text{nm})} \quad (\text{Wm}^{-2}) \quad (\text{I.11})$$

Avec $q = 1,602 \cdot 10^{-19}$

La formule générale de l'irradiance spectrale peut être définie par la formule générale :

$$I_{\lambda} = \Phi \cdot q \frac{1240}{\Delta\lambda(\text{nm})} (\text{Wm}^{-2}\text{m}^{-1}) \quad (\text{I.13})$$

I.5 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons présenté un aperçu historique de l'évolution des cellules photovoltaïques. Nous avons rappelé le développement de l'énergie solaire en chiffres dans le monde et en particulier en Algérie. Nous avons ensuite rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire et son application dans le domaine photovoltaïque. Enfin, nous avons vu quelques propriétés de la lumière, tels que l'énergie et le flux de photons.

Bibliographie :

- [1] " Les cellules photovoltaïques, cœur des panneaux solaires ", disponible sur le site : www.futura-sciences.com/planete/dossiers/developpement-durable-cellules-photovoltaiques-coeur-panneaux-solaires-1688/page/4/(Consulté le 29-07-2019).
- [2] S. Thibert, " Etude de la métallisation de la face avant des cellules photovoltaïques en silicium ", Thèse de Doctorat, Université Grenoble, Auvergne-Rhône-Alpes, France, 2014.
- [3] " Histoire et utilisation de l'énergie solaire ", disponible sur le site : <http://www.energie-positive.com/histoire-et-utilisation-de-l-energie-solaire.html>(Consulté le 29-07-2019).
- [4] " Les énergies solaires : notre avenir", Disponible sur le site : <http://tpe-energie-solaire.e-monsite.com/pages/science-et-technique/l-energie-photovoltaique/histoire-du-photovoltaique.html>(Consulté le 29-07-2019).
- [5]" Altermatt Lecture: The PV Principle ", disponible sur le site : <https://www2.pvlighthouse.com.au/resources/courses/altermatt/The%20PV%20Principle/The%20first%20solar%20cells.aspx> (Consulté le 29-07-2019).
- [6] " Historique de la cellule photovoltaïque ", disponible sur le site : http://www.californiasolarcenter.org/history_pv.html(Consulté le 29-07-2019).
- [7] J. Perlin, " The silicon solar cell Turns 50 ", National Renewable Energy Laboratory (NREL, Usa) et le National Center for Photovoltaïque Harvard University, disponible sur le site : <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33947.pdf> (Consulté le 29-07-2019).
- [8] E. Bellini, " La capacité photovoltaïque " disponible sur le site : <https://www.pv-magazine.fr/2020/05/07/la-capacite-photovoltaique-nouvellement-installee-dans-le-monde-en-2019-atteint-115-gw-selon-laie/>(Consulté le 29-07-2019).
- [9] " Technologie-Solaire : Le recyclage des panneaux solaires " disponible sur le site : <https://news.dualsun.com/fr/technologie-solaire/recyclage-panneau-solaire>(Consulté le 29-07-2019).
- [10]" L'association des professionnels de l'Energie solaire :Avantages et inconvénients de l'énergie solaire ",disponible sur le site : <http://unblogsurlaterre.com/actualites-environnement-sur-la-terre/avantages-et-inconvenients-energie-solaire-011/> (Consulté le 29-07-2019).
- [11] Service de la science et de la connaissance de la Commission européenne, " New solar power plants added almost 35% to the world-wide new power generating capacity in 2017 ", disponible sur le site :<https://ec.europa.eu/jrc/en/news/new-solar-power-plants-added-almost-35-world-wide-new-power-generating-capacity-2017>(Consulté le 29-07-2019).

[12] The Power Web Renewable Energy data and information section, " Wind energy and solar installed "disponible sur le site: <http://www.fi-powerweb.com/Renewable-Energy.html>(Consulté le 29-07-2019).

[13] " Photovoltaïque Solar Cells- Space Solar Cell ", disponible sur le site : <https://www.hisour.com/fr/photovoltaics-economic-39474/>(Consulté le 29-07-2019).

[14] La capacité solaire photovoltaïque mondiale disponible sur le site:https://tecsol.blogspot.com/mon_weblog/2019/10/la-capacite-C3%A9-solaire-photovolta%C3%AFque-mondiale-devrait-d%C3%A9passer-1-500-gw-dici-2030-selon-global-data.html

[15] Solar Power Europe "Global Market Outlook For Solar Power / 2018 – 2022" disponible sur le site:<https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>(Consulté le 29-07-2019).

[16] Solar Power Europe " Global Market OutlookFor Solar Power / 2019 – 2023 ", disponible sur le site :<https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2019-2023>(Consulté le 29-07-2019).

[17] " Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ", ministère de l'énergie et des mines d'Algérie, conception et réalisation SATINFO Société du Groupe Sonelgaz , mars 2011, disponible sur le site : http://cemagas.org/wpcontent/uploads/2012/12/Programme_ENR_et_efficacite_energetique_fr.pdf(Consulté le 29-07-2019).

[18] Salon International des Energies Renouvelables, des Energies Propres et du Développement Durable, " Programme National des énergies Nouvelles et Renouvelables " disponible sur le site : <https://era.dz/salon/fr/.../programme-national-des-energies-nouvelles-et-renouvelables>(Consulté le 29-07-2019).

[19] Centre de développement des Energies Renouvelables, "Portail Algérien des Energies Renouvelables, 2015. Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015 -2030) ", disponible sur le site : <http://portail.cder.dz/spip.php-article4446>(Consulté le 29-07-2019).

[20] Sundous Énergie : SNC / Etudes et Réalisation Des Energies Renouvelables," Potentiel solaire en Algérie ", disponible sur le site : <http://www.sundous.com/Energie.html>(Consulté le 29-07-2019).

[21] A. Mefti et al," Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables ", Recherche et développement,Bulletin des énergies renouvelables - N° 2, P12, Alger, décembre 2002

- [22] B. Benoit, "Réalisation et caractérisation de cellules photovoltaïques organiques obtenues par dépôt physique ", Thèse de Doctorat, Université de Limoges, France, 2004.
- [23] "Le soleil ", disponible sur le site : <https://fr.wikipedia.org/wiki/Soleil> (Consulté le 29-07-2019).
- [24] J. P. Joly, "Énergie Solaire ", Encyclopédie de l'énergie, disponible sur le site : <https://www.encyclopedie-energie.org/energie-solaire-les-bases-theoriques-pour-la-comprendre/> (Consulté le 29-07-2019).
- [25] R. Houdré, "Chapitre 3 : Rayonnement électromagnétique du corps noir et photométrie ", Optique II, Bachelor, Physique 2011-2012 disponible sur le site : <https://wiki.epfl.ch/houdre/documents/OptII%202011-2012/OptII.3%202012.pdf> (Consulté le 01-08-2019).
- [26] "Les ondes électromagnétiques ", disponible sur le site : <https://archi7.net/J34/index.php/optique/les-ondes-electromagnetiques> (Consulté le 01-08-2019).
- [27] V. Guiheneuf, "Approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, Université Paris-Est, 2017.
- [28] J. M. Navarro, "Cellules photovoltaïques organiques transparentes dans le visible ", Thèse de Doctorat, Université Toulouse III Paul Sabatier (France), 2010.
- [29] "Le rayonnement et l'atmosphère ", disponible sur le site : <https://e-cours.univ-paris1.fr/modules/uvved/envcal/html/rayonnement/3-rayonnement-atmosphere/index.html> (Consulté le 05-08-2019).
- [30] Q. Zhipeng, "La nouvelle méthode Heliosat-4 pour l'évaluation du rayonnement solaire au sol ", Ecole Nationale Supérieure des Mines, Thèse de Doctorat, Université de Paris-Sorbonne, France, 2013.
- [31] W. EL-Huni, "Modélisation de cellules solaires multi-tandem bas coût et très haut rendement à base de nitrures des éléments de III-V ", Génie Électrique, Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud XI, 2013.
- [32] <https://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra> (Consulté le 05-08-2019)
- [33] PV éducation, "Photon Flux ", disponible sur le site : <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/photon-flux> (Consulté le 01-08-2019).

Chapitre
II

Physique et
paramètres de la
cellule
photovoltaïque

Chapter II Physique et paramètres de la cellule photovoltaïque

Ce chapitre est divisé en deux parties, la première partie concerne les notions de base du photovoltaïque : l'effet photovoltaïque, le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et un rappel des principales notions des semi-conducteurs que nous utilisons dans la suite de ce travail , ensuite on présente les différents types de technologies de cellules photovoltaïques et leurs rendements de conversion maximum. La seconde partie de ce chapitre, décrit la modélisation physique de la cellule solaire à base de silicium. Cette modélisation permet de définir les quatre paramètres de la cellule que sont le courant de court-circuit I_{cc} , la tension de circuit ouvert V_{co} , le facteur de forme FF et le rendement de conversion η , suivie par une étude sur les différentes pertes lors de la conversion photovoltaïque. On termine le chapitre par une présentation du procédé standard de réalisation d'une cellule photovoltaïque dans le but de limiter ses pertes.

II.1 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est une découverte datant de 1839 de deux français Antoine César Becquerel et son fils Alexandre Edmond, en irradiant une électrode en argent placée dans une solution conductrice de l'électricité, ils ont ainsi obtenu une tension électrique. Après cette découverte, plusieurs recherches ont réussi à observer l'effet photoélectrique sur différents matériaux semi-conducteurs. Ce principe consiste à utiliser les photons d'énergie supérieure à la largeur de la bande interdite E_g du matériau pour libérer des électrons et créer une différence de potentiel entre les bornes de la cellule, ce qui génère un courant électrique continu.

II.1.1 Principe de fonctionnement général d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie lumineuse (photons) en énergie électrique (sous la forme de tension en volts).

Cette conversion photovoltaïque se base sur trois mécanismes essentiels de ce principe :

- ✓ L'absorption du maximum de photons incidents,
- ✓ La transformation de l'énergie absorbée, aux particules chargées électriquement (électrons),
- ✓ Enfin la collecte de ces électrons créés dans un circuit électrique extérieur.

La séparation des paires électron-trou photo-générées nécessite la présence d'un champ électrique permanent dans la cellule. Dans le cas d'une cellule solaire en silicium, la structure utilisée pour permettre cette séparation est la jonction PN, qui consiste à mettre deux régions dopées, l'une de type P (silicium avec un excès de trous dû au dopage par un élément de la colonne III de la classification périodique des éléments) et l'autre de type N (comporte un excès d'électrons en raison du dopage par un élément de la colonne V) en contact. La figure II.1 schématise une structure de cellule solaire de base de type P avec ses zones dopées et la jonction PN réalisée. Le principe de fonctionnement de cette cellule solaire fait appel aux différents concepts de physique du semi-conducteur et nécessite une étude de la structure de base d'une cellule solaire qu'est la jonction PN.

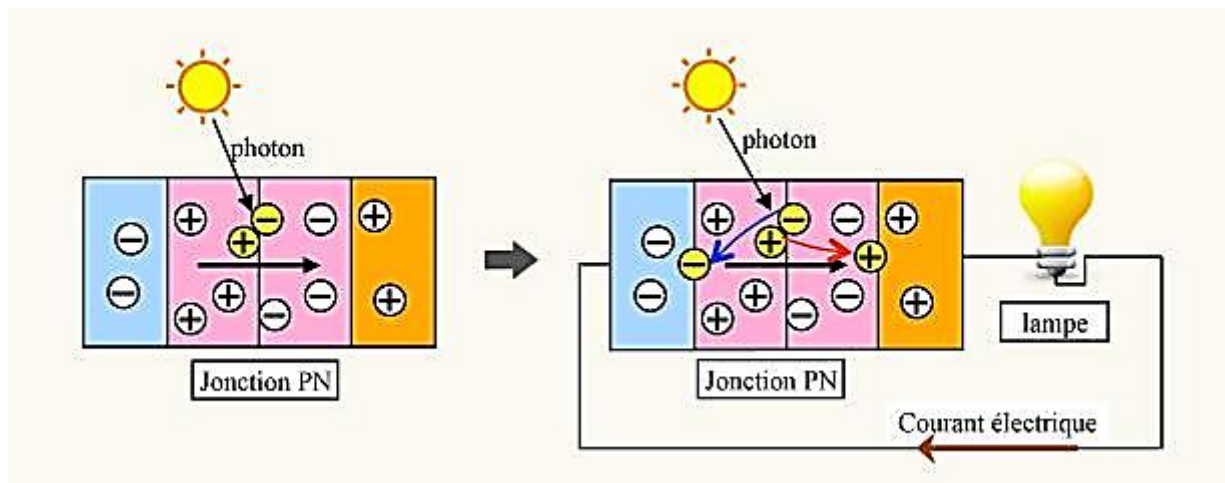


Figure II.1: Principe de fonctionnement d'une cellule solaire à jonction PN [1].

II.2 Les semi-conducteurs

Dans un atome isolé, les électrons occupent des niveaux d'énergie discrets. Entre ces niveaux, la probabilité de présence des électrons est nulle : c'est ce qu'on appelle une bande interdite (« gap » en anglais). Lorsque la distance entre deux atomes est de l'ordre atomique, distance interatomique, les niveaux d'énergie sont dédoublés. Dans le cas de plusieurs atomes, cas des cristaux dans le réseau cristallin, la dégénérescence des niveaux d'énergie forme des bandes d'énergie. On nomme alors « niveau de Fermi » (E_F) le niveau d'énergie jusqu'auquel sont remplis les niveaux d'énergie dans la bande de valence.

Selon la structure électronique de bandes, les matériaux sont classés en trois grandes catégories : conducteurs, isolants et semi-conducteurs (figure II.2).

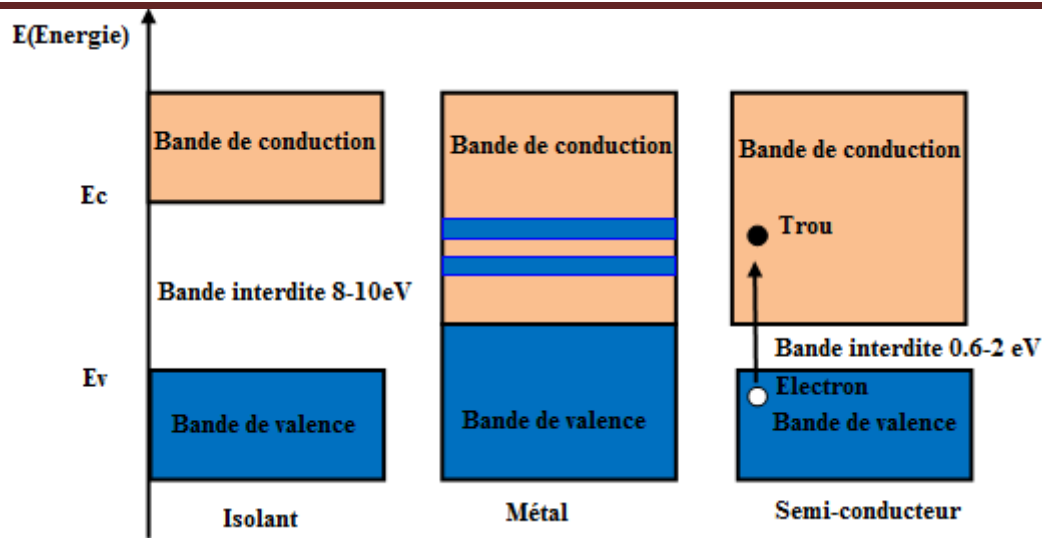


Figure II.2: Structure de bandes d'énergie des matériaux isolants, conducteurs et semi-conducteurs.

- ✓ **Pour un métal conducteur**, tous les niveaux supérieurs au niveau de Fermi étant autorisés et la quasi-totalité de ces niveaux étant inoccupés à température ambiante, toutes les longueurs d'onde peuvent être alors absorbées, mais cette énergie absorbée par le métal est donc perdue sous la forme de phonons (vibrations et thermalisations des électrons),
- ✓ **Dans un isolant**, le niveau de la largeur de la bande interdite est très grand (aux alentours de 6 eV pour le diamant par exemple), seuls les photons de hautes énergies (longueurs d'onde inférieures à 250 nm) peuvent exciter les électrons d'un isolant, mais comme la totalité du spectre solaire est supérieure à 300 nm, le rayonnement solaire ne peut être absorbé [2],
- ✓ **Dans les semi-conducteurs**, la largeur de la bande interdite est plus petite (1,12 eV pour le silicium, 0,7 eV pour le germanium, 2,26 eV pour le phosphore de gallium). Par conséquent, le spectre solaire absorbé par les semi-conducteurs fournit de l'énergie aux électrons. Ces électrons peuvent donc passer directement de la bande de valence à la bande de conduction et de circuler dans le matériau pour participer ainsi à la conduction.

II.3 Concentration des porteurs libres à l'équilibre.

Les concentrations d'électrons libres (dans la bande de conduction BC) et de trous libres (dans la bande de valence BV) admettent pour expressions générales :

$$\text{Dans la BC : } n = \int_{E_c}^{\infty} f_n(E) \cdot N_c(E) \cdot dE \quad (\text{II.1})$$

$$\text{Dans la BV : } p = \int_{-\infty}^{E_v} f_p(E) \cdot N_v(E) \cdot dE \quad (\text{II.2})$$

Où E_c et E_v sont respectivement les énergies du bas et du haut des bandes de conduction et de valence. Les densités d'états électroniques dans la bande de conduction et la bande de valence, notées respectivement $N_c(E)$ et $N_v(E)$ sont :

$$\text{Dans la BC : } N_c(E) = \frac{1}{2\pi^2} \left(\frac{2m_c^*}{\hbar^2} \right)^{3/2} (E - E_c)^{1/2} \quad (\text{II.3})$$

$$\text{Dans la BV : } N_v(E) = \frac{1}{2\pi^2} \left(\frac{2m_v^*}{\hbar^2} \right)^{3/2} (E_v - E)^{1/2} \quad (\text{II.4})$$

Les fonctions de distribution de Fermi-Dirac $f_n(E)$ et $f_p(E)$ respectivement des électrons dans la bande de conduction et des trous dans la bande de valence sont donc données par :

$$\text{Dans la BC : } f_n(E) = \frac{1}{1 + \exp \frac{E - E_F}{k_B T}} \quad (\text{II.5})$$

$$\text{Dans la BV : } f_p(E) = (1 - f_n(E)) = 1 - \frac{1}{1 + \exp \frac{E - E_F}{k_B T}} = \exp \frac{E - E_F}{k_B T} \quad (\text{II.6})$$

Les densités de porteurs libres (n pour les électrons, p pour les trous) à l'équilibre sont obtenues pour les semi-conducteurs non dégénérés par les expressions :

$$\text{Dans la BC : } n = N_c \exp \left(\frac{E_F - E_c}{k_B T} \right) \quad (\text{II.7})$$

$$\text{Dans la BV : } p = N_v \exp \left(\frac{E_v - E_F}{k_B T} \right) \quad (\text{II.8})$$

Où N_c et N_v sont respectivement les densités équivalentes (effectives) d'états aux bords des bandes de conduction et de valence, soient pour le silicium [3] :

$$N_c = 2 \left(\frac{m_c^* k_B T}{2\pi \hbar^2} \right)^{3/2} = 2 \cdot \left(\frac{2\pi m_c^* k_B T}{\hbar^2} \right)^{3/2} = 5,4 \cdot 10^{15} \cdot T^{3/2} (\text{cm}^{-3}) \quad (\text{II.9})$$

$$N_v = 2 \left(\frac{m_v^* k_B T}{2\pi \hbar^2} \right)^{3/2} = 2 \cdot \left(\frac{2\pi m_v^* k_B T}{\hbar^2} \right)^{3/2} = 3,5 \cdot 10^{15} \cdot T^{3/2} (\text{cm}^{-3}) \quad (\text{II.10})$$

Dans ces expressions, m_c^* et m_v^* sont respectivement les masses effectives d'un électron et d'un trou, les valeurs de m_c^* et m_v^* pour le silicium sont respectivement $1,08 m_0$ et $0,81 m_0$,

où m_0 est la masse de l'électron $9,31 \cdot 10^{-31} \text{ kg}$ [4] et $\hbar = \frac{h}{2\pi}$, T est la température absolue du matériau (en K).

II.4 Les semi-conducteurs intrinsèques

La structure cristallographique des semi-conducteurs au germanium et surtout au silicium est la même que celle de la structure de type diamant (figure II.3). L'atome de silicium possède 4 électrons sur sa couche périphérique car il appartient à la 4^{ème} colonne de la classification périodique des éléments chimiques. Chaque atome est lié à 4 voisins placés au sommet d'un tétraèdre par une liaison covalente.

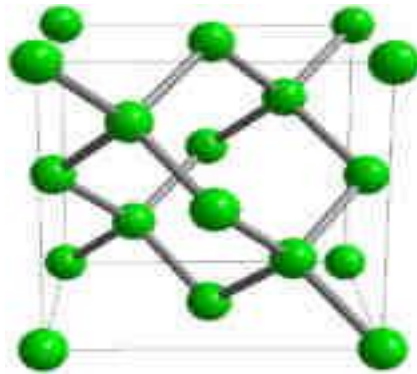


Figure II.3 : Structure cristalline du silicium, similaire à celle du diamant [5].

Les électrons qui participent à ces liaisons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique. Il est possible de produire ces matériaux avec un haut degré de pureté (moins de 1 atome étranger pour 10^{11} atomes du semi-conducteur) : on parle alors de semi-conducteurs intrinsèques.

Un semi-conducteur intrinsèque est un semi-conducteur pur sans défauts de structure. Par excitation thermique par exemple, les électrons de la bande de conduction sont générés en laissant un trou dans la bande de valence, en conséquence, les concentrations intrinsèques des porteurs (d'électrons (n) et de trous (p)) sont égales et on peut ainsi écrire :

$$n_i = n = p \quad (\text{II. 11})$$

On aboutit alors à la loi d'action de masse :

$$n_i^2 = n \cdot p \quad (\text{II. 12})$$

Cette relation permet alors de définir la densité intrinsèque des porteurs :

$$n_i^2 = n \cdot p = N_C \cdot N_V \exp\left(\frac{E_V - E_C}{k_B T}\right) = N_C \cdot N_V \exp\left(-\frac{E_g}{k_B T}\right) \quad (\text{II. 13})$$

Par conséquent :

$$n_i = (N_C \cdot N_V)^{1/2} \exp\left(-\frac{E_g}{2k_B T}\right) \quad (\text{II. 14})$$

n_i : est une caractéristique propre au semi-conducteur à une température donnée. Elle s'exprime en fonction des densités d'états effectives de la bande de conduction (N_C) et de la bande de valence (N_V) ainsi que de l'énergie de bande interdite E_g .

La position du niveau de Fermi d'un semi-conducteur intrinsèque E_{fi} est obtenue en égalisant n à p :

$$N_C \exp\left(\frac{E_F - E_C}{k_B T}\right) = N_V \exp\left(\frac{E_V - E_F}{k_B T}\right) \quad (\text{II. 15})$$

Soit :

$$E_{fi} = \left(\frac{E_C + E_V}{2}\right) + \frac{1}{2} k_B T \ln\left(\frac{N_V}{N_C}\right) \quad (\text{II. 16})$$

En remplaçant N_C et N_V par leurs expressions [II. 9] et [II. 10], on trouve :

$$E_{fi} = \left(\frac{E_C + E_V}{2}\right) + \frac{3}{4} k_B T \ln\left(\frac{m_v^*}{m_c^*}\right) \quad (\text{II. 17})$$

Puisque $m_v^* \approx m_c^*$, on déduit :

$$E_{fi} = \left(\frac{E_C + E_V}{2}\right) \quad (\text{II. 18})$$

À $T=0$ K, le niveau de Fermi E_{fi} d'un semi-conducteur intrinsèque est exactement au milieu de la bande interdite comme le montre la figure II.4.

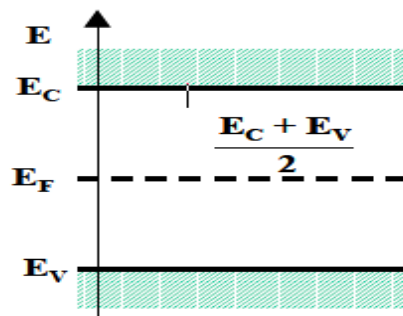


Figure II.4 : Position du niveau de Fermi intrinsèque dans un semi-conducteur monocristal [6]

II.5 Les semi-conducteurs extrinsèques

Dans un matériau pur, on introduit des impuretés par dopage, dans le domaine des semi-conducteurs, le dopage est l'action d'ajouter des impuretés en petites quantités dans un cristal intrinsèque afin de modifier ses propriétés électriques. On obtient alors un semi-conducteur extrinsèque ou dopé. Il existe deux types de dopage selon la nature des atomes introduits : type N comme le signe négatif de la charge de l'électron et le type P comme positif de la charge des trous.

II.5.1 Semi-conducteur de type N (dopage de type N)

On obtient un semi-conducteur de type N en introduisant dans la matrice du silicium des atomes d'impuretés pentavalents tels que le phosphore P, l'arsenic As ou l'antimoine Sb. Le phosphore (ou l'arsenic) possède 5 électrons sur sa couche périphérique, quatre d'entre-eux sont mis en commun avec les atomes voisins du silicium pour réaliser des liaisons covalentes. Le cinquième électron supplémentaire va être libéré vers la bande de conduction par l'agitation thermique. L'atome de phosphore qui a fourni un électron libre est appelé atome donneur, après le passage des électrons excédentaires dans la bande de conduction, les atomes donneurs perdent leur neutralité pour devenir des ions positifs fixes. Le nombre d'électrons libres de la bande de conduction (BC) est beaucoup plus important que celui des trous libres dans la bande de valence (BV). On obtient ainsi un cristal dopé N (négatif). Les électrons sont les porteurs majoritaires et les trous, les porteurs minoritaires. La figure II.5 schématise les modifications dues au dopage de type N.

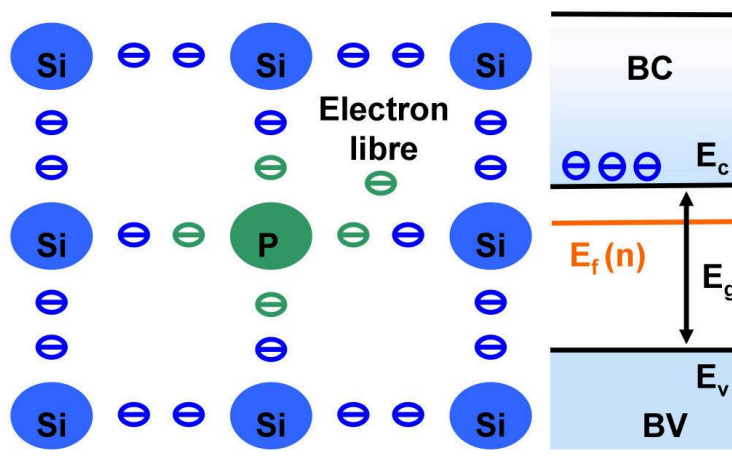


Figure II.5: Silicium dopé au bore, libération d'un électron et schéma de la structure de bandes associée [7].

À température ambiante, l'équation de neutralité électrique, est :

$$n + N_a^- = p + N_d^+ \quad (\text{II. 19})$$

Dans le cas où tous les atomes impurétés donneurs et accepteurs sont ionisés, alors :

$$N_a^- = N_a \text{ et } N_d^+ = N_d$$

Dans le cas d'un semi-conducteur de type N ($N_d > N_a$), l'équation de neutralité se simplifie en négligeant la densité des trous minoritaires. La densité des porteurs majoritaires (électrons) devient :

$$n = N_d - N_a \quad (\text{II. 20})$$

L'expression de la densité des trous s'obtient à partir de l'équation [II. 12] :

$$p = \frac{n_i^2}{N_d - N_a} \quad (\text{II. 21})$$

En combinant les expressions ([II. 7], [II. 20]), on obtient la position du niveau de Fermi dans le semi-conducteur de type N :

$$E_F = E_c - k_B T \ln \left(\frac{N_c}{N_d - N_a} \right) \quad (\text{II. 22})$$

Dans le cas d'un semi-conducteur de type N, le niveau de Fermi est au-dessus du milieu de la bande interdite plus proche de la bande de conduction et au-dessous du niveau des atomes donneurs comme l'illustre la figure II.5.

II.5.2 Semi-conducteur de type P (dopage de type P)

On introduit dans le réseau un atome d'impureté trivalent comme le bore B, l'aluminium Al, le gallium Ga ou l'indium In. Ces atomes appartiennent à la colonne III de la classification périodique des éléments. Le bore possède trois électrons sur sa couche électronique externe. Il lui manque un électron de valence pour assurer les 4 liaisons covalentes avec les atomes de silicium voisins. Une faible énergie thermique est suffisante pour transférer un électron d'un atome de silicium voisin et le fixer sur l'atome d'impureté laissant ainsi un porteur positif (trou) libre dans le cristal de silicium. Les atomes trivalents (accepteurs) perdent leur neutralité et deviennent des ions négatifs par capture chacun d'un électron. Le nombre des trous libérés dans le cristal est très supérieur à celui des électrons. On obtient donc un cristal dopé P. Les trous sont les porteurs majoritaires et les électrons, les porteurs minoritaires. La figure II.6 schématise les modifications dues au dopage de type P.

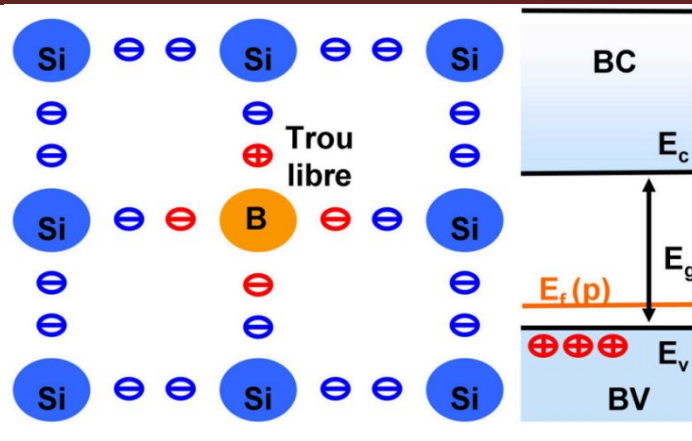


Figure II.6 : Silicium dopé au bore, libération d'un trou et schéma de la structure de bandes associée [7].

Pour un semi-conducteur de type P et d'une manière analogue que le type N ($N_a > N_d$), on obtient :

$$p = N_a - N_d \tag{II.23}$$

$$n = \frac{n_i^2}{N_a - N_d} \tag{II.24}$$

$$E_F = E_v - k_B T \ln\left(\frac{N_v}{N_a - N_d}\right) \tag{II.25}$$

Dans le cas d'un semi-conducteur de type P, le niveau de Fermi est au-dessous du milieu de la bande interdite plus proche de la bande de valence et au-dessus du niveau des atomes accepteurs voir figure II.6.

Les trois positions des niveaux de fermi et des niveaux d'impuretés dans le gap pour le silicium cristallin sont représentées sur la figure II-7.

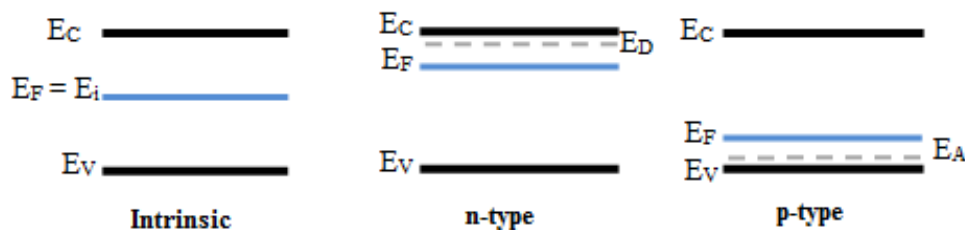


Figure II.7 : Positions des niveaux de Fermi et des niveaux des impuretés (E_D et E_A) dans le gap pour le silicium cristallin intrinsèque, dopé N et dopé P.

II.6 Propriétés optiques des semi-conducteurs

II.6.1 Coefficient d'absorption

L'interaction entre les photons et un semi-conducteur se traduit par une caractéristique essentielle du matériau dans le domaine photovoltaïque : le coefficient d'absorption. Il est

relié au nombre de photons absorbés par unité d'épaisseur de matériau en fonction de leur longueur d'onde, c'est un paramètre qui permet de savoir à quelle profondeur la lumière peut se propager dans le matériau avant qu'elle ne soit totalement absorbée. Le flux de photons $\Phi(\lambda, x)$ de longueur d'onde λ à la profondeur x du semi-conducteur pour un coefficient d'absorption $\alpha(\lambda)$ et un coefficient de réflexion $R(\lambda)$ pour la même longueur d'onde est décrit par la loi de Beer-Lambert [8] :

$$\Phi(\lambda, x) = \Phi_0(\lambda)[1 - R(\lambda)]\exp(-\alpha(\lambda) x) \quad (\text{II. 26})$$

Où : $\Phi_0(\lambda)$ (photons.s⁻¹.cm⁻²) est le nombre de photons incidents par unité de temps et par unité de surface (figure II.8).

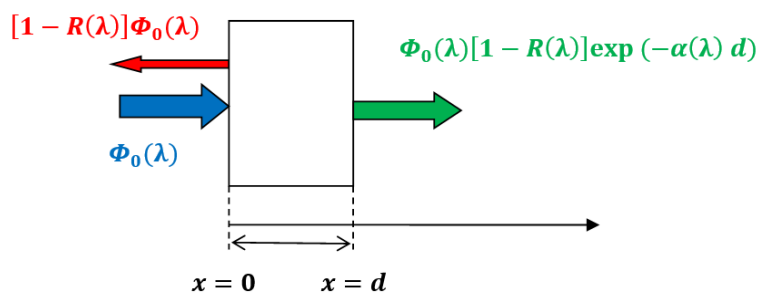


Figure II.8 : Loi de Beer-Lambert

Par exemple, le coefficient d'absorption du silicium à 300 K, extrait des graphes de la figure II.10, pour une longueur d'onde de 500 nm est de $\alpha = 1,11.10^4$ (cm⁻¹), qui correspond à une profondeur d'absorption d'à peu près 1 μm [9].

Le coefficient d'absorption du silicium comme pour tous les matériaux varie avec la longueur d'onde du rayonnement du spectre solaire. Sa valeur est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde. Les photons de faibles longueurs d'onde (les photons les plus énergétiques : photons UV) sont absorbés près de la surface (dans l'émetteur) nécessitant une épaisseur de 0,1 μm pour être tous absorbés, créant donc des paires électron-trou près de la surface alors que ceux de longueur d'onde plus élevée (Les rayons IR) sont majoritairement absorbés au cœur de la cellule (dans la base). Mais il faut une épaisseur de 300 μm pour absorber tous les photons IR du spectre solaire. À la condition que leurs énergies dépassent l'énergie du gap du semi-conducteur. La figure II.9 représente le coefficient d'absorption pour plusieurs matériaux semi-conducteurs.

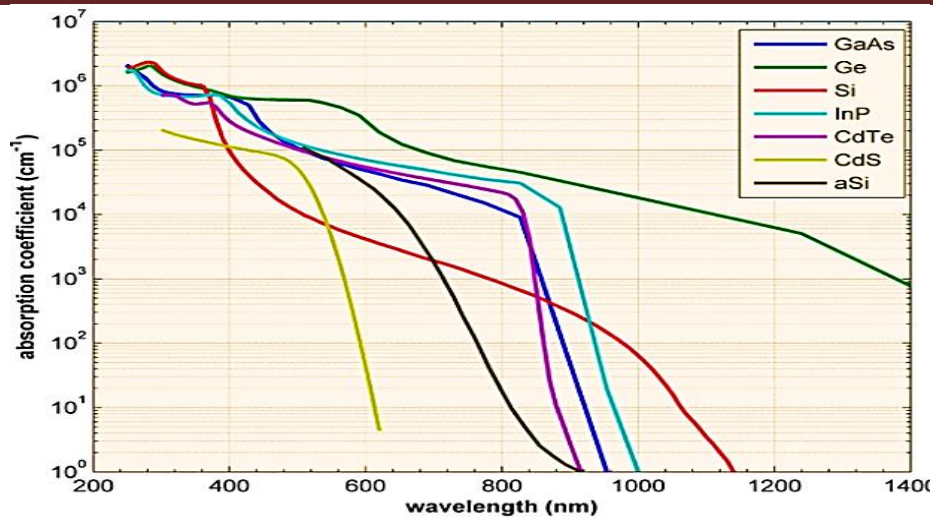


Figure II.9 : Courbe caractéristique du coefficient d'absorption pour quelques semi-conducteurs en fonction de la longueur d'onde à 300 K [10].

Pour les longueurs d'onde supérieures à λ_g ($\lambda_g = hc/E_g$), c'est à dire les photons ayant une énergie inférieure à E_g , le matériau à faible coefficient d'absorption et la lumière n'est que faiblement absorbée et si le matériau est suffisamment mince, il apparaîtra transparent à cette longueur d'onde. Pour les longueurs d'onde inférieures à λ_g , le coefficient d'absorption est dépendant de la longueur d'onde de la lumière qui est absorbée, plus la longueur d'onde est petite, plus le coefficient d'absorption est élevé. Cela veut dire que les photons ayant une énergie très élevée, sont absorbés proche de la surface. La figure II.10 montre le coefficient d'absorption $\alpha(\lambda)$ et l'épaisseur nécessaire $d(\lambda)$ du silicium (courbe en couleur rouge) en fonction de la longueur d'onde de la lumière incidente et sont reliés entre-eux par la relation suivante :

$$d(\lambda) = \frac{1}{\alpha(\lambda)} \tag{II - 27}$$

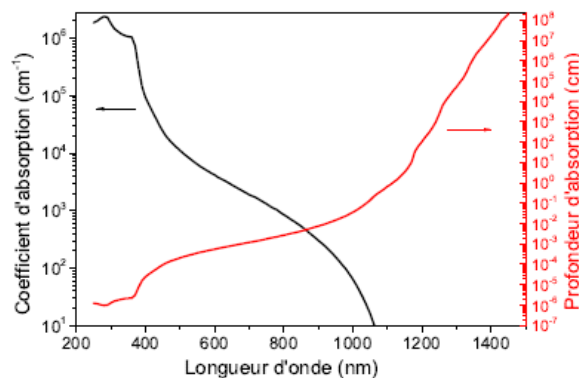


Figure II.10: Coefficient d'absorption et profondeur d'absorption en fonction de la longueur d'onde pour le silicium cristallin [11].

Les semi-conducteurs à bande interdite indirecte (comme le silicium), généralement ont un coefficient d'absorption relativement faible pour les longueurs d'onde proche de λ_g . Cela est dû au fait que les photons ont une quantité de mouvement très faible et que la transition de la bande de valence à la bande de conduction nécessite de faire intervenir une autre particule dite phonon.

II.6.2 Gap direct et gap indirect

D'autre part, les matériaux semi-conducteurs sont définis selon le type de leur bande interdite (le gap), qui peut être direct ou indirect. Comme schématisé sur la figure II.11, pour les semi-conducteurs à gap direct comme le GaAs, le maximum E_V et le minimum E_C , respectivement des BV et BC, correspondent à la même valeur du vecteur d'onde \vec{k} . Par contre, dans le cas des semi-conducteurs à gap indirect (comme ceux de Si, Ge et GaP, ...), E_V et E_C correspondent à des valeurs de \vec{k} différentes. Cette distinction entre matériaux semi-conducteurs à gap direct et indirect représente une caractéristique fondamentale pour les applications optoélectroniques.

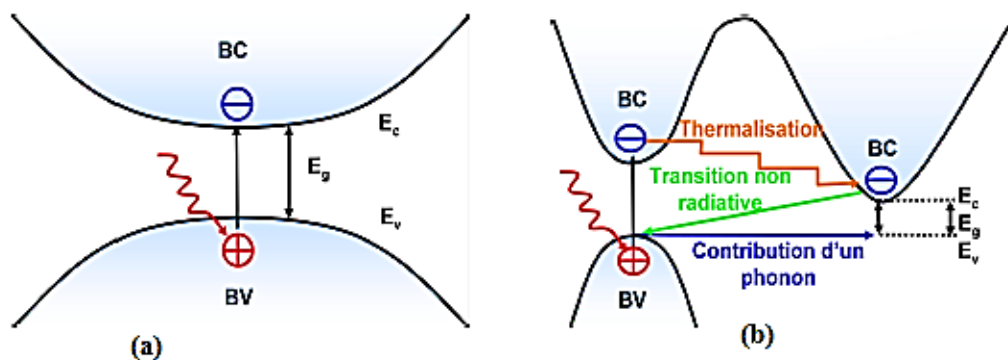


Figure II.11 : Transitions inter-bandes d'électrons dans un semi-conducteur, (a) Structure de bandes à gap direct et (b) Structure de bandes à gap indirect [7].

Pour l'absorption d'un photon, le semi-conducteur à gap indirect a besoin du concours d'un phonon. Cette nécessité de l'ajout d'un phonon implique une diminution du taux de recombinaison radiative par rapport à un matériau à gap direct, ce qui représente un atout pour le silicium.

II.6.3 Structure cristalline

Comme on l'a vu plus haut, la majorité des semi-conducteurs se cristallisent en deux types de structure : structure « Diamant » comme le Si et le Ge ou le « Zinc blende » comme le GaAs. Chaque atome est lié à quatre atomes proches voisins placés aux sommets d'un tétraèdre régulier par une liaison covalente (figure II.12). Les deux structures constituées de deux réseaux cubiques à faces centrées décalés d'un quart de la diagonale principale du cube. Pour un cristal de type « Diamant » comme le silicium Si et le germanium Ge (figure II.12.a), les deux structures cubiques sont constituées des mêmes atomes, tandis que pour un cristal de type « Zinc blende » comme GaAs (figure II.12.b), les deux structures cubiques sont constituées d'atomes différents.

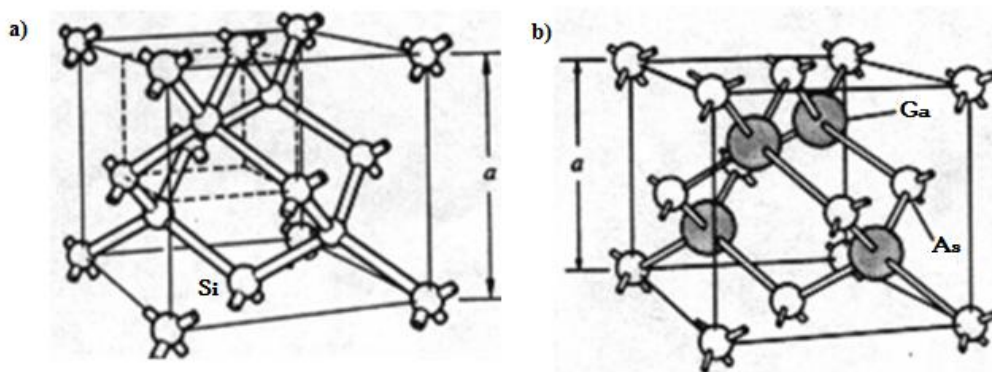


Figure II.12: Structures cristallines des semi-conducteurs [12].

II.7 Semi-conducteur hors équilibre

II.7.1 Les densités de courant dans le semi-conducteur

Les électrons de la région N et les trous de la région P dans une jonction PN, peuvent contribuer à la circulation du courant par les phénomènes de conduction et de diffusion.

II.7.1.1 Densité de courant de conduction

Sous l'action d'un champ électrique \vec{E} et du déplacement des porteurs de charges que sont les électrons et les trous, résultent un courant appelé courant de conduction \vec{J}_C et qui est donné par :

✓ Pour les électrons :

$$\vec{J}_n = nq\mu_n \vec{E} \quad (\text{II. 28})$$

✓ Pour les trous :

$$\vec{J}_p = pq\mu_p \vec{E} \quad (\text{II. 29})$$

Où n et p sont les densités de porteurs, q , la valeur absolue de la charge électronique, \vec{E} le champ électrique, μ_n et μ_p , les mobilités respectives des électrons et des trous.

Le courant total de conduction est alors :

$$\vec{J}_c = \vec{J}_p + \vec{J}_n \quad (\text{II. 30})$$

En remplaçant les deux courants par leurs expressions respectives, on obtient le courant de conduction total :

$$\vec{J}_c = q(n\mu_n + p\mu_p)\vec{E} \quad (\text{II. 31})$$

II.7.1.2 Densité de courant de diffusion

D'autre part, lorsque les électrons ou les trous ne sont pas distribués uniformément dans le semi-conducteur, leur différence de concentration va provoquer la circulation d'un courant de diffusion \vec{J}_d .

Selon la loi de Fick à 3 dimensions :

✓ Pour les électrons :

$$(\vec{J}_d)_n = qD_n\vec{\nabla}n \quad (\text{II. 32})$$

✓ Pour les trous :

$$(\vec{J}_d)_p = -qD_p\vec{\nabla}p \quad (\text{II. 33})$$

Les coefficients D_n et D_p sont appelés coefficients de diffusion respectivement des électrons et des trous et leurs expressions sont données par les relations d'Einstein :

$$D_n = \frac{k_B T}{q} \mu_n \text{ et } D_p = \frac{k_B T}{q} \mu_p \quad (\text{II. 34})$$

Avec $\frac{k_B T}{q}$, qui vaut 25,6 mV à $T=300$ K.

Le courant total de diffusion est la somme des courants de diffusion des trous et des électrons :

$$\vec{J}_d = q(D_n\vec{\nabla}n - D_p\vec{\nabla}p) \quad (\text{II. 35})$$

D'après les équations ci-dessus (II-28-29-32-33), les expressions des densités de courants totaux des électrons et des trous s'écrivent donc :

$$\vec{J}_n = q(n\mu_n\vec{E} + D_n\vec{\nabla}n) \quad (\text{II. 36})$$

$$\vec{J}_p = q(p\mu_p \vec{E} - D_p \nabla p) \quad (\text{II.37})$$

II.7.2 Les quasi-niveaux de Fermi

Dans le cas du semi-conducteur en hors équilibre thermodynamique, le niveau de Fermi n'est pas le même, alors nous définissons deux niveaux de Fermi, un pour les électrons (E_{Fn}) et d'un autre pour les trous (E_{Fp}), c'est ce que nous appelons les quasi-niveaux de Fermi.

En régime d'équilibre thermodynamique, les concentrations des électrons n et des trous p données par les relations [II-7] et [II-8] vues précédemment [13] :

$$n = N_c \exp\left(\frac{E_F - E_c}{k_B T}\right) \quad (\text{II.38})$$

$$p = N_v \exp\left(\frac{E_v - E_F}{k_B T}\right) \quad (\text{II.39})$$

Deviennent en régime hors équilibre thermodynamique [13] :

$$n = N_c \exp\left(\frac{E_{Fn} - E_c}{k_B T}\right) \quad (\text{II.40})$$

$$p = N_v \exp\left(\frac{E_v - E_{Fp}}{k_B T}\right) \quad (\text{II.41})$$

Les positions des quasi-niveaux de Fermi sont données par les relations suivantes :

$$E_{Fn} = E_F + k_b T \ln\left(1 + \frac{\Delta n}{n_0}\right) \quad (\text{II.42})$$

$$E_{Fp} = E_F + k_b T \ln\left(1 + \frac{\Delta p}{p_0}\right) \quad (\text{II.43})$$

Où n_0 et p_0 sont les densités d'électrons et trous à l'équilibre thermodynamique, Δn et Δp sont les variations des densités d'électrons et trous hors équilibre.

Lorsqu'un barreau semi-conducteur est isolé à l'équilibre thermodynamique, son niveau de Fermi est horizontal. En effet si aucune tension n'est appliquée, le niveau de Fermi ne varie donc pas en fonction de la position. Si les densités d'électrons et des trous sont homogènes, elles sont données par les expressions [II.38] et [II.39]. Dans le cas où elles ne sont pas homogènes, suivant la direction x , elles sont données par [14] :

$$n(x) = N_c e^{-\frac{(E_c(x) - E_{Fn}(x))}{k_B T}} \quad (\text{II.44})$$

$$p(x) = N_v e^{\left(E_v(x) - E_{Fp}(x) \right) / k_B T} \quad (\text{II. 45})$$

En dérivant par rapport à x , ces expressions, on obtient par exemple pour les électrons :

$$\frac{dn(x)}{dx} = \frac{n(x)}{k_B T} \left(\frac{dE_{Fn}(x)}{dx} - \frac{dE_c(x)}{dx} \right) \quad (\text{II. 46})$$

Si $V(x)$ est le potentiel au point x , le champ électrique, en ce point, s'écrit donc [14] :

$$E(x) = -\frac{dV(x)}{dx} = \frac{1}{q} \frac{dE_c(x)}{dx} \quad (\text{II. 47})$$

En remplaçant l'expression [II. 47] dans l'équation [II.46], on obtient [14] :

$$\frac{dn}{dx} = \frac{n(x)}{k_B T} \left(\frac{dE_{Fn}(x)}{dx} + q \frac{dV(x)}{dx} \right) \quad (\text{II. 48})$$

Que l'on développe en :

$$k_B T \frac{dn}{dx} - q n(x) \frac{dV(x)}{dx} = n(x) \frac{dE_{Fn}(x)}{dx}$$

En tenant compte de la relation d'Einstein [II. 34], la relation ci-dessus devient :

$$q D_n \left\{ -n(x) \frac{q}{k_B T} \frac{dV(x)}{dx} + \frac{dn}{dx} \right\} = n(x) \mu_n \frac{dE_{Fn}(x)}{dx}$$

On remarque que le terme entre accolades dans l'expression précédente est identifiable à l'expression du courant électronique [II. 36] à une dimension, soit :

$$J_{n_x} = q \cdot D_n \left(-n(x) \frac{q}{k_B T} \frac{dV}{dx} + \frac{dn}{dx} \right) = \frac{n(x)}{q \cdot D_n} \left(\frac{dE_{Fn}(x)}{dx} \right) \quad (\text{II. 49})$$

On obtient :

$$J_n(x) = \mu_n n(x) \frac{dE_{Fn}(x)}{dx} \quad (\text{II. 50})$$

En procédant de la même manière, on obtient une expression identique pour les trous, soit :

$$J_p(x) = \mu_p n(x) \frac{dE_{Fp}(x)}{dx} \quad (\text{II. 51})$$

Finalement, en trois dimensions, les densités de courant des électrons et des trous en fonction des pseudo-niveaux de Fermi sont :

$$\vec{J}_n(\vec{r}) = \mu_n n(\vec{r}) \overrightarrow{\text{grad}}(E_{Fn}(\vec{r})) \quad (\text{II. 52})$$

$$\vec{J}_p(\vec{r}) = \mu_p p(\vec{r}) \overrightarrow{\text{grad}}(E_{Fp}(\vec{r})) \quad (\text{II. 53})$$

II.8 Phénomènes de Génération-Recombinaison

La génération est le nombre de porteurs de charges créés par unité de volume et par unité de temps ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$) dans un semi-conducteur, elle est caractérisée par un paramètre **G**. La génération peut être due à l'agitation thermique ou à l'excitation par une source extérieure telles que : l'excitation optique, l'irradiation par des particules, le champ électrique, etc...

II.8.1.Recombinaisons des paires électron-trou

II.8.1.1.Recombinaisons et durées de vie

L'excitation du semi-conducteur par une source externe (lumineuse, etc...) crée un excès de charges (génération) et déstabilise son équilibre. Ces porteurs de charges en excès doivent être annihilés par un processus appelé recombinaison. La recombinaison est l'opposé de la génération. Elle correspond aux mécanismes conduisant à la perte de paires électron/trou, elle fait partie d'un processus pour reconstituer l'équilibre d'un semi-conducteur qui a été perturbé. Le temps (τ) qui sépare la recombinaison d'une paire électron-trou de sa génération est appelé la durée de vie des porteurs de charge. Ce temps dépend de la densité de porteurs en excès (en cm^{-3}) et du taux de recombinaison (U en $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$) selon l'équation :

$$\tau_n = \frac{\Delta n}{U} \quad (\text{cas d'un semi-conducteur de type P}) \quad (\text{II. 54})$$

$$\tau_p = \frac{\Delta p}{U} \quad (\text{cas d'un semi-conducteur de type N}) \quad (\text{II. 55})$$

Δn et Δp sont les concentrations d'électrons et de trous en excès.

Les trois principaux mécanismes qui limitent la durée de vie des porteurs de charge libres dans les semi-conducteurs sont :

- ✓ Les Recombinaisons radiatives,
- ✓ Les Recombinaisons Auger,
- ✓ Les Recombinaisons SRH (Shockley-Read-Hall).

II.8.1.1.1 Recombinaisons radiatives :

Le processus de recombinaison de type radiatif a principalement lieu dans les semi-conducteurs à gap direct, tel que l'arséniure de gallium (GaAs). Comme on l'a vu plus haut, cela représente un atout pour le silicium. La recombinaison radiative est la recombinaison d'une paire électron-trou suivant le mécanisme inverse de celui de la photogénération, c'est-à-dire un électron de la bande de conduction retourne dans la bande de valence avec l'émission d'un photon ayant une énergie proche de celle du gap de la bande interdite du matériau. Ce phénomène de recombinaison radiative est illustré sur la figure II.13.

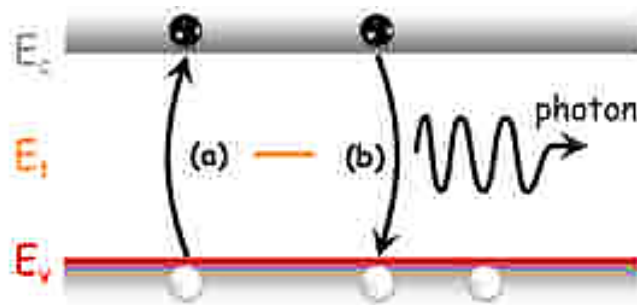


Figure II.13 : le mécanisme de recombinaison radiative dans un semi-conducteur [5].

Le taux de recombinaison total dépend d'une constante **B** caractéristique du matériau et de la concentration en électrons (**n**) et en trous (**p**) libres [5] :

$$U_{Rad} = B (n.p) \tag{II.56}$$

B est le coefficient de recombinaison radiative, sa valeur mesurée est faible pour le silicium cristallin c-Si, elle vaut $9,5 \cdot 10^{-15} \text{ cm}^3/\text{s}$ [16], alors qu'il vaut $7,2 \cdot 10^{-10} \text{ cm}^3/\text{s}$ dans le GaAs[14], **n** et **p**, les concentrations des électrons et les trous hors équilibre.

Sous éclairage, les concentrations d'électrons et de trous s'écrivent respectivement :

$$n = n_0 + \Delta n ; p = p_0 + \Delta p \tag{II.57}$$

Avec **n₀** et **p₀**, les concentrations à l'équilibre, et **Δn** et **Δp**, les excès de porteurs générés par l'excitation extérieure.

- Dans le cas d'un semi-conducteur purement de type N (**N_a = 0**), on a donc :

$$n_0 = N_d \text{ et } p_0 = \frac{n_i^2}{n_0} = \frac{n_i^2}{N_d} \ll \Delta p \tag{II.58}$$

N_d est la densité d'atomes donneurs. D'autre part, À faible niveau d'injection de porteurs dans le matériau, tel que **Δp = Δn** et **n_i² ≪ n.p**.

Le taux de recombinaison radiative se réécrit :

$$U_{Rad} = B(np) \approx B(n_0 + \Delta n)(p_0 + \Delta p) \approx B(N_d + \Delta p)(\Delta p) \quad (\text{II. 59})$$

En substituant ce taux de recombinaison dans l'équation [II. 55], la durée de vie radiative est donnée par :

$$\tau_{Rad} = \frac{\Delta p}{U_{Rad}} = \frac{\Delta p}{B(N_d + \Delta p) \Delta p} = \frac{1}{B(N_d + \Delta p)} \quad (\text{II. 60})$$

Selon la concentration des porteurs photos générées dans le volume, pour une faible injection (τ_{fi}), $N_d \gg \Delta p$, la durée de vie radiative est constante :

$$\tau_{Rad.fi} = \frac{1}{BN_d} \quad (\text{II. 61})$$

Alors qu'en forte injection (τ_{hi}), la durée de vie radiative est dépendante du niveau injection $N_d \ll \Delta p$:

$$\tau_{Rad.hi} = \frac{1}{B\Delta p} \quad (\text{II. 62})$$

Remarque : Il faut noter que les cellules photovoltaïques (PV) fonctionnent en régime de faible injection.

✓ Dans le cas d'un semi-conducteur de type P :

Pour une faible injection (τ_{fi}) : $N_a \gg \Delta n$

$$\tau_{Rad.fi} = \frac{1}{BN_a} \quad (\text{II. 63})$$

À haute injection (τ_{hi}) : $N_a \ll \Delta n$

$$\tau_{Rad.hi} = \frac{1}{B\Delta n} \quad (\text{II. 64})$$

En régime de faible injection des porteurs dans le matériau, la durée de vie radiative dépend fortement de la concentration en dopants N_a ou N_d , tandis qu'à forte injection, elle décroît de façon inversement proportionnelle à la densité de porteurs Δn ou Δp .

II.8.1.1.2 Recombinaisons non radiatives

1- Recombinaisons Auger

Ce mécanisme de recombinaison non radiative fait intervenir trois porteurs de charge libres, dans laquelle un électron de la bande de conduction et un trou de la bande de valence se recombinent, l'énergie excédentaire est transférée à un autre porteur libre (électron de la

bande de conduction ou trou de la bande de valence) sous forme d'énergie cinétique, qui va alors se thermaliser, c'est-à-dire qu'il va dissiper son énergie excédentaire en chaleur grâce à l'émission de phonons vers les atomes du réseau (voir figure II.14). Le taux de recombinaison Auger dépend du produit des concentrations n^2p , pour les électrons et $n p^2$, pour les trous, il est donné par l'expression suivante [5] :

$$U_{Aug} = C_n n^2 p + C_p n p^2 \quad (II. 65)$$

Où C_n et C_p sont respectivement les coefficients Auger pour les électrons et les trous, dans le silicium $C_n=2,8.10^{-31} \text{ cm}^6 \cdot \text{s}^{-1}$ et $C_p=0,99.10^{-31} \text{ cm}^6 \cdot \text{s}^{-1}$ à 300 K [17].

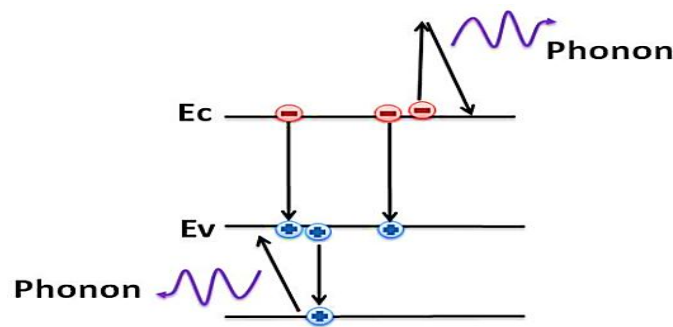


Figure II.14: Mécanisme de recombinaisons Auger dans un semi-conducteur [18].

Les durées de vie Auger des porteurs minoritaires dans le cas d'un régime à faible injection $\tau_{Auger,fi}$ et en forte injection $\tau_{Auger,hi}$ sont données par les relations suivantes [17] :

- Pour le silicium de type N :

$$\tau_{Auger,fi} = \frac{1}{C_n N_d^2} \text{ et } \tau_{Auger,hi} = \frac{1}{(C_n + C_p) \Delta p^2} \quad (II. 66)$$

- Pour le silicium de type P :

$$\tau_{Auger,fi} = \frac{1}{C_p N_a^2} \text{ et } \tau_{Auger,hi} = \frac{1}{(C_n + C_p) \Delta p^2} \quad (II. 67)$$

Ce mode de recombinaisons commence à être important dans le cas du régime de forte injection (cas des cellules solaires à concentration) ou pour les dopages importants en faible injection pour les autres cellules (cas des émetteurs fortement dopés) [19].

2- Recombination Shockley-Read-Hall (SRH)

Contrairement aux recombinaisons intrinsèques (radiatives et Auger), la recombinaison Shockley-Read-Hall, appelées aussi SRH, correspond à un mécanisme non radiatif, une statistique introduite par Hall en 1951 [20], et généralisée par Schockley et Read en 1952 [21]. Les recombinaisons SRH sont liées à la présence d'impuretés (atomes

dopants) ou de défauts (dislocation, lacunes,...) dans la structure cristalline de silicium qui provoquent l'apparition de niveaux d'énergie discrets dans la bande interdite. Ces niveaux énergétiques, appelés pièges, ou « traps » en anglais, jouent le rôle de centres de recombinaisons pour les charges libres des paires électron-trous comme le montre la figure II.15.

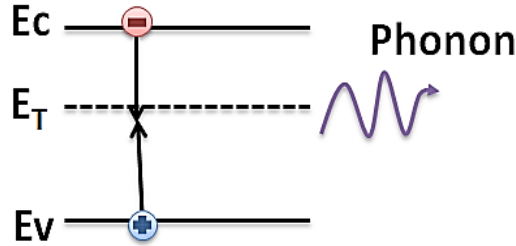


Figure II.15 : Mécanisme de recombinaisons Shockley-Read-Hall dans un semi-conducteur [18].

Un électron de la bande de conduction peut être piégé dans un niveau profond où il se recombinera ensuite plus facilement avec un trou de la bande de valence.

Dans cette théorie, chaque piège est caractérisé par la position de son niveau en énergie et de ses sections efficaces de capture des électrons σ_n et des trous σ_p par les pièges et enfin de la densité N_t de ces pièges.

Le taux de recombinaison par piège est donné par la relation [22] :

$$U_{SRH} = \frac{pn - n_i^2}{\tau_n \left(p + n_{ie} \exp\left(\frac{-E_t}{k_B T}\right) \right) + \tau_p \left(n + n_{ie} \exp\left(\frac{-E_t}{k_B T}\right) \right)} \quad (\text{II. 68})$$

Où : E_t représente l'énergie du niveau piège proche du milieu de la bande interdite.

τ_n et τ_p ont en général une valeur égale proche de la centaine de microsecondes.

n_{ie} est la concentration intrinsèque effective donnée par la relation suivante :

$$n_{ie}^2 = pn \exp\left(\frac{\Delta E_{gn} + \Delta E_{gp}}{k_B T}\right) \quad (\text{II. 69})$$

ΔE_{gn} , ΔE_{gp} présentent les rétrécissements de la bande interdite dus aux forts dopages.

La composante de la durée de vie τ_{SRH} des porteurs, associée à ces recombinaisons SRH est donnée par la relation [23] :

$$\tau_{SRH} = \frac{\Delta n}{U_{SRH}} = \frac{\tau_{p0}(n_1 + \Delta n) + \tau_{n0}(N_a + p_1 + \Delta n)}{N_a + \Delta n} \quad (\text{II. 70})$$

Les durées de vie fondamentales des trous et des électrons τ_{n0} et τ_{p0} sont données par :

$$\tau_{n0} = \frac{1}{\sigma_n v_{th} N_t} \quad \text{[II. 71]}$$

$$\tau_{p0} = \frac{1}{\sigma_p v_{th} N_t} \quad \text{[II. 72]}$$

v_{th} est la vitesse thermique des électrons donnée par :

$$v_{th} = \sqrt{\frac{3 k_B T}{m_e^*}} \quad \text{[II. 73]}$$

Les densités respectives d'électrons et de trous n_1 et p_1 pour un niveau d'énergie du piège N_t sont définies par :

$$n_1 = N_c \exp\left(-\frac{E_c - E_T}{k_B T}\right) \quad \text{[II. 74]}$$

$$p_1 = N_v \exp\left(\frac{E_v - E_T}{k_B T}\right) \quad \text{[II. 75]}$$

Les durées de vie τ_{SRH} à faible injection sont :

✓ Pour le silicium de type N :

$$\tau_{SRH,fi} = \tau_{p0} = \frac{1}{\sigma_p v_{th} N_t} \quad \text{[II. 76]}$$

✓ Pour le silicium de type P :

$$\tau_{SRH,fi} = \tau_{n0} = \frac{1}{\sigma_n v_{th} N_t} \quad \text{[II. 77]}$$

Les durées de vie τ_{SRH} à forte injection pour le silicium de type P et de type N [24] :

$$\tau_{SRH,hi} = \tau_{p0} + \tau_{n0} \quad \text{[II. 78]}$$

II.8.1.1.3 Recombinaisons en surface

Ce type de recombinaisons se produit à la surface d'un semi-conducteur en raison de la présence des nombreux défauts dans la structure cristalline qui vont créer des niveaux énergétiques dans le gap du silicium. Ceci entraîne la présence de liaisons non saturées ou liaisons pendantes, c'est à dire les atomes auxquels il manque une liaison covalente n'ont pas une configuration électronique stable (figure II.16). Le taux de recombinaison de type SRH en surface, est donné par [24] :

$$U_{SRH}^{surface} = \frac{S_n S_p (p_s n_s - n_i^2)}{S_n \left(n_s + n_{ie} \exp\left(\frac{E_t}{k_B T}\right) \right) + S_p \left(p_s + n_{ie} \exp\left(\frac{-E_t}{k_B T}\right) \right)} \quad \text{[II. 79]}$$

E_t : Différence entre le niveau du défaut (piège) et le niveau intrinsèque,

p_s et n_s (cm^{-3}) : Concentrations des électrons et des trous en surface,

S_n et S_p ($cm.s^{-1}$) : Vitesses de recombinaison des électrons et des trous à la surface définies par les relations suivantes :

$$S_n = \sigma_n v_{th} N_{ts} \quad , \quad S_p = \sigma_p v_{th} N_{ts} \quad (II.80)$$

N_{ts} (cm^{-2}) : Densité des états des pièges en surface.

Les défauts de surface sont distribués sur tout le gap, leurs densités énergétiques D_{it} et leurs sections de capture dépendent de leur position dans le gap, ce qui donne :

$$U_{SRH}^{surface} = \int_{E_v}^{E_c} \frac{v_{th} (p_s n_s - n_i^2)}{\frac{1}{\sigma_p(E)} \left(n_s + n_{ie} \exp\left(\frac{E_{trap}}{K_B T}\right) \right) + \frac{1}{\sigma_n(E)} \left(p_s + n_{ie} \exp\left(\frac{-E_{trap}}{K_B T}\right) \right)} D_{it}(E) dE \quad (II.81)$$

Où $D_{it}(E)$: Densité d'états énergétiques des pièges d'interface exprimée en ($cm^{-2}.eV^{-1}$)

La vitesse de recombinaison S à la surface est donnée par les relations suivantes :

$$S = \frac{U_{SRH}^{surface}}{\Delta n_s} \quad (II.82)$$

Où Δn_s est la densité des porteurs en excès à la surface.

La durée de vie des porteurs minoritaires τ_s à la surface d'un substrat d'épaisseur W et de vitesse de recombinaison des porteurs minoritaire S est donnée par [24] :

$$\tau_s = \frac{W}{2S} + \frac{1}{D} \left(\frac{W}{\pi} \right)^2 \quad (II.83)$$

Avec D : le coefficient de diffusion des porteurs minoritaires.

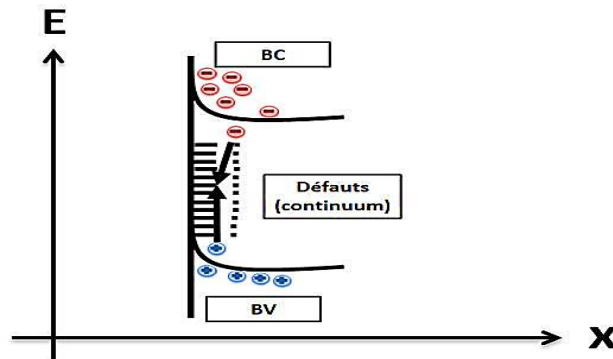


Figure II.16: Mécanisme de recombinaisons en surface [18].

II.8.1.2 Durée de vie volumique

La somme des différents taux de recombinaisons définis précédemment nous donne le taux global de recombinaison des porteurs minoritaires dans le volume cristallin :

$$U_{bulk} = U_{Rad} + U_{Auger} + U_{SRH} + U_{SRH}^{surface} \quad (II.84)$$

Par conséquent, la durée de vie volumique s'exprime :

$$\frac{1}{\tau_{vol}} = \frac{1}{\tau_{Rad}} + \frac{1}{\tau_{Auger}} + \frac{1}{\tau_{SRH}} + \frac{1}{\tau_{Surf}} \quad (II.85)$$

II.9 Equations fondamentales des dispositifs semi-conducteurs

Les trois équations, décrivant le comportement électrique de tous les dispositifs à semi-conducteurs (diode-cellule solaire, transistor, etc...) sont présentées ci-dessous :

II.9.1 Les équations de transport

Si nous supposons qu'il existe des excès de charges électriques dans un semi-conducteur, c'est-à-dire que toutes les charges ne sont pas complètement neutralisées, il existe évidemment un champ électrique. La relation entre la charge électrique présente et le champ électrique qui en résulte est régie par l'équation de Poisson à trois dimensions [22] :

$$\nabla^2 V(x, y, z) = \vec{\nabla}(\vec{\nabla}V(x, y, z)) = \text{div}(\overrightarrow{\text{grad}}(V(x, y, z))) = -\text{div}\vec{E} = \frac{\rho}{\epsilon_s} = -\frac{\rho}{\epsilon_r \epsilon_0} \quad (II.86)$$

Où ρ est la densité locale des charges, ϵ_s est la permittivité du semi-conducteur (notée par la suite ϵ) , ϵ_r , la permittivité relative du semi-conducteur, ϵ_0 , la permittivité du vide, $V(x, y, z)$ et \vec{E} , sont respectivement le potentiel et le champ électriques associés à cette densité de charge.

L'équation de poisson à une seule dimension est la suivante :

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = -\frac{\partial E}{\partial x} = -\frac{\rho(x)}{\epsilon_r \epsilon_0} = -\frac{q}{\epsilon} (p - n + N_d^+ - N_a^-) \quad (II.87)$$

II.9.2 Les équations de densité courante

Le courant dans les semi-conducteurs est dominé par le passage des électrons et des trous sous deux processus différents : la diffusion et la conduction qui sont données par les relations (II-36) et (II-37) vues précédemment.

Les équations de densité de courant des électrons et des trous sont données à une dimension par :

$$J_n = +qD_n \frac{\partial n}{\partial x} + qn\mu_n E \quad (\text{II. 88})$$

$$J_p = -qD_p \frac{\partial p}{\partial x} + qp\mu_p E \quad (\text{II. 89})$$

II.9.3 Les équations de continuité

Les équations de continuité des porteurs de charge décrivant la variation totale de la densité des électrons et des trous en fonction du temps sont données par les expressions suivantes en trois dimensions :

$$\frac{\partial n}{\partial t} = \frac{1}{q} \text{div} \vec{J}_n(\vec{r}, t) + G_n(\vec{r}) - U_n(\vec{r}) \quad (\text{II. 90})$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{1}{q} \text{div} \vec{J}_p(\vec{r}, t) + G_p(\vec{r}) - U_p(\vec{r}) \quad (\text{II. 91})$$

Avec $G_n(\vec{r})$ et $G_p(\vec{r})$, les taux respectifs de génération des électrons et des trous, $U_n(\vec{r})$ et $U_p(\vec{r})$, les taux de recombinaison des électrons et des trous, n et p sont les concentrations d'électrons et de trous, $\vec{J}_n(\vec{r}, t)$ et $\vec{J}_p(\vec{r}, t)$ sont les densités de courant d'électrons et de trous.

Si nous reportons les expressions des courants totaux de $J_n(x, t)$ et $J_p(x, t)$ à une dimension, nous aurons :

$$\frac{\partial n(x, t)}{\partial t} = G_n(x) - U_n(x) + n\mu_n \frac{\partial E(x)}{\partial x} + D_n \frac{\partial^2 n(x, t)}{\partial x^2} \quad (\text{II. 92})$$

$$\frac{\partial p(x, t)}{\partial t} = G_p(x) - U_p(x) - p\mu_p \frac{\partial E(x)}{\partial x} + D_p \frac{\partial^2 p(x, t)}{\partial x^2} \quad (\text{II. 93})$$

II.10 Eclairement d'un semi-conducteur par une source lumineuse

Un semi-conducteur, comme le silicium, est un matériau qui transforme l'énergie lumineuse en énergie électrique lorsque l'on éclaire avec des photons. L'absorption de la lumière génère des paires électrons-trous, les porteurs de charges ainsi photo-générés sont ensuite séparés pour pouvoir être collectés. Dans le cas d'une cellule solaire, la structure utilisée pour cette séparation des porteurs de charges est la jonction PN.

II.10.1 Formation d'une jonction PN

Une jonction PN est l'association de deux matériaux semi-conducteurs respectivement dopés positivement de type P et négativement de type N. Lorsqu'un semi-conducteur de type N est mis au contact avec un semi-conducteur de type P, les électrons libres de la région N où ils sont majoritaires vont diffuser dans la région P et se recombiner avec les trous. De même, les trous de la région P vont diffuser vers le côté N et se recombiner avec les électrons majoritaires (figure II.17).

Les déplacements de ces électrons et de ces trous vont provoquer l'apparition derrière eux des ions fixes de phosphore ionisés positivement (région N), et des ions de bore ionisés négativement (région P). Ces ions fixes de bore et de phosphore qui sont chargés négativement et positivement forment une zone de charge d'espace ZCE (aussi appelée « zone de déplétion » ou « zone désertée »). Cette zone de charge ionique dépourvue de porteurs libres, donne naissance à un champ électrique interne \vec{E}_0 dirigé dans le sens des charges positives (en zone N) vers les charges négatives (en zone P), et une différence de potentiel électrostatique appelée barrière de potentiel ou tension de diffusion (figure II.17). Cette barrière de potentiel V_d équilibre les phénomènes de diffusion et de conduction. La tension de diffusion est donnée par l'équation suivante :

$$V_d = \frac{k_B T}{q} \ln \left(\frac{N_a N_d}{n_i^2} \right) \quad (\text{II. 94})$$

N_d :Densité d'impuretés de type donneur (cm^{-3}) dans la région N,

N_a : Densité d'impuretés de type accepteur (cm^{-3}) dans la région P,

n_i :Concentration intrinsèque des porteurs (cm^{-3}).

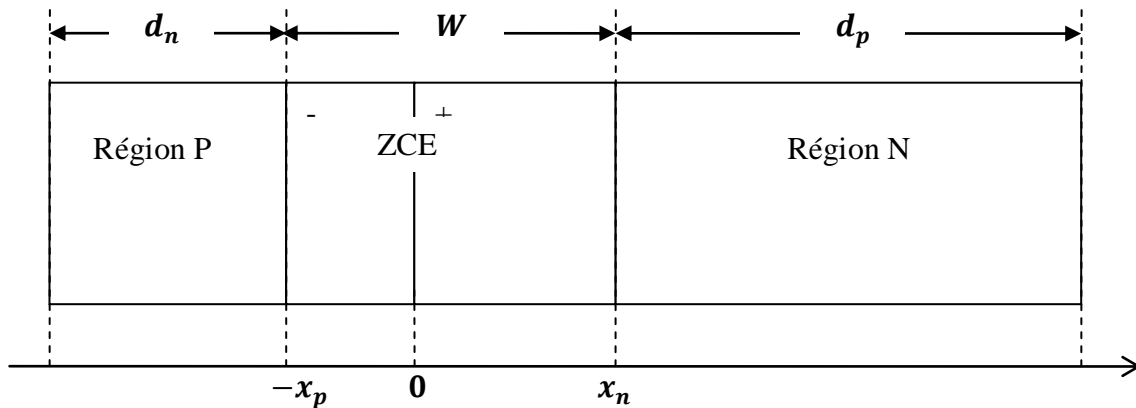


Figure II.17 : Représentation géométrique de la jonction PN à l'équilibre thermodynamique.

1- La densité de charge d'espace

Pour le modèle simple à une dimension de la jonction abrupte à l'équilibre thermodynamique figure II-18-a, la distribution de charges $\rho(x)$ est donnée par la relation suivante :

$$\left\{ \begin{array}{lll} \rho(x) = 0 & \text{pour} & x < -x_p & \text{(II. 95)} \\ \rho(x) = -qN_a & \text{pour} & -x_p < x < 0 & \text{(II. 96)} \\ \rho(x) = +qN_d & \text{pour} & 0 < x < +x_n & \text{(II. 97)} \\ \rho(x) = 0 & \text{pour} & +x_n < x & \text{(II. 98)} \end{array} \right.$$

Avec : $q = e$, la charge absolue de l'électron.

2- Expressions des champs électriques dans chaque région de la jonction

Pour déterminer le champ électrique créé dans chaque région figure (II.18.b), il faut intégrer l'équation de Poisson correspondante (II.87) :

✓ Dans le cas :

$$\rho(x) = 0 \text{ pour } x > x_n \text{ et } x < -x_p \quad \text{(II. 99)}$$

Le champ électrique est nul.

✓ Dans le cas :

$$\rho(x) = -qN_a \text{ pour } -x_p < x < 0 \quad \text{(II. 100)}$$

L'équation de Poisson s'écrit :

$$\begin{aligned} -\frac{\partial E}{\partial x} &= -\frac{\rho(x)}{\epsilon} = \frac{qN_a}{\epsilon} \\ \frac{\partial E}{\partial x} &= \frac{\rho(x)}{\epsilon} = -\frac{qN_a}{\epsilon} \end{aligned} \quad \text{(II. 101)}$$

Par intégration de l'équation de Poisson, le champ électrique dans la région dopée P de la jonction s'écrit :

$$E(x) = -\frac{qN_a}{\epsilon}x + cst$$

Puisque $E(-x_p) = 0$

$$E(x) = -\frac{qN_a}{\epsilon}(x + x_p) \text{ (zone P de la ZCE)} \quad (\text{II.102})$$

✓ Dans le cas $\rho(x) = +qN_d$ pour $0 < x < x_n$

L'équation de Poisson s'écrit :

$$\frac{\partial E}{\partial x} = \frac{\rho(x)}{\epsilon} = \frac{qN_d}{\epsilon} \quad (\text{II.103})$$

Alors par intégration de l'équation de Poisson, le champ électrique dans la région dopée N de la jonction s'écrit :

$$E(x) = \frac{qN_d}{\epsilon}x + cst$$

Puisque $E(x_n) = 0$

$$E(x) = +\frac{qN_d}{\epsilon}(x - x_n) \text{ (zone N de la ZCE)} \quad (\text{II.104})$$

✓ Au point ($x = 0$), la continuité du champ électrique impose que :

$$-\frac{qN_a}{\epsilon}x_p = -\frac{qN_d}{\epsilon}x_n \quad \Rightarrow \quad N_ax_p = N_dx_n \quad (\text{II.105})$$

✓ En $x = 0$, le champ électrique est maximal :

$$E_{max} = +\frac{qN_d}{\epsilon}(x_n) = +\frac{qN_a}{\epsilon}(x_p) \quad (\text{II.106})$$

3- Expressions des potentiels électriques dans chaque région de la jonction

Le potentiel électrique figure (II.18.c), est déterminé par intégration du champ électrique E :

$$E(x) = -\frac{\partial V}{\partial x} \Rightarrow -\frac{\partial V}{\partial x} = \frac{dV}{dx} \Rightarrow V = -\int E(x)d(x) + cste \quad (\text{II.107})$$

✓ Pour $x < -x_p$: le champ électrique E est nul, le potentiel est donc constant et qui s'écrit :

$$\checkmark V = V_P(x = -x_p) \quad (\text{II.108})$$

✓ Pour $+x_n < x$: le champ électrique E est nul, le potentiel est donc constant et qui s'écrit :

$$V = V_N(x = x_n)$$

✓ Pour $-x_p < x \leq 0$, on a en : $x = -x_p (E = 0 \text{ et } V = V_P)$

En intégrant le champ électrique E dans cette région équation (II.102), on obtient l'expression du potentiel électrique :

$$\int_{V_P}^{V(x)} dV = - \int_{-x_p}^x E(x) dx$$

$$V(x) - V_P = \frac{qN_a}{\epsilon} \int_{-x_p}^x (x + x_p) dx = \frac{qN_a}{2\epsilon} (x + x_p)^2$$

$$V_p(x) = \frac{qN_a}{2\epsilon} (x + x_p)^2 + V_P \quad (\text{II.109})$$

✓ Pour $0 < x \leq x_n$, on a en : $x = x_n (E = 0 \text{ et } V = V_N)$

En intégrant le champ électrique E dans cette région (équation (II.104)), on obtient l'expression du potentiel électrique :

$$\int_{V(x)}^{V_N} dV = - \int_x^{x_n} E(x) dx$$

$$V(x) = - \frac{qN_d}{\epsilon} \int_x^{x_n} (x - x_n) dx = - \frac{qN_d}{2\epsilon} (x - x_n) dx = - \frac{qN_d}{2\epsilon} (x - x_n)^2 + V_N$$

$$V_n(x) = - \frac{qN_d}{2\epsilon} (x - x_n)^2 + V_N \quad (\text{II.110})$$

4- Calcul de la tension de diffusion V_d (barrière de potentiel) :

Au point ($x = 0$), la continuité du potentiel impose que :

$$- \frac{qN_d}{2\epsilon} (x_n)^2 + V_N = \frac{qN_a}{2\epsilon} (x_p)^2 + V_P$$

$$V_N - V_P = \frac{qN_a}{2\epsilon} (x_p)^2 + \frac{qN_d}{2\epsilon} (x_n)^2 = \frac{q}{2\epsilon} (N_a x_p^2 + N_d x_n^2)$$

Le potentiel de diffusion est donné par :

$$V_N = V_N - V_P = \frac{q}{2\epsilon} (N_a x_p^2 + N_d x_n^2) \quad (\text{II.111})$$

À température ambiante, pour les concentrations utilisées usuellement ($N_a=10^{18} \text{ cm}^{-3}$ et $N_d=10^{15} \text{ cm}^{-3}$), la valeur de tension de diffusion V_d est de l'ordre de 0,75 V pour une jonction au silicium et de l'ordre de 0,35 V pour une jonction au germanium.

5- Expression de la largeur de la zone de charge d'espace W

La continuité du champ électrique E au point ($x = 0$) donnée par la relation (II.105) vue précédemment :

$$N_a x_p = N_d x_n \Rightarrow N_a W_p = N_d W_n$$

D'autre part, la continuité du potentiel V au point ($x = 0$) donnée par la relation [II.118] vue précédemment :

$$V_d = V_N - V_P = \frac{q}{2\varepsilon} (N_a x_p^2 + N_d x_n^2) = \frac{q}{2\varepsilon} (N_a W_p^2 + N_d W_n^2)$$

Ainsi, à partir de ces deux équations, nous obtenons :

$$V_d = \frac{q N_a}{2\varepsilon} W_p^2 \left(1 + \frac{W_n}{W_p}\right) = \frac{q N_d}{2\varepsilon} W_n^2 \left(1 + \frac{W_p}{W_n}\right) \quad (\text{II. 112})$$

La continuité du potentiel en $x = 0$ dans les équations [II. 109] et [II. 110] donne :

$$\frac{q N_a}{2\varepsilon} (x_p)^2 + V(x_p) = -\frac{q N_d}{2\varepsilon} (x_n)^2 + V(x_n) \quad (\text{II. 113})$$

La largeur de la région dopée N de la ZCE est donnée donc par la relation :

$$W_n = \sqrt{\frac{2\varepsilon}{q N_d} \frac{N_a}{N_a + N_d} V_d} \quad (\text{II. 114})$$

De manière analogue, la largeur de la région dopée P est donnée par la relation :

$$W_p = \sqrt{\frac{2\varepsilon}{q N_a} \frac{N_d}{N_a + N_d} V_d} \quad (\text{II. 115})$$

La largeur globale de la zone de charge d'espace W est égale à la somme des deux zones juxtaposées:

$$W = W_n + W_p = \sqrt{\frac{2\varepsilon}{q} \left(\frac{N_a + N_d}{N_d N_a}\right) V_d} \quad (\text{II. 116})$$

Expression que l'on peut également retrouver graphiquement à partir de la courbe $E(x)$ entre $-x_p$ et x_n dont l'aire avec l'axe du champ électrique représente V_d .

Selon cette expression, la largeur de la zone de charge d'espace varie en fonction de la barrière de potentiel ainsi que des concentrations des deux semi-conducteurs.

À titre indicatif pour une jonction PN au silicium : $\epsilon = 11,7 \epsilon_0$, $N_a = 10^{18} \text{cm}^{-3}$ et $N_d = 10^{15} \text{cm}^{-3}$, on a donc : $W \approx 1 \text{ }\mu\text{m}$; $W_n \approx 0,96 \text{ }\mu\text{m} \gg W_p \approx 9,6 \text{ \AA}$ et le champ maximum au point $x = 0$ est $E_{max} = 1,56 \cdot 10^4 \text{ V/cm}$.

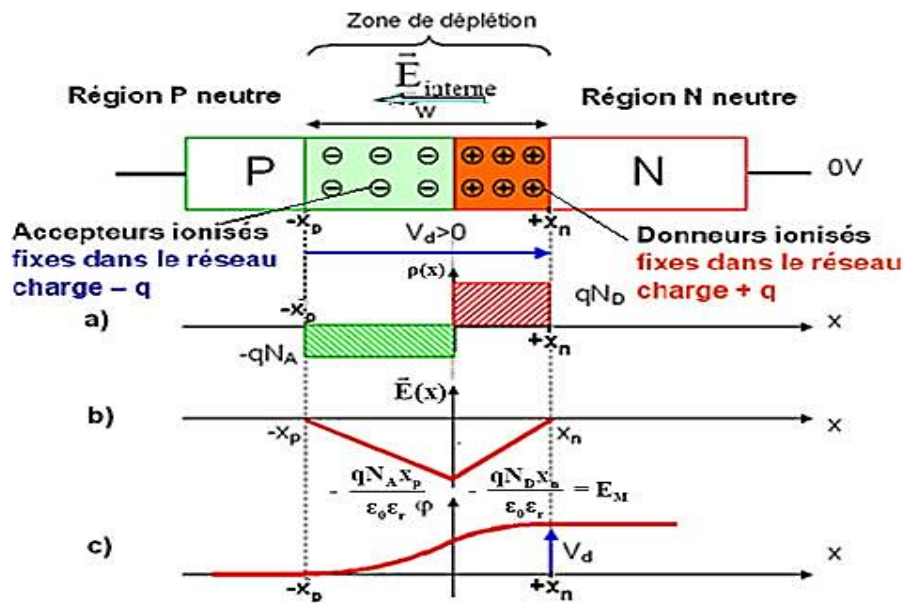


Figure II.18 : Jonction PN à l'équilibre thermodynamique. a) Charge d'espace, b) Champ électrique, c) Potentiel électrostatique [25].

II.10.2 Etude d'une jonction PN hors équilibre

Lorsque l'on applique une tension V_{direct} (polarisation directe où l'extrémité de la zone neutre P est reliée à une tension extérieure positive), la jonction n'est plus à l'équilibre (figure II.19), le potentiel de diffusion à travers la jonction devient ($V_d - V_{direct}$) et entraîne une diminution de l'épaisseur de la zone de charge d'espace.

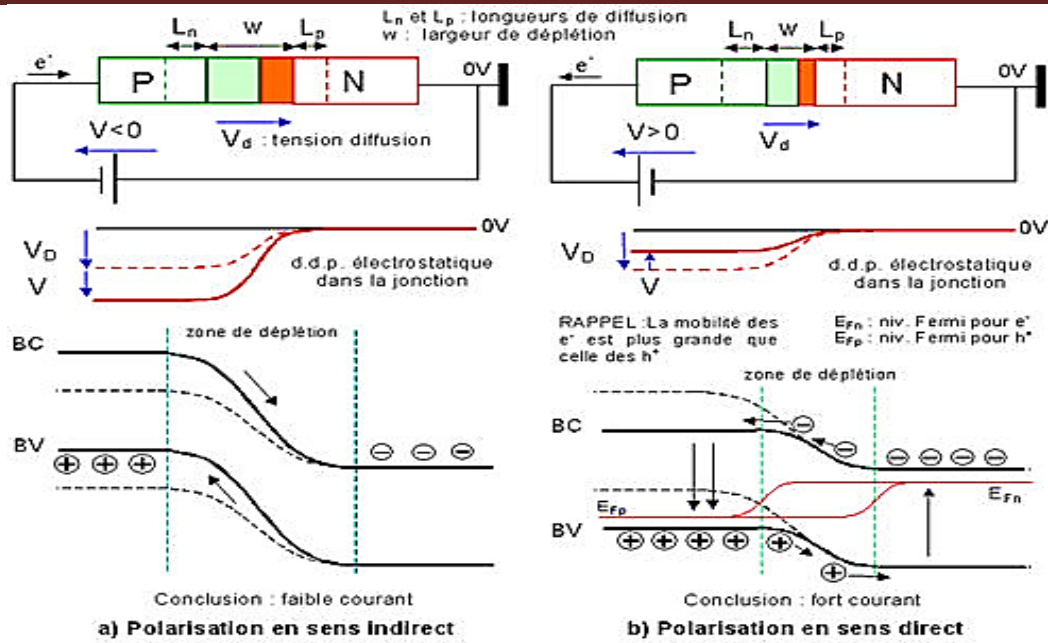


Figure II.19 : Polarisation d'une jonction PN [25].

Pour notre cas en régime de faible injection, pour un champ nul et un taux de recombinaison net égal à $\left(\frac{n-n_{p0}}{\tau_n}\right)$ [6], les équations des courants totaux (II.36), (II.37) et de continuité [II.92], [II.93] se simplifient, on peut ainsi écrire pour une dimension :

$$J_n = qD_n \frac{\partial n}{\partial x} \tag{II.117}$$

$$J_p = -qD_p \frac{\partial p}{\partial x} \tag{II.118}$$

En régime stationnaire, on a : $\frac{\partial n}{\partial t} = 0$, les équations de continuité deviennent alors à une dimension :

$$D_n \frac{\partial^2 n}{\partial x^2} + G_n - \frac{\Delta n}{\tau_n} = 0 \tag{II.119}$$

$$D_p \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + G_p - \frac{\Delta p}{\tau_p} = 0 \tag{II.120}$$

Nous définissons par L_n et L_p , respectivement les longueurs de diffusion des électrons et des trous, où :

$$L_n = \sqrt{D_n \tau_n} \Rightarrow L_n^2 = D_n \tau_n \tag{II.121}$$

$$\text{et } L_p = \sqrt{D_p \tau_p} \Rightarrow L_p^2 = D_p \tau_p \tag{II.122}$$

D_p , la constante de diffusion des trous minoritaires dans la zone N,

D_n , la constante de diffusion des électrons minoritaires dans la zone P,

τ_n et τ_p : les durées de vie respectives des électrons et des trous dans les régions neutres.

Dès que $G_{p,n} = 0$, les équations différentielles [II. 119] et [II. 120] deviennent :

$$\frac{\partial^2 n}{\partial x^2} = \frac{n - n_{p0}}{L_n^2} = \frac{\Delta n}{L_n^2} \quad (\text{II. 123})$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{p - p_{n0}}{L_p^2} = \frac{\Delta p}{L_p^2} \quad (\text{II. 124})$$

La solution générale de la seconde équation différentielle est de la forme [6] :

$$\Delta n = A \exp\left(-\frac{x}{L_n}\right) + B \exp\left(+\frac{x}{L_n}\right) \quad (\text{II. 125})$$

$$\Delta p = A \exp\left(-\frac{x}{L_p}\right) + B \exp\left(+\frac{x}{L_p}\right) \quad (\text{II. 126})$$

En remplaçant cette solution dans l'équation correspondante, il vient :

$$n_p(x) - n_{p0} = n_{p0} \frac{sh \frac{W_p - x}{L_n}}{sh \frac{W_p}{L_n}} \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II. 127})$$

$$p_n(x) - p_{n0} = p_{n0} \frac{sh \frac{W_n - x}{L_p}}{sh \frac{W_n}{L_p}} \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II. 128})$$

Avec n_{p0} : concentration des électrons du côté p , p_{n0} : concentration des trous du côté n .

L'équation de densité de courant de diffusion pour les électrons et les trous :

$$\begin{cases} J_n = qD_n \frac{\partial n(x)}{\partial x} \\ J_p = -qD_p \frac{\partial p(x)}{\partial x} \end{cases} \text{ se réduit à :} \quad (\text{II. 129})$$

Pour les électrons :

$$J_n = +qD_n \frac{n_{p0}}{L_n} \coth \frac{W_p}{L_n} \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.130})$$

De même, pour les trous :

$$J_p = +qD_p \frac{p_{n0}}{L_p} \coth \frac{W_n}{L_p} \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II. 131})$$

Le courant est constant dans la zone de déplétion, donc le courant de densité des trous, de la région N, et le courant de densité des électrons, de la région P, peuvent s'additionner en $x = 0$:

$$J_T = J_n + J_p$$

$$J_T = \left(qD_n \frac{n_{p0}}{L_n} \coth \frac{W_p}{L_n} + qD_p \frac{p_{n0}}{L_p} \coth \frac{W_n}{L_p} \right) \left(\exp \left(\frac{qV}{k_B T} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.132})$$

De plus dans la région N :

$$p_{n0} = \frac{n_i^2}{N_D} \quad (\text{II.133})$$

Dans la région p :

$$n_{p0} = \frac{n_i^2}{N_A} \quad (\text{II.134})$$

En remplaçant p_{n0} et n_{p0} par leurs expressions (II.133) et (II.134) dans l'équation [II.132], nous obtenons :

$$J_T = \left(\frac{qD_n}{L_n} \frac{n_i^2}{N_A \text{th} \left(\frac{W_p}{L_n} \right)} + \frac{qD_p}{L_p} \frac{n_i^2}{N_D \text{th} \left(\frac{W_n}{L_p} \right)} \right) \left(\exp \left(\frac{qV}{k_B T} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.135})$$

Cette équation [II.135] est connue sous le nom d'équation de diode et la première expression entre parenthèses est la densité de courant de saturation dans la zone neutre J_{01} . Pour une jonction à profil de dopage quelconque le courant de saturation, J_{01} est exprimé par la relation générale :

$$J_{01} = \left(\frac{qD_n n_i^2}{L_n N_A \text{th} \left(\frac{d_p}{L_n} \right)} + \frac{qD_p n_i^2}{L_p N_D \text{th} \left(\frac{d_n}{L_p} \right)} \right) \quad (\text{II.136})$$

$$\text{Pour } d_{i=n,p} \gg L_{j=p,n} (i \neq j), \text{th} \left(\frac{d_i}{L_j} \right) \approx 1 : J_{01} = \left(\frac{qD_n n_i^2}{L_n N_A} + \frac{qD_p n_i^2}{L_p N_D} \right)$$

$$\text{Pour } d_{i=n,p} \ll L_{j=p,n} (i \neq j), \text{th} \left(\frac{d_i}{L_j} \right) \approx \frac{d_i}{L_j} : J_{01} = \left(\frac{qD_n n_i^2}{d_p N_A} + \frac{qD_p n_i^2}{d_n N_D} \right)$$

La densité de courant à une jonction PN est alors :

$$J_T = J_{01} \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II. 137})$$

II.10.3 Le courant de génération-recombinaison

La jonction est le siège de générations thermiques et de recombinaisons, La densité de porteurs dans la zone de charge d'espace étant faible, le taux de recombinaison est donné par la formule de Shockley-Read (II.75). La variation des courants d'électrons et de trous à la traversée de la zone de charge d'espace, appelée courant de génération-recombinaison, s'écrit ([13],[14]) :

$$J_{gr} = q \int_{-x_p}^{x_n} U dx \quad (\text{II. 138})$$

U :est le taux de recombinaison.

II.10.3.1 Polarisation directe - Courant de recombinaison

En polarisation directe, la tension V est positive. L'expression du taux de recombinaison de porteurs U dans la zone de charge d'espace est donnée par [14] :

$$U = \frac{1}{2} \sigma v_{th} N_t n_i \exp\left(\frac{qV}{2k_B T}\right) \quad (\text{II. 139})$$

σ est la section efficace de capture du centre de pièges, N_t , la densité des centres ou pièges de recombinaisons.

La densité de courant de génération-recombinaison s'écrit :

$$J_r = q \int_{-x_p}^{x_n} U dx \quad (\text{II. 140})$$

L'intégration se fait sur toute la région de charge d'espace. Cela permet de résoudre analytiquement l'intégrale, ce qui donne :

$$J_r = \frac{1}{2} W q \sigma v_{th} N_t n_i \exp\left(\frac{qV}{2k_B T}\right) \quad (\text{II. 141})$$

II.10.4 Polarisation inverse - Courant de génération

Considérons- le courant de génération dans la condition de polarisation inverse, c'est-à-dire lorsque $V < 0$, l'expression du taux G de génération de paires électron-trou est donnée par [26],[14] :

$$\begin{cases} G = -\frac{n_i}{2\tau} \\ \tau = \frac{1}{\sigma v_{th} N_t} \end{cases} \quad (\text{II. 142})$$

La densité de courant de génération s'écrit :

$$J_g = q \int_{-x_p}^{x_n} G dx \quad (\text{II. 143})$$

Le courant de génération dans la zone de déplétion :

$$J_g = q \int_{-x_p}^{x_n} -\frac{n_i}{2\tau} dx = -\frac{qn_i}{2\tau} w = -\frac{q n_i \sigma v_{th} N_t}{2} w \quad (\text{II. 144})$$

Le courant dû au phénomène de recombinaison et génération s'écrit :

$$J_{rg} = J_g + J_r = \frac{1}{2} W q \sigma v_{th} N_t n_i \exp\left(\frac{qV}{2k_B T}\right) - W \frac{q n_i \sigma v_{th} N_t}{2} \quad (\text{II. 145})$$

$$J_{rg} = \frac{1}{2} W q \sigma v_{th} N_t n_i \left(\exp\left(\frac{qV}{2k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II. 146})$$

En posant :

$$J_{02} = \frac{1}{2} W q \sigma v_{th} N_t n_i \quad (\text{II. 147})$$

Avec : J_{02} , la densité de courant de saturation dans la ZCE.

On obtient le courant de génération- recombinaison :

$$J_{rg} = J_{02} \left[\exp\left(\frac{qV}{2k_B T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II. 148})$$

II.11 Différents types de technologies des cellules photovoltaïques et leurs rendements de conversion

Les rendements des cellules dépendent en grande partie du type de matériaux utilisés et les technologies utilisées durant leur fabrication, les procédés de réalisation et le nombre de jonctions utilisées au sein de la cellule. La figure II.20 présente l'évolution des rendements record obtenus en laboratoire de 1976 à 2020 pour différentes technologies successives des cellules photovoltaïques [27].

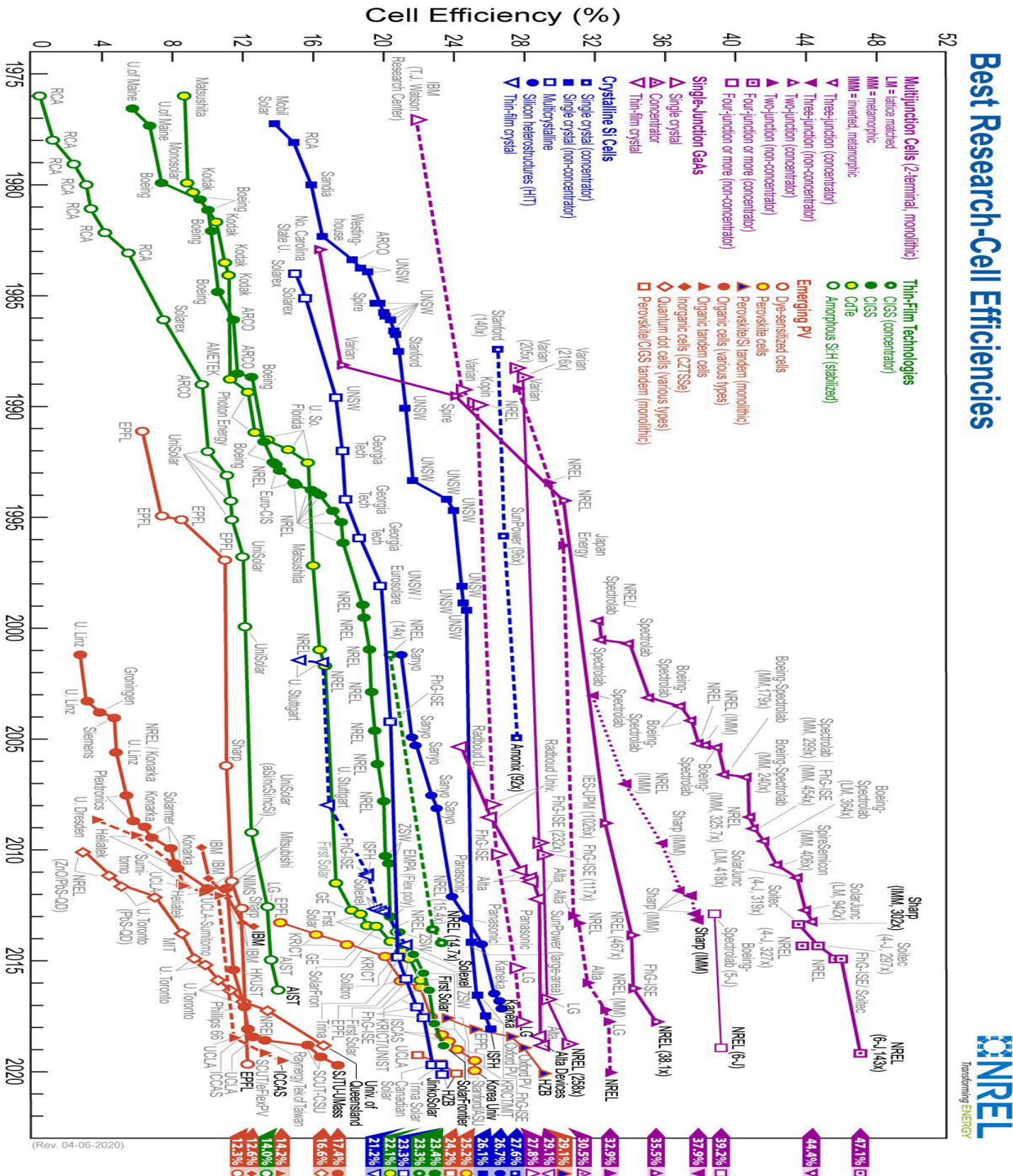


Figure II.20: Évolution temporelle en laboratoire des rendements records de cellules photovoltaïques selon National Renewable Energy Laboratory (NREL) [27].

Sur cette figure II.20, nous observons que les meilleurs rendements de conversion sont obtenus avec les cellules III-V multi-jonctions.

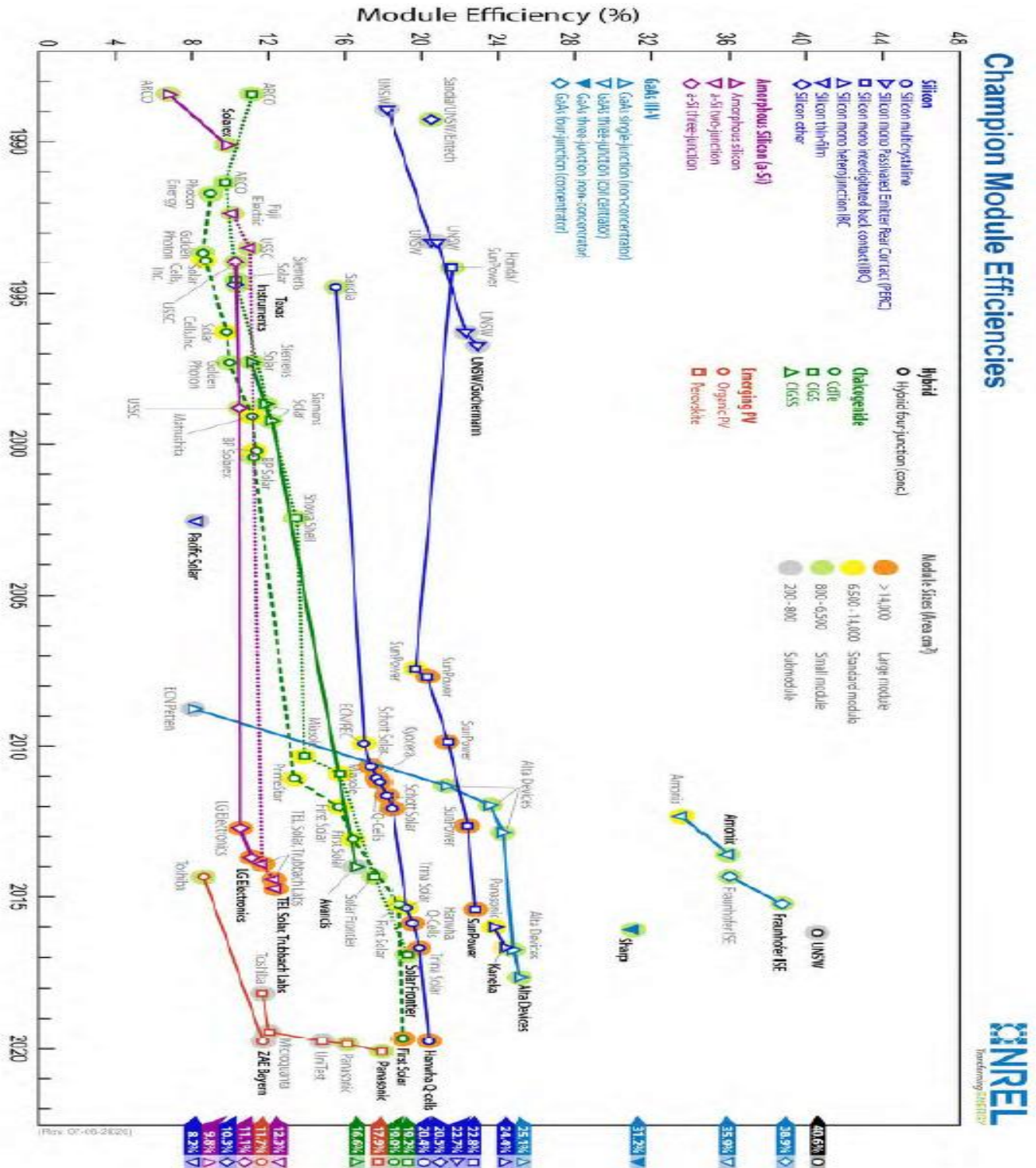


Figure II.21 : Évolution temporelle en laboratoire des rendements records de modules photovoltaïques champions selon National Renewable Energy Laboratory (NREL) [27].

De nombreuses technologies sont aujourd'hui utilisées dans le domaine photovoltaïque parmi les technologies de cellules photovoltaïques, les plus répandues sur le marché sont les cellules en silicium cristallin de type (monocristallin et polycristallin) et les cellules en couches minces.

Pour les cellules PERC (**P**assivated **E**mitter **R**ear **C**ell) que l'on verra plus loin, les meilleurs records datent d'avril et de septembre 1996, ils ont été élaborés chez Sandia National Laboratories (Usa) sur des modules respectivement de **787** et **778 m²** avec des rendements respectifs de **22,5 %** et **22,9 %**, des V_{co} de **5,6 V** pour les deux, des I_{cc} respectivement de **6,92** et **3,93 A**, des FF de **80,1** et **80,3 %**.

II.12 Les technologies photovoltaïques

Il existe actuellement quatre types de technologies photovoltaïques, qui sont réparties de la façon suivante :

- ✓ Les matériaux organiques,
- ✓ Les couches minces de type GaAs (l'arséniure de gallium), CdTe (Tellure de Cadmium), CIS (Cuivre-Indium-Sélénium),
- ✓ Le silicium amorphe,
- ✓ Le silicium cristallin, qui comprend le silicium monocristallin, polycristallin. Les cellules solaires au silicium monocristallin disposent d'un rendement de conversion plus élevé à celles obtenues avec du silicium polycristallin,

L'ensemble de ces cellules sont regroupées dans trois grandes générations.

II.12.1 Cellules solaires de 1^{ère} Génération

Cette génération de cellules utilise généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. En 2006, près de **93 %** de la production mondiale des cellules solaires ont été faites avec des plaquettes de silicium (**57 %** avec des monocristaux, **57 %** avec des multicristallins et **4 %** en rubans).

Le silicium présente principalement deux avantages :

- ✓ Son abondance, il est le deuxième élément en importance dans la croûte et le manteau terrestre après l'oxygène, autant dire qu'il est quasiment inépuisable.
- ✓ Sa technologie mature, les technologies mises en œuvre sont en effet, depuis plusieurs dizaines d'années déjà, bien maîtrisées.

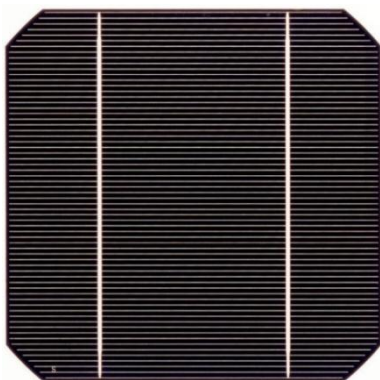
II.12.1.1 Cellules à base de silicium monocristallin (c-Si)

Le processus de fabrication consiste à refroidir lentement des lingots de silicium qui permet d'obtenir un matériau composé d'un seul cristal parfaitement homogène selon le procédé " Czochralski " (Cz) ou par fusion par zone (FZ). On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les échantillons (wafers) destinés à la fabrication des cellules solaires. La structure du cristal est parfaitement homogène, ce qui lui donne sa couleur caractéristique qui est généralement gris-noir métallique (figure II.22.a).

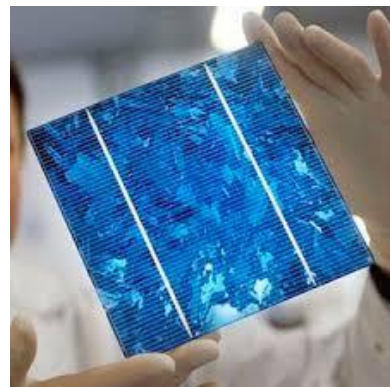
La technologie de fabrication est longue et nécessite une grande quantité d'énergie, est donc plus coûteuse. Les cellules au silicium monocristallin offrent des rendements compris entre 16 à 26 % [28]. Un rendement maximal des cellules à base de silicium monocristallin atteint les 27,6 % pour une cellule solaire à concentration (single crystal concentrator), l'inconvénient de ce type de cellule solaire est qu'elle offre un rendement très faible lorsqu'il n'y a pas assez de soleil. Elle convient donc mieux aux régions les plus ensoleillées [29].

II.12.1.2 Cellules à base de silicium polycristallin (pc-Si)

Ce type de cellules est fabriqué à partir d'un bloc de silicium composé de plusieurs cristaux, de tailles variées et orientés de manière aléatoire dans le matériau. Le silicium polycristallin est obtenu par refonte des restes des chutes de silicium monocristallin. L'intérêt de ce matériau cristallin de moindre qualité est son plus faible coût de fabrication accompagné d'assez bons rendements de cellules (les rendements commerciaux compris entre 12 et 22 %) [27]. Contrairement aux cellules monocristallines, les cellules polycristallines ne présentent pas une couleur totalement homogène. On reconnaît ce type de cellules en général par sa forme rectangulaire et sa couleur bleue (figure II.22.b).



(a)



(b)

Figure II.22 : cellules solaire à base de silicium a) monocristalline, b) cellule polycristalline.

II.12.1.3 Silicium multicristallin (mc-Si)

Ce type de silicium multicristallin obtenu par la méthode de cristallisation tel que blocs, rubans et feuilles [30], présente une taille de grain supérieure à celle de silicium polycristallin entre 1 mm et 10 cm. Mis à part la taille des grains, le silicium polycristallin et le silicium multicristallin ont des propriétés relativement similaires [7].

II.12.1.4 Silicium microcristallin ($\mu\text{c-Si}$)

Ce sont des cellules photovoltaïques basées sur des siliciums microcristallins avec une taille de grain inférieure de $1\mu\text{m}$, élaboré avec la méthode dépôt par plasma.

II.12.2 Cellules solaires de 2^{ème} Génération**II.12.2.1 Les cellules couches minces**

Cette deuxième génération représente les cellules solaires à base de couches minces (thin film solar cells en anglais) dont les épaisseurs sont de l'ordre de quelques centaines de nanomètres à quelques micromètres. La réalisation de ces cellules se fait par des procédés de dépôts sous vide. On utilise dans cette filière soit le silicium amorphe ou les matériaux des composés (II-VI) qui permettent d'avoir les meilleurs rendements comme l'arséniure de gallium (GaAs), le tellure de cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CuInSe_2) et le dioxyde de titane (TiO_2). Les cellules en couches minces présentent de nombreux avantages dont ceux d'avoir de forts coefficients d'absorption. Elles sont stables chimiquement et sont économiquement rentables [31].

II.12.2.2 Les cellules à base de silicium amorphe (a-Si)

Ce type de cellules, de structure atomique désordonnée c'est à dire non-cristallisé. Ce matériau possède un coefficient d'absorption beaucoup plus élevé dans le visible que le silicium cristallin.

Les cellules solaires au silicium amorphe noté (a-Si) ont comme avantage un procédé de fabrication moins coûteux car il utilise moins de matériau que le silicium cristallin, mais leur rendement de conversion reste assez faible par rapport aux autres technologies, atteint 10 % en industrie et environ 13,4 % en laboratoire par AIST (Advanced Industrial Science and Technology of Japon) [5].

Les cellules solaires amorphes présentent une couleur grise très foncée, c'est le silicium que l'on trouve le plus souvent dans les produits de consommation comme les calculatrices, les montres, etc (figure II.23) [32].

Les cellules solaires à base de silicium amorphe, présentent des avantages importants :

- ✓ peuvent être appliquées sur une surface importante (4 voire 6 m²), et peuvent être ensuite découpées,
- ✓ peuvent être utilisées sur des modules courbes ou souples,
- ✓ peuvent être sensibles à l'échauffement autour de 60 °C,
- ✓ ont une forte absorption de la lumière visible,
- ✓ fonctionnent à un très faible niveau de luminosité,
- ✓ constituent l'une des technologies photovoltaïques les plus respectueuses de l'environnement, car elles n'utilisent pas de métaux lourds toxiques tels que le cadmium ou le plomb.

Inconvénients :

- ✓ ces rendements sont certes moins importants que ceux des cellules cristallines, le silicium amorphe ne présente que 8 % à 10 % de rendements,
- ✓ industrialisation encore peu développée par rapport aux technologies cristallines,
- ✓ baisse de rendement dès les premières semaines d'exposition au soleil [33],
- ✓ beaucoup de défauts dans la structure.

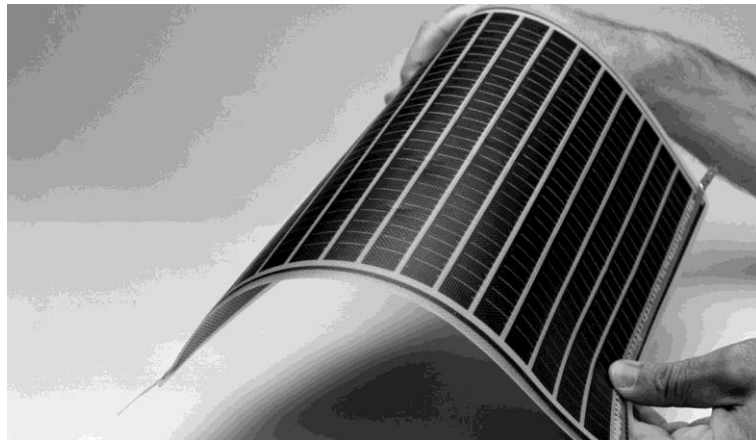


Figure II.23 : Cellule à base de silicium amorphe (a-Si) [34].

II.12.2.3 Les cellules à base de tellurure de cadmium

Jusqu'à présent, la cellule à base de CdTe (Tellurure de Cadmium) est considérée comme l'approche la plus prometteuse pour le photovoltaïque, du fait de ses propriétés optiques optimales.

Ce matériau absorbe très bien la lumière et se caractérise par une bande interdite directe de 1,45 eV parfaitement adaptée au spectre solaire.

Les cellules au tellure de cadmium (CdTe) présentent les avantages liés à la technologie des couches minces : elles sont légères, robustes et seront peut-être, un jour, flexibles, mais la toxicité du cadmium reste problématique pour sa production.



Figure II.24: Photo d'une cellule solaire en CdTe [35].

Cependant un record mondial de rendement de conversion de 22,1 % a été atteint en 2016 par une cellule solaire expérimentale [27], certifié au laboratoire photovoltaïque du Technology and Applications Center (TAC) de Newport Corporation of America [36].

II.12.2.4 Les cellules à base de Cuivre – Indium - Sélénium

Une cellule solaire en Cuivre-Indium-Sélénium est une cellule solaire à couches minces, ce matériau ayant un coefficient d'absorption 100 à 1000 fois plus grand que celui du silicium cristallin et une épaisseur de 1,5-2 μm suffisante pour absorber fortement la lumière du soleil [32].

Le Cuivre Indium Sélénium noté CIS est donc un semi-conducteur dont les caractéristiques optiques intrinsèques sont mieux adaptées que celles du silicium cristallin à la conversion photovoltaïque. Ce composé de type (I-III-VI) et de structure chalcopyrite, présente un rendement théorique des plus élevés parmi les couches minces qui se situe autour de 23,4 % [27], avec un plus cher coût de fabrication.

II.12.3 Les cellules solaires de 3^{ème} Génération

La recherche se tourne actuellement vers d'autres types de cellules en dehors du silicium qui permet d'améliorer le rendement des cellules tout en réduisant leur coût de production. La technologie solaire de troisième génération est basée sur de nouveaux matériaux, tels que les cellules organiques, les cellules nanocristallines, les cellules à concentration et les cellules multijonctions [31].

II.12.3.1 Les cellules solaires organiques

Une cellule Photovoltaïque Organique (OPV) est généralement fabriquée par des substrats de plastique ou de verre. Les cellules solaires organiques avec leurs faibles rendements pourraient révolutionner le marché du PV grâce à leur faible coût de fabrication et leur facilité d'utilisation (plus fines, flexibilité, légèreté). Les matériaux organiques ont des propriétés optoélectroniques remarquables qui peuvent être d'une grande utilité pour les applications photovoltaïques, il en existe principalement deux types :

- Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires,
- Les cellules photovoltaïques organiques en polymères.

Ces cellules sont encore au stade de la recherche avec des rendements moyennement élevés de l'ordre de 4 à 17,4 % [27].

II.12.3.2 Les cellules solaires nanocristallines à colorants

Les cellules solaires nanocristallines à colorants appelées également cellules solaires à pigment photosensible (en anglais, **Dye-Sensitized Solar Cell** ou DSSC) également appelée cellules Grätzel par rapport à leur inventeur le suisse Michael Grätzel, sont des cellules solaires basées sur un substrat recouvert d'une couche de nano-cristaux. Les nano-cristaux sont typiquement à base de Si, CdTe, CIGS ou de TiO₂[37]. Ces cellules solaires présentant un rendement très intéressant de l'ordre 11,1 % confirmé par des mesures au laboratoire [38].

II.12.3.3 Les cellules solaires à concentration

Le solaire photovoltaïque à concentration est une technologie qui consiste à concentrer la lumière du soleil sur de petites cellules solaires à fort taux de conversion grâce à l'utilisation de dispositifs optiques (lentilles ou miroirs). Contrairement aux procédés habituels, les panneaux photovoltaïques à concentration (CPV) permettent d'obtenir un très haut rendement un record mondial de 47 % [27] déjà obtenu par les deux instituts de recherche laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Energies Nouvelles (LITEN) du CEA (France) et le Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems of Germany (ISE) grâce à une cellule solaire à quatre jonctions.

II.12.3.4 Les cellules multi-jonctions

Les cellules solaires à jonctions multiples (MJ) sont des cellules solaires composées de plusieurs couches superposées, de matériaux semi-conducteurs différents, chacune est sensible à une longueur d'onde différente, ce qui permet un balayage plus large du spectre

solaire. L'utilisation de plusieurs matériaux semi-conducteurs permet l'absorption d'une plus large gamme de longueurs d'onde, qui va augmenter le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique de la cellule solaire. Ce type de cellules est déjà commercialisé, mais particulièrement dans le domaine spatiale (alimentation électrique de satellites) à cause du coût de fabrication très élevé [39].

Le rendement théorique obtenu en laboratoire par ces cellules à trois-jonctions est d'environ 37,9 %. Les cellules photovoltaïques à multi-jonctions sous fortes concentrations solaires ont montré un rendement de 47,1 % [27] avec une cellule à quatre-jonctions issu du partenariat entre Soitec / Fraunhofer ISE / CEA [40].

II.13 Structures avancées des cellules photovoltaïques à hauts rendements

Il existe trois structures de cellule qui ont un potentiel intéressant pour atteindre des hauts rendements :

II.13.1 Les structures à contacts localisés « Point contact » en face arrière

La structure Al-BSF (**A**luminium **B**ack **S**urface **F**ield) est la structure historique des cellules solaires au silicium mais reste encore l'architecture standard dans l'industrie photovoltaïque. Cette structure dotée d'une couche d'alumine comme champ électrique arrière, a été peu à peu remplacée par la structure PERC (**P**assivated **E**mitter **R**ear **C**ell) et devient le nouveau standard au sein de l'industrie photovoltaïque. Les structures à contacts localisés sont la **PERC**, la **PERL** (**P**assivated **E**mitter **R**ear **L**ocally diffused cell) et la **PERT** (**P**assivated **E**mitter, **R**ear **T**otally-diffused). La première cellule solaire à établir un nouveau record mondial d'un rendement de conversion pour un substrat de type P est attribué à la structure à la PERL. Un taux de conversion de 25 %, approuvé dans le laboratoire de cellules photovoltaïques de l'université australienne UNSW (University of New South Wales) [41]. Plusieurs autres structures similaires (Figure II.25) telles que la PERT et la PERC qui présentent de nombreux points communs, pourraient avoir des rendements supérieurs à 24 % [42]. Toutes ces structures ont pour but la réduction des recombinaisons en surface et en volume et en limitant l'augmentation des pertes résistives [43]. Nous allons voir dans ce qui suit des exemples de structures de cellules PERC et PERT (figure II.25).

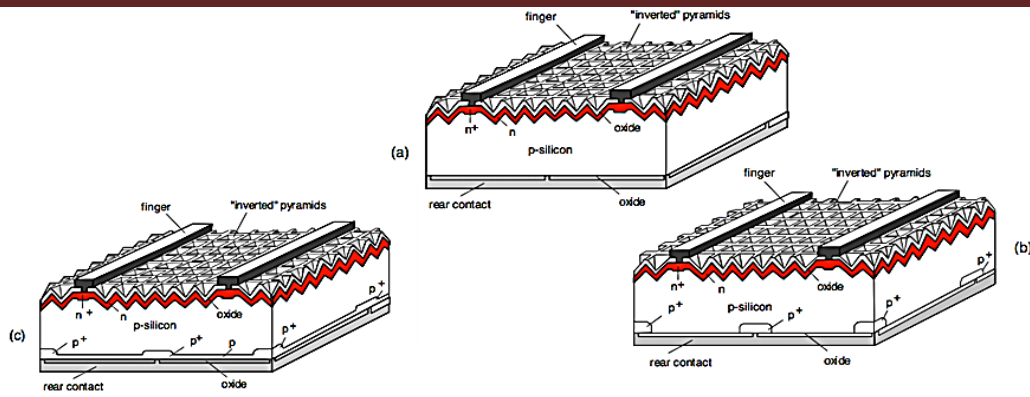


Figure II.25 : Structures de cellules solaires à hauts rendements. (a) Cellule PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). (b) Cellule PERL (Passivated Emitter, Rear Locally diffused cell). (c) Cellule PERT (Passivated Emitter, Rear Totally diffused cell) [44].

II.13.2 La structure à contacts interdigités en face arrière IBC (Interdigitated Back Contact) :

Les cellules solaires à structures IBC (Interdigitated Back Contact) ou RCC (Rear Contact Cell) ont permis d'obtenir de très bons résultats en termes de rendement. Un potentiel de rendement de 24,2 % a été obtenu sur des substrats de grande taille (155 cm²) [45]. L'architecture des cellules à contacts interdigités en face arrière (IBC) (voir figure II.26), a été proposée pour la première fois en 1975 par Schwartz RJ [46]. Cette technologie présente plusieurs avantages par rapport aux cellules conventionnelles. La jonction et le BSF (Back Surface Field : Champ de Surface Arrière) ainsi que les contacts sont réalisés sur la face arrière, ce qui entraîne une réduction du taux d'ombrage de contact sur la face avant. Les contacts arrière des cellules peuvent être librement optimisés, ce qui réduit la résistance série et améliore le confinement optique. Dans l'émetteur, la recombinaison est faible puisqu'il se trouve sur la face opposée au rayonnement [47].

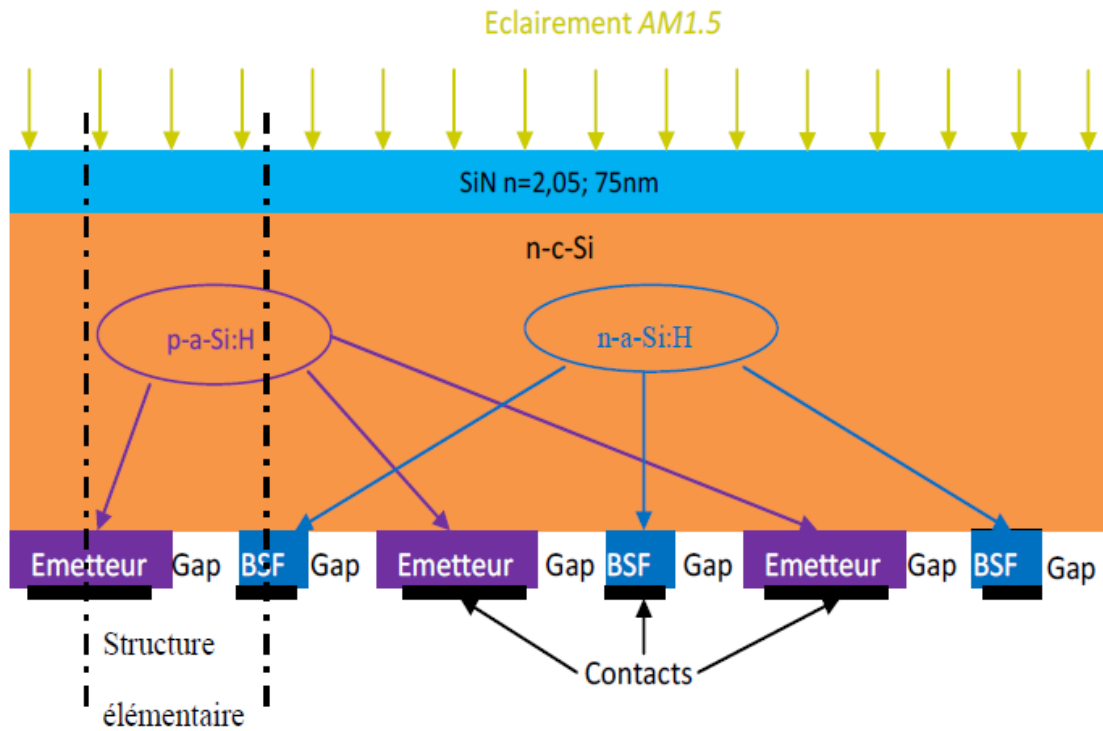


Figure II.26 : Cellules à contacts arrière interdigités [22].

II.13.3 La structure à hétérojonctions de silicium (Si-HJ)

Un troisième type de cellules à haut rendement utilise l'hétérojonction silicium (Si-HJ). Dans cette structure, le silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H) est utilisé pour réaliser la jonction avec le silicium cristallin (c-Si). Contrairement aux cellules à homo-jonction classique, les zones dopées et la passivation de surface sont constituées par un unique dépôt d'une couche mince de silicium amorphe. La structure l'hétérojonction silicium, découverte par Fuhs et al en 1974 [48], a été étudiée par Sanyo depuis les années 1990.

Cette nouvelle architecture de cellule solaire à hétérojonctions a-Si:H/c-Si possède plusieurs avantages pour l'application photovoltaïque.

Les cellules à hétérojonctions ont de meilleures passivations et l'on peut changer leurs propriétés électriques en ajustant leurs dopages. Le dépôt des couches de silicium amorphe a-Si:H est réalisé par CVD assisté par plasma (PECVD : Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) à basse température, généralement inférieure à 250 °C.

Une cellule à hétérojonction diffère d'une cellule à homo-jonction par l'épaisseur de son émetteur. Un procédé de fabrication est à basse température ($T < 250\text{ °C}$), ce qui permet de baisser considérablement le coût de fabrication. Une tension de circuit-ouvert plus élevée est due à la différence d'énergie de gap entre le c-Si et l'a-Si:H.

La combinaison des deux dernières technologies a été évoquée pour la première fois dans une demande de brevet d'EBARA (Une entreprise de fabrication de machines environnementales et industrielles, basée à Tokyo au Japon) publiée en 2003 [49]. Cette structure à hétérojonctions de silicium et à contacts interdigités en face arrière (Si-HJ IBC) permettrait théoriquement de réduire les pertes optiques et résistives dans la cellule, tout en limitant les recombinaisons de surface. En 2005, Richard Swanson de Sun Power Corp (chercheur américain) a montré que le rendement potentiel d'une telle structure est supérieur à 25 % [50].

II.14 Modélisation électrique d'une cellule solaire

II.14.1 Modélisation idéale

Le fonctionnement d'une cellule solaire dans le cas idéal peut être schématisé par un générateur de courant (I_{ph}) en parallèle avec une diode polarisée en direct.

Dans ce cas, la cellule solaire dont les extrémités sont reliées à une charge extérieure (R_c) fonctionne comme un générateur de puissance électrique débitant un photo-courant dans la charge. Le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale est présenté dans la figure II.27.

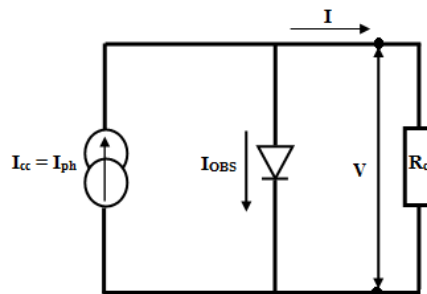


Figure II.27 : Circuit électrique d'une cellule solaire idéale connectée à une résistance de charge R_c .

Le courant débité par la cellule dans le cas idéal ($n = 1$) est donné par :

$$I(V) = I_{ph} - I_{obs} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II. 149})$$

Avec :

I_s : courant (densité) de saturation de la diode, q : charge élémentaire, k_B : constante de Boltzmann et T : température absolue.

Pour une polarisation nulle $V = 0$ (court-circuit : charge nulle) :

$$I = I_{ph} = I_{cc} \quad (\text{II. 150})$$

II.14.2 Modélisation à deux diodes

Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous (voir figure II.28). Ce schéma se compose d'un générateur de courant correspondant au courant photo-généré (I_{ph}) ayant une résistance parallèle R_p (shunt resistance R_{SH} en anglais) qui correspond à la présence du courant de fuite dans l'émetteur et la base et une résistance série R_s (prenant en compte l'ensemble des pertes résistives de la cellule, point qui sera détaillé au paragraphe 4 de ce chapitre V), le tout monté en parallèle avec deux diodes D_1 et D_2 [51]. Le modèle théorique qui décrit leur fonctionnement est connu sous le nom du modèle à deux diodes.

La première diode D_1 correspond au courant de diffusion I_{D_1} produit dans la base et l'émetteur de la cellule (zones neutres), avec I_{s_1} comme courant de saturation dans ces deux zones et n_1 le facteur d'idéalité de la diode généralement égal à 1. La seconde diode D_2 correspond au courant de génération/recombinaison I_{D_2} dans la zone de charge d'espace. De la même manière, I_{s_2} est le courant de saturation dans la ZCE, et n_2 est le facteur d'idéalité de cette diode, égal à 2 dans la plupart des cas.

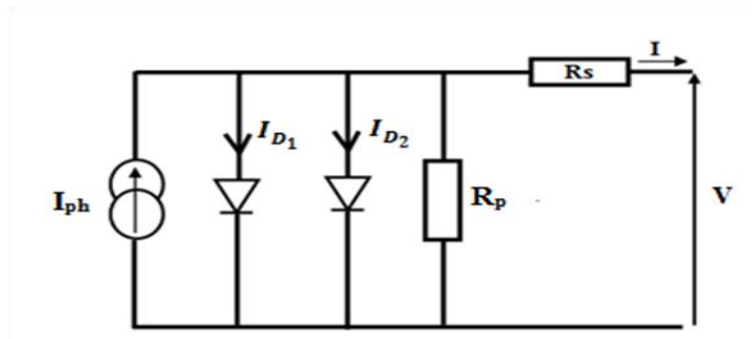


Figure II.28 : Circuit équivalent d'une cellule solaire basée sur un modèle à deux diodes

Le courant total sous éclairage est alors donné en convention photovoltaïque (convention générateur) par le photo-courant I_{ph} auquel se soustrait le courant d'obscurité

I_{obs} :

$$I(V) = I_{ph} - I_{obs}(V) \quad (\text{II.151})$$

Où :

I_{ph} : Courant photonique (photo-courant),

I_{obs} : Courant d'obscurité.

Soit

$$I(V) = I_{ph} - \underbrace{I_{s1} \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{k_B T}\right) - 1 \right]}_{I_{D1}} - \underbrace{I_{s2} \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{2k_B T}\right) - 1 \right]}_{I_{D2}} - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (\text{II.152})$$

II.15 Définition des paramètres de sortie de la cellule photovoltaïque

Une cellule solaire photovoltaïque est caractérisée par des paramètres électriques propres notamment :

- ✓ I_{cc} : le courant de court-circuit,
- ✓ V_{co} : la tension de circuit-ouvert,
- ✓ FF : le facteur de forme,
- ✓ η : le rendement de conversion.

La principale technique utilisée pour déterminer ces paramètres fondamentaux est sa caractéristique courant-tension représentée schématiquement sur la figure II.29. C'est une caractérisation essentielle à l'évaluation des performances pour un système électronique et plus particulièrement photovoltaïque.

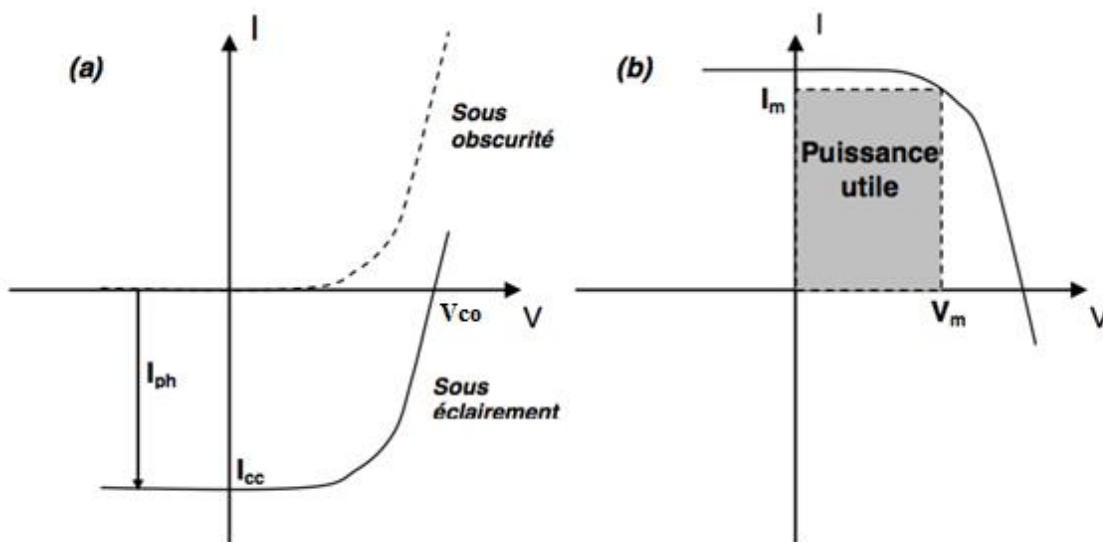


Figure II.29: (a) les caractéristiques $I(V)$ et paramètres électriques d'une cellule photovoltaïque sous éclairement et sous obscurité (b) représentation conventionnelle de la courbe (I-V) [41].

II.15.1 Le courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit I_{cc} (short-circuit current) correspond à la valeur du courant circulant lorsque la cellule est en court-circuit et sans application de tension (en prenant la tension aux bornes de la cellule nulle $V = 0$).

Le courant de court-circuit correspond approximativement au photo courant $I_{ph}=I_{cc}$, à condition que la résistance série ne soit pas trop élevée ($R_s < 10 \Omega \cdot cm^2$) [52].

II.15.2 La tension de circuit ouvert V_{co}

La tension de circuit ouvert, notée V_{co} (open-circuit voltage), est la tension mesurée aux bornes de la cellule pour un courant nul ($I=0$). Elle est liée au courant de saturation I_{s1} par une relation logarithmique s'écrivant comme suit :

$$V_{co} = \frac{k_B T}{q} \ln \left[\frac{I_{cc}}{I_{s1}} + 1 \right] \quad (\text{II.153})$$

D'après cette équation, nous remarquons que V_{co} dépend du courant de saturation I_{s1} , ce paramètre peut être amélioré en minimisant le courant de saturation I_{s1} .

II.15.3 Le facteur de forme FF

Le facteur de forme (Fill factor en anglais) est le rapport entre la puissance électrique maximum fournie par la cellule P_m , et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit ouvert V_{co} (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale), (Voir la figure II.30).

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} V_{co}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{I_{cc} V_{co}} = \frac{\text{Aire A}}{\text{Aire B}} \quad (\text{II.154})$$

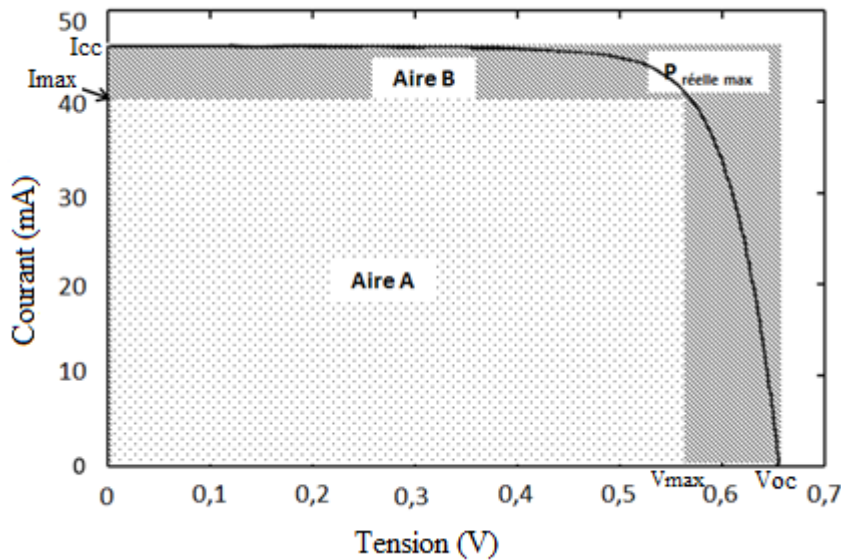


Figure II.30 : Courbes I-V sous éclairage avec représentation du FF [53].

Le facteur de forme représente le rendement de la cellule, plus ce paramètre est proche de 1, plus le rendement de conversion est meilleur.

II.15.4 Le rendement de conversion électrique η

Le rendement de conversion (energy conversion, efficiency en anglais) d'une cellule solaire η (en %) correspond au rapport entre la puissance électrique maximale P_m appelé point de puissance maximale (PPM) fournie par la cellule photovoltaïque et la puissance solaire incidente P_{inc} sous d'éclairage AM 1.5.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} = \frac{I_{cc} V_{co} FF}{P_{inc}} \quad (II.155)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant les trois paramètres précédents : le courant de court-circuit, la tension de circuit-ouvert et le facteur de forme.

II.15.5 Rendement Quantique

Le Rendement Quantique Externe (RQE) (EQE : External Quantum Efficiency en anglais) est le pourcentage du nombre d'électrons collectés aux contacts par rapport au nombre de photons incidents, est alors calculé à l'aide de [8] :

$$EQE(\lambda) = \frac{\text{Nombre de paires (electron - trou) collectées}}{\text{Nombre de photons incidents}} \quad (II.156)$$

Avec $S(\lambda)$: la sensibilité de la cellule.

$$S(\lambda) = \frac{I_{cc}(\lambda)}{P_{incidente}(\lambda)} \quad (\text{II. 157})$$

En remplaçant $S(\lambda)$ dans l'équation [II. 156] par son expression, on trouve :

$$\text{EQE}(\lambda) = \frac{h c}{\lambda q} \frac{I_{cc}(\lambda)}{P_{incidente}} = \frac{I_{cc}(\lambda)}{q} \frac{1}{\phi(\lambda)} \quad (\text{II. 158})$$

Avec :

$S(\lambda)$: la sensibilité de la cellule (A.W^{-1}),

$\phi(\lambda)$: le flux de photons incidents, ($\text{cm}^2.\text{s}^{-1}$),

h : la constante de Planck (J.s),

c : la vitesse de la lumière dans le vide (m.s^{-1}),

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

Pour le Rendement Quantique Interne RQI (IQE : Internal Quantum Efficiency en anglais) on tient compte du coefficient de réflexion $R(\lambda)$ de la cellule (pertes optiques). Ce paramètre est calculé par rapport au nombre de photons absorbés.

$$\text{EQI}(\lambda) = \frac{\text{Nombre des paires (electron – trou) collectées}}{\text{Nombre de photons absorbés}}$$

$$\text{EQI}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda q} \frac{S(\lambda)}{(1-R(\lambda))} = \frac{\text{RQE}(\lambda)}{(1-R(\lambda))} \quad (\text{II.159})$$

La figure II.31 ci-dessous montre la variation du Rendement quantique externe (RQE) et interne (RQI) en fonction de la longueur d'onde, ainsi que les différentes pertes possibles indiquées pour le silicium cristallin c-Si.

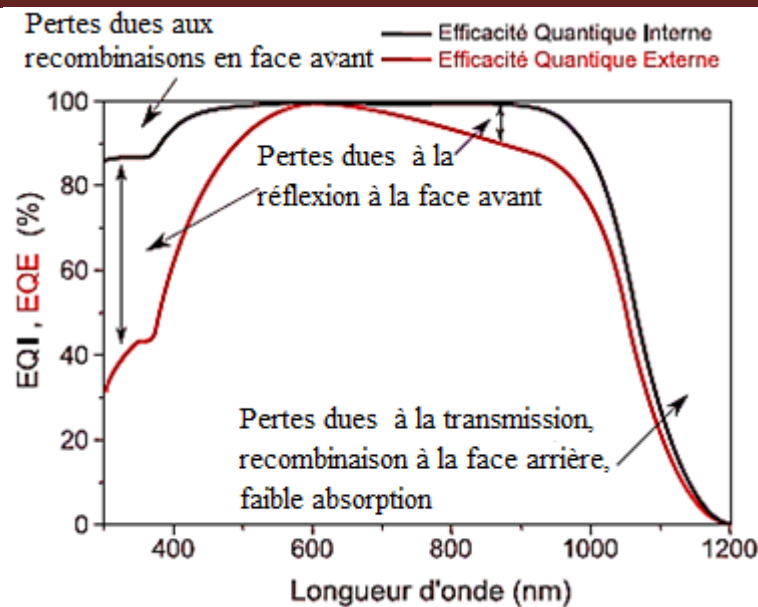


Figure II.31: *EQE et EQI en fonction de la longueur d'onde, pour le silicium cristallin avec une couche antireflet (ARC) [11].*

De manière générale, les courtes longueurs d'ondes UV sont absorbées majoritairement dans les premiers micromètres de la cellule, alors que les grandes longueurs d'ondes IR peuvent être au niveau de la face arrière. L'étude du rendement quantique interne (RQI) aux courtes longueurs d'ondes donne donc des indications sur la qualité de la face avant, tandis que celui des grandes longueurs d'ondes concerne plus la face arrière [54].

Dans les faibles longueurs d'ondes, le RQI est faible en raison de la recombinaison au voisinage de la surface avant et dans l'émetteur, alors que pour le rendement quantique externe (RQE) est faible en raison de la réflexion importantes. Pour les longueurs d'ondes au-delà de 900 nm, le rendement quantique décroît rapidement, en raison de la faible absorption des photons des grandes longueurs d'ondes sur la face arrière. Cette partie est liée à la face arrière (réflexion optique, recombinaisons), au-delà de l'énergie du gap, le taux de génération de paire électrons-trous devient négligeable.

La différence entre les RQE et RQI est due principalement aux pertes causées par la réflexion d'une partie de la lumière en face avant. Cette réflexion est due à la différence de l'indice de réfraction entre l'air et le matériau.

II.16 Facteurs de limitation du rendement

L'évaluation de rendements d'une cellule photovoltaïque est limitée par plusieurs facteurs, parmi eux, on distingue les pertes physiques et technologiques.

II.16.1 Les pertes physiques

Actuellement, environ 29 % des pertes qui limitent le rendement de conversion sont des pertes physiques. Les principales pertes pour une cellule photovoltaïque en silicium sont les suivantes :

II.16.1.1 Les pertes des photons de faible énergie

a) Absorption incomplète des photons incidents

Les photons incidents d'énergie inférieure au gap du silicium ($h\nu < E_g \sim 1,12 \text{ eV}$) ne sont pas absorbés et ne peuvent générer des paires électron-trou, sont donc perdus. Ceci entraîne sous un éclairement de AM1.5G une perte d'environ 23,5 % sur le rendement dans le cas d'une cellule simple au silicium (zone 1 de la figure II.32.a) [55].

b) Excès d'énergie des photons

Les photons incidents dont l'énergie est supérieure à celle de l'énergie de gap du matériau ($h\nu > E_g$) perdent l'énergie en excès sous forme de chaleur, et qui va entraîner une perte de 33 % sur le rendement sous un éclairement de AM1.5G (zone 2 de la figure II.32.a) [56].

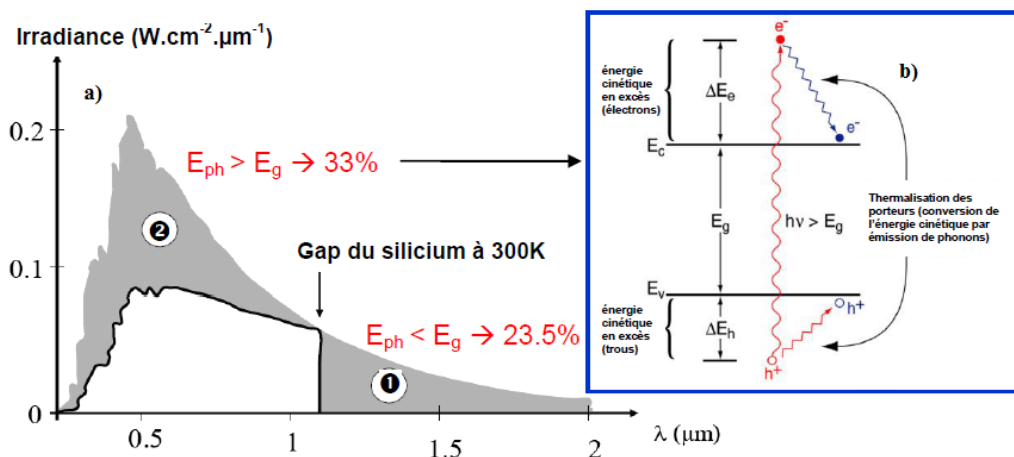


Figure II.32 : a) Principales pertes intrinsèques pour une cellule photovoltaïque en silicium. La partie (1) est la zone des pertes liées à la thermalisation des porteurs générés par un photon trop énergétique. La partie (2) correspond aux pertes des photons ayant une énergie inférieure au gap du silicium. b) illustre le phénomène de thermalisation [57].

Ces deux premières limitations, influant sur le courant de court-circuit I_{cc} et sur la tension de circuit ouvert V_{co} , réduisent le rendement théorique à 45 % [19].

c) Facteur de tension

Le facteur de tension est défini comme le rapport de la tension maximale développée par la cellule solaire élémentaire (V_{co}) par la tension de gap (E_g/q). Cette tension maximale V_{co} ne peut dépasser la tension du gap, soit (E_g/q). En pratique cette tension ne correspond qu'à une fraction de sa tension de gap notamment à cause des recombinaisons Auger, qui limitent la valeur de V_{co} à des valeurs comprises entre 650 mV et 720 mV pour des cellules photovoltaïques en silicium à haute rendement [47].

d) Facteur de forme

Ce facteur est lié à la forme de la caractéristique courant-tension de la cellule régit par les équations de Boltzmann [II-149]. Du fait du caractère exponentiel : $\exp\left(\frac{qV}{kT}\right)$, elle ne peut pas avoir la forme d'un rectangle de côtés V_{co} et I_{cc} (voir la caractéristique courant-tension de la figure II.29). Dans le cas idéal, le facteur de forme ne peut dépasser 89 % [58].

Ce paramètre dépend également fortement des paramètres technologiques modélisés par les résistances série et parallèle [59].

II.16.2 Les pertes technologiques

D'autres pertes de qualité technologique sont également responsables de la limitation de la conversion photovoltaïque. Elles sont de trois formes : les pertes optiques, les pertes par recombinaisons et les pertes résistives.

II.16.2.1 Les pertes optiques

Les pertes optiques sont les pertes dues à la non-absorption d'une partie de la lumière incidente. Leur principale influence sur les performances de la cellule photovoltaïque est la réduction du courant de court-circuit I_{cc} [41].

a) Les pertes par réflexion

Environ 35 % de lumière incidente sera réfléchi par la surface non métallisée de la cellule de silicium monocristallin [7]. Ce problème technologique peut être résolu par une texturation de la surface et le dépôt d'une couche antireflet (CAR) au niveau de la face avant. Ces deux traitements chimiques permettent de réduire le coefficient de réflexion à environ 5 % [60].

b) Les pertes par ombrage

Les contacts métalliques présents sur la face avant de la cellule photovoltaïque empêchent les photons de pénétrer dans le matériau. Le taux d'ombre défini comme le rapport entre la

surface couverte par les contacts et la surface totale de la cellule est de l'ordre 7 à 10 % pour une cellule solaire en silicium [61]. Cette valeur ne peut pas être réduite, car la minimisation de la géométries des grilles métalliques en face a pour conséquence l'augmentation des pertes résistives liée à la résistance série, ce qui affecte le rendement en réduisant le facteur de forme FF. Ce qui oblige à trouver un compromis optimal entre les deux.

c) Le rendement d'absorption

À cause de l'épaisseur limitée de la cellule, certains photons de faible énergie (ou de grandes longueurs d'onde) ne soient pas absorbés dans l'épaisseur du matériau. Des techniques de piégeage par réflexion sur la face arrière en utilisant une couche réfléchissante peuvent augmenter de manière significative l'absorption de la lumière incidente.

II.16.2.2 Les pertes par recombinaisons

Une fois que la création de porteurs minoritaires électron-trou est formée dans chaque région de la cellule, les charges doivent diffuser jusqu'aux contacts de la cellule pour participer à la conduction. En chemin, il est possible que les paires électron-trou se recombinent avant d'atteindre les contacts, et ne participeront pas à la conduction du courant. Le temps moyen (τ) entre la génération et la recombinaison d'un porteur minoritaire est appelé la durée de vie de ces porteurs de charge et que nous avons définie dans le paragraphe précédent II.8.1..

On distingue les recombinaisons dites radiatives et Auger qui sont intrinsèques au matériau et des recombinaisons dites Shockley-Read-Hall (SRH) résultant des procédés de fabrication comprenant essentiellement les recombinaisons volumiques et de surface (voir paragraphe II.8.1.1)

II.16.2.3 Les pertes résistives

D'autres types de perte sont également responsables de la limitation du rendement : les pertes résistives, elles peuvent être dues à :

- 1- La résistance parallèle R_p (résistance parallèle, shunt en anglais), telles que les courants de fuites sur les bords de la cellule photovoltaïque ou lorsque le métal de la face avant court-circuite l'émetteur, elle est de l'ordre de quelques kilo-ohms.
- 2- La résistance série R_s , est due à la résistivité des différents éléments de la cellule solaire : émetteur, base et contacts métalliques. Sa valeur doit être la plus faible possible, ceci peut être réalisé pour minimiser la résistance des divers composants. Par exemple, les contacts en face avant doivent présenter une faible résistance de ligne R_ℓ et

de contact R_c .

Ces différentes pertes résistives influent fortement sur la valeur du facteur de forme des cellules photovoltaïques.

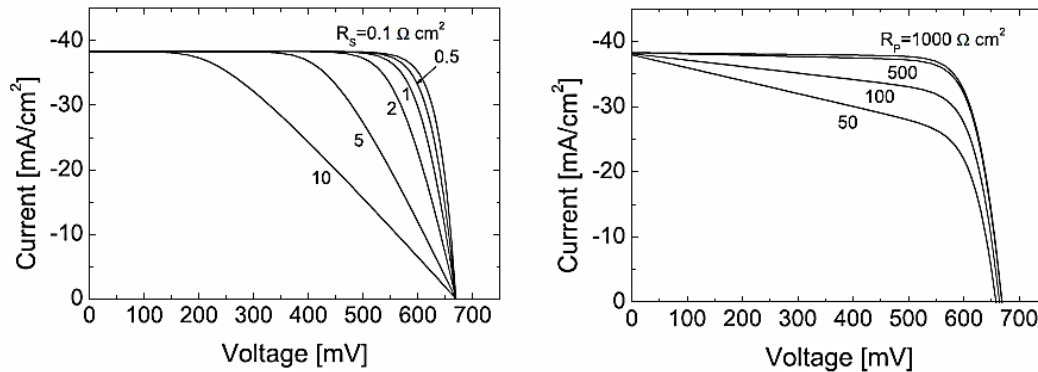


Figure II.33 : Influence de la résistance série R_s et de la résistance parallèle R_p sur la caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque [62].

II.17 Réduction des pertes

Nous venons de constater que différents mécanismes de pertes sont des pertes technologiques dues aux procédés de fabrication. La nécessité d'améliorer le rendement de conversion a conduit au développement de diverses techniques de réduction des pertes. Nous allons maintenant s'attarder sur les structures et procédés mis en place lors de réalisation de la cellule photovoltaïque standard afin de limiter ces pertes.

Différentes préparations de surface permettent de diminuer les pertes par réflexion et transmission des photons, nous citerons à titre non exhaustif :

II.17.1 Couche Antireflet (CAR)

Afin de minimiser les pertes optiques, une CAR (en anglais ARC : **Anti-Reflective Coating**) transparente est déposée sur la face avant limitant la réflexion des photons incidents et donc améliorer les propriétés optiques. Les lois de l'optique géométrique et physique permettent d'optimiser l'indice de réfraction n_c et d'épaisseur d_c de cette couche par les relations suivantes :

$$n_c = \sqrt{n_0 n_{si}} \quad (\text{II.160})$$

Et

$$d_c = \frac{(2m+1)\lambda}{4n_c} \quad (\text{II.161})$$

n_0 et n_{si} sont les indices de réfraction du milieu extérieur (verre ou air) et le substrat (silicium) . m un nombre entier positif et λ la longueur d'onde du rayonnement. Dans le procédé standard, l'indice de réfraction pour une simple couche antireflet doit alors être proche de la valeur 2, l'épaisseur est de l'ordre de 75 nm pour une longueur d'onde de 600 nm qui correspond à un flux maximum de photons solaires incidents.

Différentes couches antireflet (CAR) sont utilisées dans l'industrie photovoltaïque comme : TiO_2 (dioxyde de titane), SiO_2 (l'oxyde de silicium), ZnS (Sulfure de Zinc), MgF_2 (Fluorure de Magnésium), SiN_x (nitrure de silicium) [63].

II.17.2 Passivation

La passivation consiste à améliorer les qualités électroniques de la surface et du volume du matériau en neutralisant les effets de ses défauts électriquement actifs. Différentes couches diélectriques peuvent être utilisées pour passiver la surface de silicium dans l'industrie photovoltaïque, mais les principales couches qui sont actuellement les plus couramment utilisées sont le nitrure de silicium hydrogéné a- $\text{SiN}_x\text{:H}$, l'oxyde thermique de silicium SiO_2 et l'oxyde d'aluminium Al_2O_3 .

II.17.2.1 La passivation de la face avant par le nitrure de silicium

Dans l'industrie photovoltaïque, le nitrure de silicium hydrogéné $\text{SiN}_x\text{:H}$ est couramment utilisé pour réaliser les couches antireflets car en plus de ses qualités optiques, il permet d'obtenir une passivation de surface du silicium de bonne qualité [41]. La passivation consiste à améliorer les qualités électroniques en surface et en volume du matériau. Il est bien connu que la surface des semi-conducteurs contient de nombreux défauts cristallins dus à sa fabrication (liaisons pendantes, impuretés, etc), entraînant des pertes importantes liées à la recombinaison en surface. Le dépôt $\text{SiN}_x\text{:H}$ entraîne une diffusion de l'hydrogène qu'il contient (jusqu'à 10^{22} cm^{-3} , telle que mesurée par spectroscopie FTIR (**F**ourier **T**ransform **I**nfrared spectroscopy) au laboratoire [3]. Lors de l'étape de recuit des contacts, l'hydrogène contenu dans le nitrure de silicium hydrogéné peut diffuser dans le silicium et permettre la passivation de certains défauts électriquement actifs présents dans le volume des plaquettes (impuretés métalliques, défauts étendus...) [64].

Comme le montre la figure II.34, le coefficient de réflexion moyen passe de 37 % pour du silicium monocristallin à moins de 5 % après texturation et dépôt de la couche de nitrure [7].

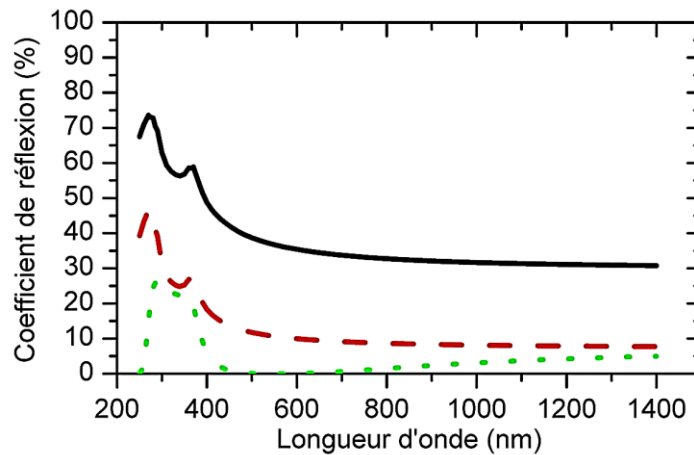


Figure II.34 : Coefficient de réflexion du silicium monocristallin avant traitement (ligne noire continue), après texturation (ligne rouge discontinue) et après dépôt de 70 nm de nitrure de silicium (ligne verte pointillée) [7].

Le dépôt d'une couche de nitrure de silicium hydrogéné $\text{SiN}_x : \text{H}$ est plus efficace dans le silicium multicristallin (mc-Si), où la présence d'une densité importante de défauts (notamment les dislocations) facilite la diffusion de l'hydrogène [65].

Des dispositifs antireflets à deux couches peuvent être utilisés sur des substrats de silicium pour réduire davantage les pertes par réflexion [47], mais cette méthode reste coûteuse à appliquer aux cellules solaires industrielles.

II.17.2.2 Passivation par l'oxyde de silicium SiO_2

Historiquement, le premier diélectrique utilisé pour passiver la surface du silicium cristallin, a été la croissance d'un oxyde thermique (SiO_2). Ce oxyde de silicium SiO_2 obtenu par oxydation thermique sous atmosphère humide H_2O (850-900 °C) ou atmosphère sec O_2 (950-1000 °C) [66] permet de conduire à des vitesses de recombinaison de surface très faibles ($S_{\text{eff}} < 10 \text{ cm/s}$). Cette excellente passivation de surface se traduit par une faible densité d'états d'interface ($\sim 10^9 \text{ cm}^{-2} \cdot \text{eV}^{-1}$) [67].

Cependant, de telles hautes températures d'oxydation peuvent endommager le silicium et réduire la durée de vie en volume du substrat [68] qui engendrent des coûts de fabrication trop élevés. Des méthodes de dépôts de SiO_2 à basse température en phase vapeur assistés par plasma, PECVD (*Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition*) [69] ou par voie humide [70].

II.17.2.3 Passivation par l'oxyde d'aluminium (Al_2O_3)

La problématique de la couche d'inversion lors de la passivation d'un wafer dopé P par une couche de nitrure de silicium de charges positives fixes, a orienté la recherche vers des matériaux amenant des charges négatives en surface du silicium [71,72].

L'oxyde d'aluminium de formule chimique Al_2O_3 , est un diélectrique qui possède une forte densité de charges fixes négatives à l'interface avec le silicium (environ 10^{13} charges élémentaires par cm^2) [41]. C'est pourquoi il est souvent utilisé pour passiver des zones dopées P^+ , soit sur la face arrière des cellules de type P, soit sur les émetteurs des cellules de type N [73].

En 2006 [74,72], il a été montré que des couches très minces d'alumine (Al_2O_3) déposées par ALD (voir plus loin à la section II.17.3.1.2) à plus basse température (environ $200\text{ }^\circ\text{C}$) permettaient d'atteindre des qualités de passivation équivalente à celle du SiO_2 , sur silicium de type P comme sur celui de type N.

II.17.3 Techniques de dépôt des diélectriques

II.17.3.1 Le dépôt chimique en phase vapeur de la couche antireflet

II.17.3.1.1 Principe du réacteur PECVD

La technique la plus répandue pour élaborer les couches de nitrure de silicium est le dépôt chimique en phase vapeur CVD – **C**hemical **V**apor **D**eposition assistée par plasma PECVD – **P**lasma **E**nhanced à partir des gaz précurseurs silane (SiH_4) et de l'ammoniac (NH_3). Cette technologie permet de réaliser des couches minces (de quelques nanomètres jusqu'à quelques microns) sur des substrats variés (silicium, quartz...). Le dépôt assisté par plasma a été inventé en 1965 par Sterling et Swann [75] et initialement utilisé dans l'industrie photovoltaïque à partir du milieu des années 1970 pour la réalisation de cellules en silicium amorphe. Ce dépôt a lieu dans un réacteur PECVD à basse température (moins de $400\text{ }^\circ\text{C}$). Le dépôt chimique en phase vapeur a été appliqué dans différents domaines tels que la microélectronique et l'optoélectronique. Le principe de la technique (CVD- **C**hemical **V**apor **D**eposition) met en jeu l'interaction de molécules gazeuses (les précurseurs) dans une enceinte contrôlée (pression, atmosphère, température...). Des espèces réactives (espèces chimiques) sont alors créées et les processus d'adsorption et de désorption à la surface d'un substrat conduisent à la formation d'une couche solide [64].

Le schéma de fonctionnement et les principaux paramètres du réacteur sont précisés sur la figure II.35.

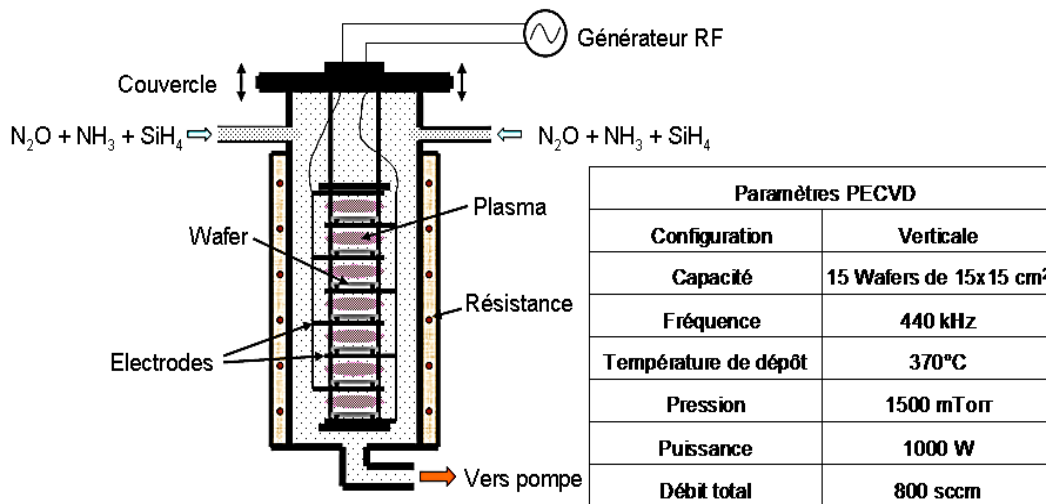


Figure II.35 : Schéma de principe d'une chambre PECVD. Le tableau donne les paramètres importants utilisés pour les dépôts [76].

Dans notre cas, les gaz réactants sont du silane (SiH₄) et de l'ammoniac (NH₃). La réaction de dépôt est la suivante :



Une couche antireflet SiN_x est formée à la surface d'un substrat de silicium, après dissociation des sources principales du (SiH₄) et du (NH₃).

II.17.3.1.2 Dépôt ALD

Les applications de l'ALD (Atomic Layer Deposition) au photovoltaïque ont débuté au début des années 90 avec "l'épitaxie par couche atomique" (ALE, Atomic Layer Epitaxy) des semiconducteurs III-V GaAs, AlAs, GaAlAs pour réaliser les absorbeurs de cellules solaires multi-jonctions [77]. Depuis, l'ALD a été appliquée à différentes technologies en photovoltaïque.

Ce dépôt de couche atomique est une technique réalisée en phase vapeur capable de produire des couches minces d'une variété de matériaux. Le principe consiste à exposer une surface successivement à différents précurseurs chimiques afin d'obtenir des couches ultra-minces.

La technique L'ALD a pour principaux atouts [78] :

- le contrôle extrêmement précis (à l'échelle de l'Angströms) de l'épaisseur du dépôt,
- l'uniformité de l'épaisseur déposée sur des substrats de grandes dimensions,
- la continuité des couches ultra-minces déposées,
- les dépôts peuvent être faits à basse température (25–500°C) avec une excellente adhérence sur des substrats de type polymère.

Avec ces avantages, ALD est apparue comme un outil puissant pour de nombreuses applications industrielles et de recherche. Elle s'est révélée prometteuse dans les technologies émergentes de conversion des semi-conducteurs et d'énergie.

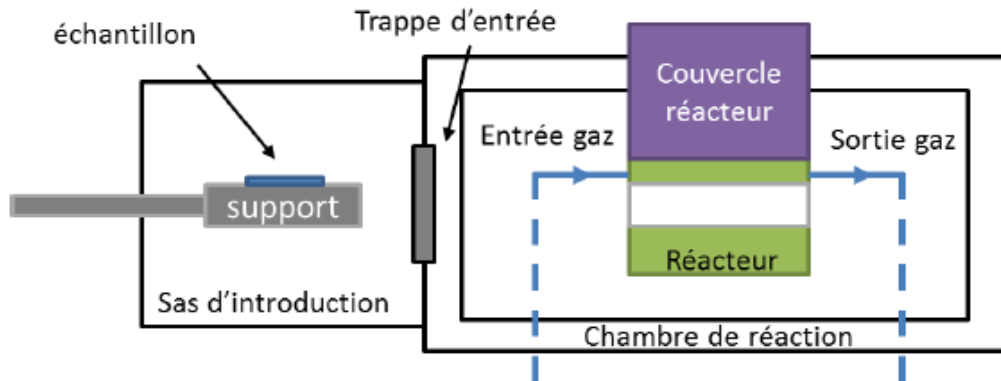


Figure II.36 : Schéma descriptif du principe de fonctionnement de l'ALD [73]

II.17.4 Texturation de surface

Les techniques classiques de piégeage de la lumière pour les cellules photovoltaïques utilisent des traitements de surface appelés « texturation ». Cette opération consiste à structurer la face avant des substrats du silicium à l'échelle microscopique, généralement de forme pyramidale (directe, inverse et d'autres formes). Le motif créé permet à la fois de diminuer la réflectivité de la surface de la cellule et assure le piégeage d'un maximum de lumière. Actuellement, le procédé le plus employé dans l'industrie photovoltaïque pour réaliser la texturisation de la surface est une attaque chimique basique par solution alcaline de KOH (Hydroxyde de potassium) ou de soude (NaOH), créant des pyramides directes d'une taille de 5 à 10 μm , qui forment un angle de $54,74^\circ$ avec la surface de façon aléatoire (voir la figure III.37).

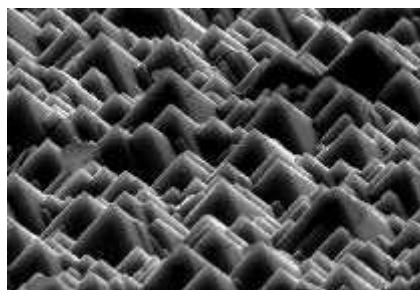


Figure II.37: Texturisation du silicium sous forme des pyramides (ici directes) [23].

Un rayon arrivant avec une incidence normale en un point **a** sur une pyramide, environ 70 % de cette lumière est transmis dans le substrat de silicium et le reste sera réfléchi de

nouveau sur la face d'une pyramide d'à côté pour avoir une seconde chance de transmission au point adjacent **b**. Le coefficient de réflexion est ainsi réduit de R à R^2 . Donc cette double réflexion augmente la quantité de lumière dans le matériau et conduit donc à un plus grand piégeage des photons car elle réduit la réflexion de la lumière incidente à moins de 15 % voir la figure II.38 [7].

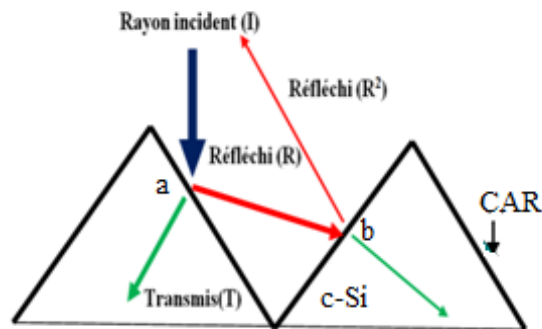


Figure II.38: Schéma de principe de la réduction des réflexions et le piégeage de la lumière sur une surface texturée [7].

La texturation alcaline (exemple KOH) est bien adaptée pour les wafers monocristallins (c-Si) (voir figure III.39), par contre dans le cas des wafers de silicium multicristallin (mc-Si), il est préférable d'utiliser une texturation dans des bains acides (HF-HNO₃-H₂O) plus homogènes où tous les grains de silicium seront texturés de manière identique [79]. Les techniques industrielles de texturation se font le plus souvent par voie chimique alcaline (KOH, NaOH, TMAH (Hydroxyde de tétraméthylammonium) [54]. Cette dernière est suivie d'un nettoyage par un bain d'acide fluorhydrique (HF) afin de neutraliser l'effet de la réaction chimique, d'éliminer d'éventuelles traces d'impuretés et de désoxyder la surface du substrat [23].

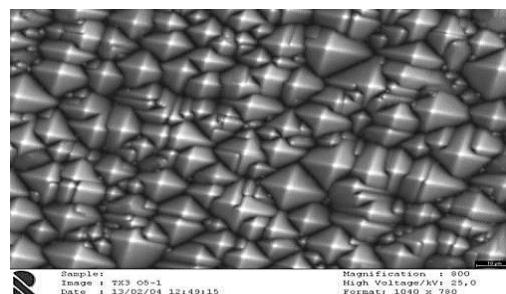
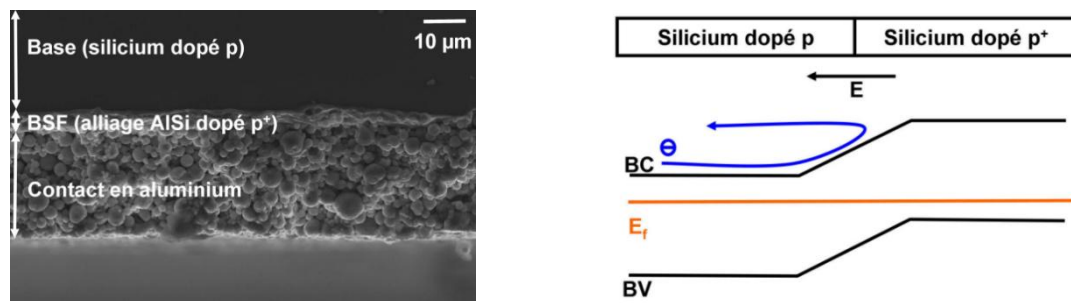


Figure II.39 : Image d'une surface de silicium avec une texturation alcaline [80].

II.17.5 Champ de surface arrière (CSA)

Un BSF (en anglais **B**ack **S**urface **F**ield) ou le champ répulsif arrière est une couche fortement dopée de même type de dopage que celui de la base sur la face arrière de la cellule, conduisant à la formation d'une jonction P^+/P pour un substrat de type P ou N^+/N pour un substrat de type N voir figure II.40.

Il y aura donc création d'une barrière de potentiel sur la face arrière qui assure la passivation électrique. La barrière de potentiel induite par la différence de concentration entre le BSF et la base tend à repousser les électrons (porteurs minoritaires) vers la base, afin de les maintenir éloignés du contact arrière et limiter ainsi leur recombinaison.



a) Image MEB du contact en face arrière

b) Formation de la barrière de potentiel due au BSF.

Figure II.40: Image du MEB et schéma des bandes du BSF [16].

II. Conclusion

Dans la première partie de chapitre, nous avons présenté l'effet photoélectrique et le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque, puis un rappel sur les semi-conducteurs et les principales équations physiques utilisées dans ce travail, nous avons aussi présenté toutes les différentes filières et technologies existantes dans le domaine photovoltaïque en décrivant les catégories, les types de cellules (1^{ère}, 2^{ème} et 3^{ème} générations) et leurs rendements de conversion.

Dans la deuxième partie du chapitre, nous avons donné la définition des paramètres de sortie de la cellule solaire dans le cas idéal comme le courant de court-circuit, la tension de circuit-ouvert, le facteur de forme et le rendement de conversion. Les Rendements Quantiques Externe et Interne de la cellule photovoltaïque ont été aussi présentés. Nous avons ensuite présenté les différents facteurs physiques et technologiques limitant le rendement des cellules solaires. Enfin, nous avons vu les différents procédés technologiques qui sont mis en place pour la réalisation des cellules photovoltaïques standards afin de limiter ces pertes.

Bibliographie

- [1] S. Adachi, " Earth-Abundant Materials for Solar Cells : $Cu_2-II-IV-VI_4$ Semiconductors ", Edition Wiley, 2015.
- [2] M. T. Dang, " Elaboration de cellules solaires photovoltaïques à base de polymères conjugués : études des systèmes réticulables ", Thèse de Doctorat, Université Bordeaux 1, France, 2009.
- [3] J. Veirman, " Effets de la compensation du dopage sur les propriétés électriques du silicium et sur les performances photovoltaïques des cellules à base de silicium solaire purifié par voie métallurgique ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées, Université de Lyon, France, 2011.
- [4] H. D. Barber, " Masse effective et concentration intrinsèque en silicium ", *Solid-State Electronics*, 10, pp. 1039-1051, (1967).
- [5] A. Defresne, " Amélioration de la passivation de cellules solaires de silicium à hétérojonction grâce à l'implantation ionique et aux recuits thermiques ", Thèse de Doctorat, Université de Paris – Saclay, France, 2016.
- [6] O. Bonnaud, " Physique des solides, des semi-conducteurs et dispositifs ", Institut d'électronique et de télécommunications, Université de Rennes 1, 2003.
Consultable sur le site :
https://edu.ensrennes.fr/pluginfile.php/1741/mod_label/intro/DocPedagogiques/PhysiqueSC_Bonnaud2003.pdf (consulté le 10-12-2020)
- [7] S. Thibert, " Etude de la métallisation de la face avant des cellules photovoltaïques en silicium ", Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2015.
- [8] W. Favre, " Silicium de type n pour cellules à hétérojonctions : caractérisations et modélisations ", Thèse de Doctorat, Université Paris- Sud 11, France, 2011.
- [9]" Optical Properties of Silicon ", disponible sur le site :
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/materials/optical-properties-of-silicon>, (Consulté le 02-12-2020).
- [10]" Absorption Coefficient ", disponible sur le site :
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junctions/absorption-coefficient>, (Consulté le 13-02-2020).
- [11] W. Elhuni, " Modélisation de cellules solaires multi-tandem bas coût et très haut rendement à base de nitrures des éléments de III-V ", Thèse de Doctorat, Université Paris-Saclay, France, 2018.

- [12] F. Rana, "Semiconductor Optoelectronics ", génie électrique et informatique à l'Université Cornell, Usa, disponible sur le site : <https://courses.cit.cornell.edu/ece533/Lectures/handout1.pdf>, (Consulté le 13-02-2020).
- [13] S. M. Sze, "Semiconductor Devices Physics and Technology ", 2nd Edition, Wiley, New York, 1981.
- [14] H. Mathieu et H. Fanet, "Physique des semiconducteurs et des composants électroniques ", 6^e Edition, Dunod, Paris, 2009.
- [15] S. R. Morrison, "Electrochemistry of semi conductor and oxidized metal Electrodes ", edition pleum press. New York, 1980.
- [16] H. Schlangenotto et al., "Temperature dependance of the radiative recombination coefficient in silicon ", Physica Status Solidi, vol. 21a, pp. 357–367, 1974. <https://doi.org/10.1002/pssa.2210210140>
- [17] J. Dziewior et al, " Auger coefficients for highly doped and highly excited silicon ", Applied Physics Letters, vol. 31, pp. 346–348, 1977. <https://doi.org/10.1063/1.89694>.
- [18] M. Daanoune, " Mesure de durée de vie de porteurs minoritaires dans les structures semi-conductrices de basse dimensionnalité ", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble Alpes, France, 2015.
- [19] H. Lachachi, "Etude de la diffusion du bore et de la passivation des défauts dans les cellules solaires au silicium type N à haut rendement ", Thèse de Doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid de Tlemcen, Algérie, 2018.
- [20] R. N. Hall, " Electron-Hole Recombination in Germanium ", Phys. Review, 87, 835 1951. <https://doi.org/10.1103/PhysRev.87.387>
- [21] W. Shockley et al, " Statistics of the Recombinations of Holes and Electrons ", Phys. Review. 87, 387 1952. <https://doi.org/10.1103/PhysRev.87.835>
- [22] M. Belarbi, " Étude à deux dimensions et optimisation des paramètres physiques et géométriques de cellules solaires de divers contacts interdigités ", Thèse de Doctorat, Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem, Algérie, 2016.
- [23] T. Schutz–Kuchly, " Investigation du silicium de qualité solaire de type n pour la fabrication de cellules photovoltaïques ", Thèse de Doctorat, Université Aix-Marseille, France, 2011.

- [24] Y. Sayad, "Détermination de la longueur de diffusion des porteurs de charges minoritaires dans le silicium cristallin par interaction lumière matière ", Thèse de Doctorat, Institut National Des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2015.
- [25]" Physique des semi-conducteurs Fondamentaux ", disponible sur le site : http://www.optique-ingenieur.org/fr/cours/OPI_fr_M05_C02/co/Contenu_06.html, (Consulté le 13-02-2020).
- [26] A. Goetzberger , J. Knobloch and B. Voss, " Crystalline silicon solar cells ", edition John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [27] <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20200406.pdf>,(Consulté le 13-02-2020).
- [28] M. A. Green et al, " Solar cell efficiency tables (version 53) ", Progress in photovoltaics, 2019.
<https://doi.org/10.1002/pip.3102>
- [29]" Le Silicium Monocristallin ", disponible sur le site : https://fr.wikipedia.org/wiki/Cellule_photovolt%C3%A9#cite_note-21 , (Consulté le 13-02-2020).
- [30] F. B. Santara, " Cristallisation du silicium photovoltaïque sous induction électromagnétique : étude d'une vanne de rétention et de la ségrégation sous brassage ", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 2010.
- [31] M. Mimoune, " Études des capteurs photovoltaïques basés sur les nanotechnologies ", Thèse de Doctorat, Université du Québec à trois- rivières, Canada, 2016.
- [32] Q. Mauguit, "Une cellule solaire en silicium amorphe et souple : a-Si, les cellules photovoltaïques , Cœur des panneaux solaires ", disponible sur le site : <https://www.futura-sciences.com/planete/dossiers/developpement-durable-cellules-photovoltaïques-cœur-panneaux-solaires-1688/page/9/>, (Consulté le 13-02-2020).
- [33] " L'énergie photovoltaïque ", disponible sur le site : http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=L%27%C3%A9nergie_photovolt%C3%A9, (Consulté le 13-02-2020).
- [34] A. Mofitz, " Amorphous Silicon PV modules opens-up new possibilities for solar power generation ", disponible sur le site : <https://www.jakson.com/blog/amorphous-silicon-pv-modules-opens-up-new-possibilities-for-solar-power-generation/>, (Consulté le 13-02-2020).

- [35] <http://lechodusolaire.europaelectronics.net/h/archives.php,MD=3&start=180>, (Consulté le 13-02-2020).
- [36] <https://www.enerzine.com/cellule-solaire-cdte-record-mondial-de-rendement-de-conversion/17648-2016-02>, (Consulté le 13-02-2020).
- [37] "Nanocristallin Solar Cell", disponible sur le site : https://en.wikipedia.org/wiki/Nanocrystal_solar_cell, (Consulté le 15-02-2020).
- [38] M. Graätzel, "Les nouvelles cellules solaires nanocristallines", L'énergie solaire n° 308-309, 2007.
- [39] C. Richter, D. Lincot and C. A. Gueymard, "Solar Energy", Edition Springer, 2013. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5806-7>
- [40] A. Vauthelin, "Fabrication et caractéristiques de cellules photovoltaïques multi-jonctions à base de matériaux antimoniures (III-Sb) pour applications sous fortes concentrations solaires", Thèse de Doctorat, Université Montpellier, France, 2018.
- [41] G. Poulain, "Procédés laser pour la réalisation de cellules photovoltaïques en silicium à haut rendement", Thèse de Doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, France, 2012.
- [42] J. Zhao, et al, "24.5% Efficiency Silicon PERT Cells on MCZ Substrates and 24.7% Efficiency PERL Cells on FZ Substrates", Progress in Photovoltaics : Research and Applications, 7 :471–474, 1999.
- [43] R. Champory, "Cellules solaires silicium ultra-minces nano structurées: conception électro-optique et développement technologique", Thèse de Doctorat, École Centrale de Lyon, 2016.
- [44] M. A. Green et al, "Catalogue of Photovoltaic Drawings", Photovoltaics Special Research Centre, University of New South Wales, Sydney, Australia, 1998.
disponible sur le site : http://s1.nonlinear.ir/book/Solar_Cell_Materials_Developing_Technologies_0470065516.pdf, (Consulté le 15-02-2020).
- [45] P. J Cousins et al., "Improved performance at lower cost", Proceedings of 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, USA, pages 275-278, 2010.
- [46] R. J. Schwartz et al., "Silicon Solar Cell for high concentration application", Proceedings of the IEEE International Electron Devices Meeting, pages 350-352, 1975.

- [47] N. Oleksiy, " Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités ", Thèse de Doctorat, Institut national des sciences appliquées, Université de Lyon, France, 2005.
- [48] W. Fuhs, " Heterojunctions of Amorphous Silicon and Silicon Single Crystals ", Proceedings of the International Conference on Tetrahedrally Bonded Amorphous Semiconductors, New York, USA, pp. 345-350, 1974.
- [49] M. et al., " Solar Cell and method of manufacturing the same ", Number of publication WO, 083953, 2003.
- [50] R. M. Swanson, " Approaching the 29 % limit efficiency of silicon solar cells ", Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Lake Buena Vista, USA, pp. 889-894, 2005.
- [51] Y. Veschetti, " Modélisation, caractérisation et réalisation de nouvelles structures photovoltaïques sur substrat de silicium mince ", Thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur Strasbourg, France, 2005.
- [52] M. Green, " Silicon Solar Cells: Advanced Principles and Practice ", Centre for photovoltaic devices and systems, UNSW, Australia, 1995.
- https://books.google.dz/books?id=ODAEAQAIAAJ&hl=fr&source=gbs_book_similarboos
- [53] V. Guiheneuf, " Approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, Université Paris-Est, France, 2017.
- [54] T. Desrues, " Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière ", Thèse de Doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, France, 2009.
- [55] A. Ricaud, " Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés ", Lausanne, Suisse : Presse polytechniques et universitaires romandes, 1997.
- [56] M. Grau, " Réalisation de nouvelles structures de cellules solaires photovoltaïques à partir de couches minces de silicium cristallin sur substrat de silicium préparé par frittage de poudres ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2012.
- [57] P. Papet, " Nouveaux concepts pour la réalisation de cellules photovoltaïques à contacts interdigités sur substrats minces en silicium cristallin "Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2007.
- [58] J. Szlufcik et al, " Low-cost industrial technologies of crystalline silicon solar cells ". Proc.of the IEEE, vol. 85, N° 5, pp. 711-729, 1997.

- [59] A. Kaminski, "Etude des étapes technologiques critiques dans la production des cellules en silicium multicristallin", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 1997.
- [60] N. Sahouane, "Elaboration, Modélisation et Caractérisation des Cellules Solaires de type III^{ème} Génération dotées de Couches Antireflets à Indice Graduel", Thèse de Doctorat, Université Abou- Bekr Belkaid, Tlemcen, Algérie, 2016.
- [61] C. Boulord, " Développement de techniques de métallisation innovantes pour cellules photovoltaïques à haut rendement ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2011.
- [62] A. Mette, "New concepts for front side metallization of industrial silicon solar cells", Fraunhofer Institute for Solar Energy System, Thèse de Doctorat, Université de Freiburg en Breisgau, Allemagne, 2007.
- [63] J. Zhao et al, "24% Efficient PERL silicon solar cell: Recent improvements in high efficiency silicon cell research ", Solar Energy Materials and SolarCells, Vol.41/42, pp.87-99, 1996.
- [64] J. Dupuis, " Elaboration et caractérisation de couches de SiO_xNy :H et SiN_x :H réalisées par méthode PECVD : application à la face arrière des cellules photovoltaïques en silicium ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2009.
- [65] S. Dubois et al, "Influence of substitutional metallic impurities on the performances of p-type crystalline silicon solar cells: The case of gold", Journal of. Appl. Phys. 100, 024510 2006.
- [66] O. Schultz et al, "Thermal oxidation for crystalline silicon solar cells exceeding 19% efficiency applying industrially feasible process technology", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 16, n° 14, p. 317–324, 2008.
- [67] A. G. Aberle, "Surface passivation of crystalline silicon solar cells: a review" , Prog. Photovolt. Res. Appl. 8, 473–487, 2000.
- [68] G. Dingemans et al, "Status and prospects of Al₂O₃-based surface passivation schemes for silicon solar cells", Journal of Vacuum Science & Technology A: Vacuum, Surfaces, and Films, vol. 30, pp. 040802-27, 2012.
- [69] M. Hofmann, et al, "Recent developments in rear-surface passivation at Fraunhofer ISE", Sol. Energy Mater. Sol. Cells 93, 1074–1078, 2009.
- [70] J. Benick, et al, "Rear side passivation of PERC-type solar cells by wet oxides grown from purified steam", Prog. Photovolt. Res. Appl. 19, 361–365, 2011.

- [71] R. Hezel et al, "Low-Temperature Surface Passivation of Silicon for Solar Cells", *J. Electrochem Soc* 136, 518–523, 1989.
- [72] G. Agostinelli, et al, "Very low surface recombination velocities on p-type silicon wafers passivated with a dielectric with fixed negative charge", *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 90, 3438–3443, 2006.
- [73] M. Pawlik, "Etude de la passivation de surface du silicium cristallin type P par dépôt de couches atomiques d'alumine pour application aux cellules solaires à haut rendement", Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, France, 2015.
- [74] B. Hoex, et al, "Ultralow surface recombination of c-Si substrates passivated by plasma-assisted atomic layer deposited Al₂O₃", *Applied Physics Letters*, 89, 042112, 2006.
- [75] H.F. Sterling et al, "Chemical vapor deposition promoted by r.f.(radio-frequency) ", *Solid-State Electronics*, vol.8, pp. 653-654, 1965..
- [76] L. Remache, "Silicium poreux passivé par des nitrures et des oxydes de silicium. Application aux revêtements anti réfléchissants ", Thèse de Doctorat, Université Mentouri-Constantine, Algérie, 2011.
- [77] N. Hayafuji et al, "Atomic layer epitaxy of device quality AlGaAs and AlAs", *Appl. Surf. Sci.*, 82, 18-22, 1994.
- [78] D. Blanc-Pelissier, "ALD pour les cellules photovoltaïques ", *Les Techniques de l'Ingenieur*, Editions T.I., 2016, Principes et applications de la technique ALD (Atomic Layer Deposition), 2018.
- [79] A. Mekemeche, " Modélisation à deux dimensions des propriétés physiques de cellules solaires au silicium à base de substrat de type N. Étude de quelques cas particuliers de cellules innovantes ", Thèse de Doctorat, Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem, Algérie, 2017.
- [80] I. Tobías et al, " Crystalline Silicon Solar Cells and Modules ", In *Hanbook of Photovoltaic Science and Engineering*. pp. 265–313, 2011.

Chapitre

III

*Technologie de la cellule
solaire type N et Techniques de
caractérisations*

Chapter III : Technologie de la cellule solaire type N et Techniques de caractérisations

Ce chapitre introduit le cadre dans lequel s'inscrit ce travail : une étude détaillée sur la cellule solaire de type N. Nous commençons par les différentes technologies de cristallisation du silicium afin d'obtenir des substrats monocristallins ou multicristallins de type P ou de type N. Ensuite, on passe au procédé standard de la fabrication des cellules photovoltaïques sur silicium cristallin, le substrat de silicium de type P sera d'abord présenté ensuite le silicium de type N. Enfin, on expose quelques outils de caractérisation utilisés pour mesurer certains paramètres et caractéristiques des photopiles.

III.1 Le silicium cristallin

Le silicium est après l'oxygène, l'élément le plus répandu à la surface du globe : il représente près de 28 % de la croûte terrestre. Le silicium cristallin est de loin le matériau le plus utilisé dans l'industrie photovoltaïque, contrairement à d'autres matériaux semi-conducteurs comme le CIGS (**C**uivre-**I**ndium-**G**allium-**S**élénium), l'AsGa (**A**rséniure de **G**allium), le CdTe (**T**ellurure de **C**admium) qui présentent un coût de fabrication plus élevé et des rendements plus faibles avec dans certains cas des problèmes de toxicité. Le silicium est l'élément chimique de numéro atomique 14, de symbole Si, dans le tableau périodique des éléments, il appartient au bloc des éléments p, colonne 14 et à la troisième ligne, découvert en 1823 par Jöns Jacob Berzelius, le silicium a une structure cristalline de type « diamant » (voir la figure IV.1).



Figure III.1 : *Silicium cristallin [1].*

C'est un semi-conducteur à gap indirect de 1,12 eV à la température ambiante. Sa densité concentration intrinsèque des porteurs libres est de $8,56 \cdot 10^9 \text{ cm}^{-3}$ à la même température [2]. Le silicium utilisé pour la fabrication de cellules solaires photovoltaïques doit

être d'une grande pureté, quelle que soit sa forme. Cependant, le silicium cristallin n'existe pas à l'état natif, mais sous forme d'oxyde de silicium SiO₂ (silice) ou des silicates, qui sont des composés extrêmement stables. Le silicium est extrait de son oxyde par des procédés métallurgiques, et son niveau de pureté dépend de son utilisation finale. Le tableau IV.1 ci-dessous résume les principales propriétés du silicium cristallin.

Tableau III.1 : Paramètres essentiels du silicium cristallin [7].

Quelques paramètres chimiques et thermiques du silicium			
Propriété	Valeur		
Numéro atomique	14		
Masse atomique	28,0855 g.mol ⁻¹		
Densité atomique	5.10 ²² atomes/cm ³		
Masse volumique à l'état solide	2,33 g.cm ⁻³ à 20°C		
Température de fusion	1410 °C		
Température d'ébullition	2355 °C		
Chaleur de fusion	1,8 kJ/g		
Quelques paramètres électroniques du silicium cristallin			
Durée de vie des porteurs minoritaires [3] :			
Electrons (dans Si type P) : τ_n (ns)	$\tau_n = \frac{12}{1+N_A(cm^{-3})/5,0.10^{16}}$		
Trous (dans Si type N) : τ_p (ns)	$\tau_p = \frac{12}{1+N_D(cm^{-3})/5,0.10^{16}}$		
Bande interdite du c-Si [4] :			
$E_g(T(K)) = E_g(0 K) - \frac{a T(K)^2}{T(K) + b}$			
Avec $E_g(0 K) = 1,166 eV$, $a = 4,73.10^{-4} eV/K$ et $b = 636 K$			
Le modèle de mobilité pour le silicium [5,6] :			
$\mu(x, T) = \mu_{min} T_n^{\beta_1} + \frac{(\mu_{max} - \mu_{min}) T_n^{\beta_2}}{1 + \left(\frac{N_A^-(x) + N_D^+(x)}{N_{ref} T_n^{\beta_3}} \right)^\alpha T_n^{\beta_4}}$		électrons	trous
	$\mu_{max} (cm^2/V.s)$	1417	470
	Porteurs majoritaires		
	$\mu_{min} (cm^2/V.s)$	60	37,4
	$N_{ref} (cm^{-3})$	9,64.10⁺¹	2,82.10⁺¹⁷
	α	0,664	0,642
	Porteurs minoritaires		
	$\mu_{min} (cm^2/V.s)$	160	155
	$N_{ref} (cm^{-3})$	5,60.10⁺¹	1,00.10⁺¹⁷
	α	0,647	0,9
Modèle thermique			
β_1	-0.57	-0.57	
β_2	-2.33	-2.23	
β_3	2,4	2,4	
β_4	-0.146	-0.146	
Densité effective d'états aux bords de la bande de conduction N_c (Equation [II.9])	$N_c(\text{à } 300 K) = 2,8.10^{19} cm^{-3}$		
Densité effective d'états N_v aux bords de la bande de valence (Equation [II.10])	$N_v(\text{à } 300 K) = 1,04.10^{19} cm^{-3}$		

Nous présentons dans cette partie les principaux procédés de purification de silicium, utilisés dans l'industrie photovoltaïque.

III.2 Les technologies de purification du silicium et cristallisation de lingots de silicium :

III.2.1 Purification du matériau silicium :

Avant d'expliquer le processus classique utilisé dans l'industrie des cellules photovoltaïques, nous commençons par les différents procédés d'élaboration du silicium afin d'obtenir des substrats monocristallins ou multicristallins de type P ou de type N. Le silicium cristallin est actuellement l'un des éléments semi-conducteurs le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques au vu de sa bande interdite parfaitement adaptées au spectre solaire. On distingue trois différents types de silicium selon la technique utilisée pour la purification et leur degré de pureté : le silicium métallurgique (MG-Si), le silicium de qualité électronique (EG-Si) et le silicium de qualité solaire (SoG-Si).

III.2.1.1 Élaboration du silicium métallurgique (MG-Si) :

Le silicium dit « métallurgique » ou (Metallurgical Grade Silicon : MG-Si en anglais) est obtenu par réduction de la silice par le carbone à haute température, un mélange de silice et du carbone introduit dans un four à arc électrique à plus de 2000 °C. Le four est composé d'un creuset rempli de quartz et de carbone figure III.2. La réduction carbothermique de la silice nous donne le silicium suivant la réaction globale :

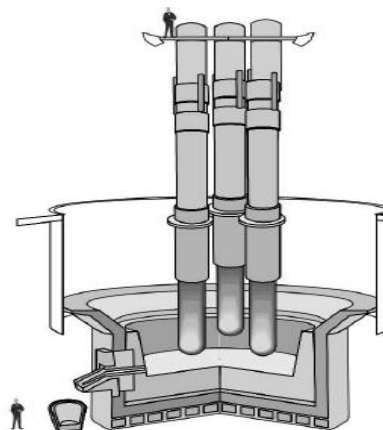
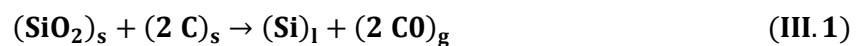


Figure III.2 : Four de production de silicium par voie carbothermique (gauche) et représentation schématique d'un four de production de silicium métallurgique (droite) [8].

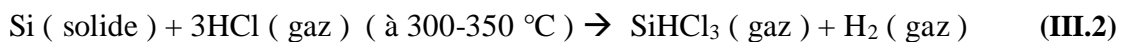
Le silicium obtenu de qualité métallurgique MG-Si présentera une pureté de l'ordre 98 % à 99 %. Les principales impuretés présentes dans ce silicium métallurgique sont généralement dues soit à des intermédiaires de réaction comme le carbure de silicium SiC et

la silice SiO_2 , soit aux impuretés contenues dans la matière première. Après cette opération, le silicium doit être purifié encore une fois pour obtenir un silicium de meilleure pureté destiné aux cellules solaires.

III.2.1.2 L'élaboration du silicium de qualité électronique (EG-Si) :

L'industrie photovoltaïque exige une qualité de silicium de grande pureté de l'ordre de 99,9999 % (1 ppm) à 99,9999999 % (1 ppm) (notée 6N à 9N, N étant l'abréviation de nombre neuf) [9].

Le silicium de qualité électronique (EG-Si, pour « **E**lectronic **G**rade **S**ilicon ») est produit par voie gazeuse à partir du silicium métallurgique. Le procédé de purification le plus répandu pour obtenir le silicium électronique (EG-Si) est le procédé de purification chimique dite aussi « procédé Siemens » [10]. Cette technique consiste à faire attaquer le silicium métallurgique à des températures comprises entre 300-350°C, par un acide chlorhydrique (HCl) pour obtenir du trichloro silane (SiHCl_3) sous forme gazeuse suivant la réaction :



Ce trichloro silane est purifié par distillation ensuite décomposée thermiquement dans un réacteur comme on peut le voir sur la figure III.3. Le silicium obtenu a une structure polycristalline de grande pureté suivant la réaction :

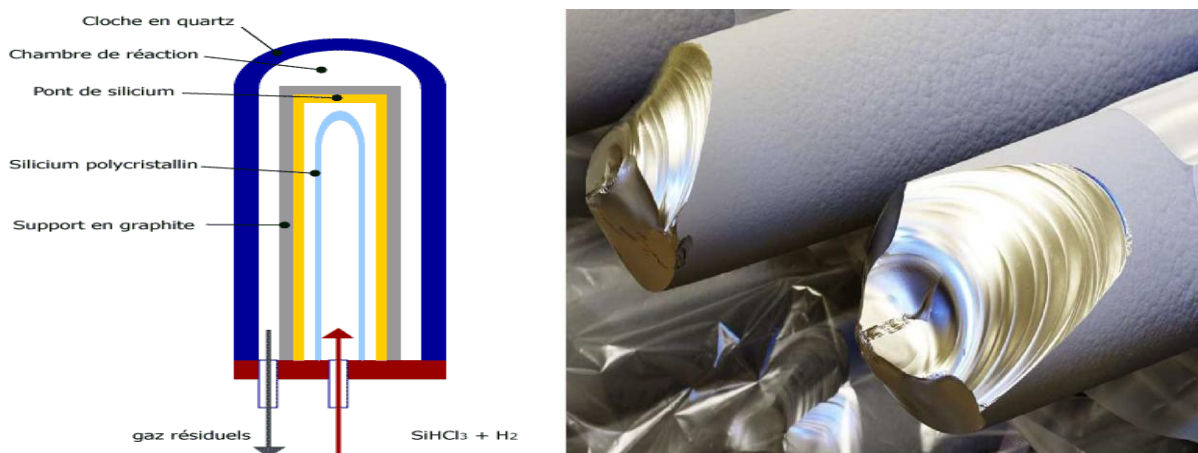
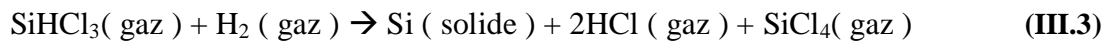


Figure III.3 : Schéma d'un réacteur Siemens, pour la production de silicium de qualité électronique à partir de SiHCl_3 (à gauche) et Silicium de qualité électronique (EG-Si) produits par un procédé Siemens (à droite) [10-6].

III.2.1.3 L'élaboration du silicium de qualité solaire (UMG-Si)

Le silicium utilisé dans les applications photovoltaïques ne nécessite pas une pureté aussi importante à l'instar de la microélectronique. Le silicium solaire UMG-Si « Up graded

« Metallurgical Grade Silicon » est à différencier du silicium de qualité électronique, et sa pureté est nettement moindre. Il existe différents procédés de purification par voie métallurgique qui permet d'obtenir un silicium de qualité solaire SoG-Si « Solar grade métallurgique silicium ». Ces techniques sont moins coûteuses que le procédé de fabrication de l'EG-Si et moins énergivores. Les principaux procédés de purification par voie métallurgique sont : « Procédés Solsilc », « Procédés Elkem » et « Procédés Photosil » [6].

III.2.2 Cristallisation des lingots de silicium

Une fois l'étape de purification terminée, le silicium obtenu cristallisé sous la forme de lingots qui sont ensuite découpés en plaquettes d'épaisseur 300 μm , utilisées comme substrats de base pour la fabrication des cellules photovoltaïques. Plusieurs techniques sont utilisées pour cristalliser le silicium purifié, ces techniques permettent l'obtention de lingots de silicium monocristallin (c-Si) ou multicristallin (mc-Si).

III.2.2.1 Lingots monocristallins(c-Si)

Dans le cas du silicium monocristallin, la méthode Czochralski (Cz) ou par Fusion de Zone (Float Zone (FZ)) sont les deux principaux procédés industriels utilisés pour produire des lingots monocristallins de très haute pureté.

III.2.2.1.1 Le procédé Czochralski (Cz)

La première étape du procédé Cz consiste à fondre un mélange de silicium polycristallin et une quantité d'impuretés dopantes souhaitées (Bore ou phosphore) dans un creuset en quartz. La difficulté de cette méthode provient du fait qu'il faut approcher un germe monocristallin à la surface du bain de silicium sans le faire fondre [7]. Une fois le contact réalisé, le germe est tiré en rotation vers la partie haute du four à faible vitesse de tirage entre(10 à 30 $\mu\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$) entraînant la croissance du lingot voir la figure III.4. Le diamètre de ce dernier dépend de la vitesse de tirage et de la température du bain.

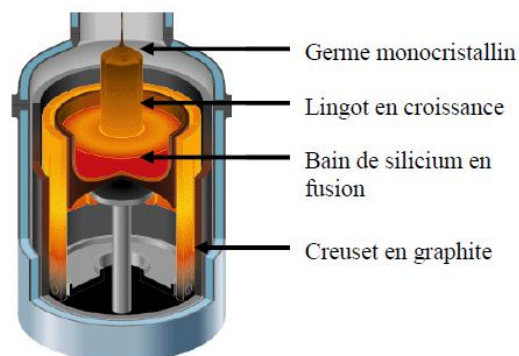


Figure III.4 : Méthode de Czochralski [11].

Le seul inconvénient de cette technique est la libération d'oxygène lors de l'utilisation d'un creuset en quartz, qui va former des complexes avec le bore (complexes B-O). Ces derniers sont responsables d'une diminution de la durée de vie des porteurs et donc de la dégradation de performance électrique des cellules solaires [9].

La figure III.5, présente deux lingots de silicium monocristallin obtenu par la méthode Czochralski, le premier à un diamètre de 150 mm (à droite) et le second a un diamètre de 200 mm (à gauche).



Figure III.5: *Lingots de silicium monocristallin [12].*

III.2.2.1.2 La fusion de zone (ou « Float Zone » FZ)

C'est le deuxième procédé de cristallisation de silicium, inventée par W. G. Pfann en 1950, deux ans après le procédé CZ [13]. Cette méthode permet de fabriquer des monocristaux de très haute pureté en comparaison avec celles réalisées par le procédé Czochralski (Cz). Le procédé FZ donne des monocristaux à plus haut rendement et de plus longue durée de vie que le procédé Cz, mais est plus coûteux.

L'application de cette méthode consiste à faire fondre localement un lingot cylindrique de silicium polycristallin à l'aide d'un chauffage par induction (voir la figure III.6). Un germe en silicium monocristallin est placé à l'une des extrémités du barreau de silicium, le déplacement de la zone fondue verticalement de bas en haut entraîne la cristallisation d'un silicium monocristallin de même orientation que le germe. L'intérêt de ce procédé est l'absence de creuset, ce qui évite la contamination en oxygène. Cependant, cette méthode reste la plus longue et la plus chère.

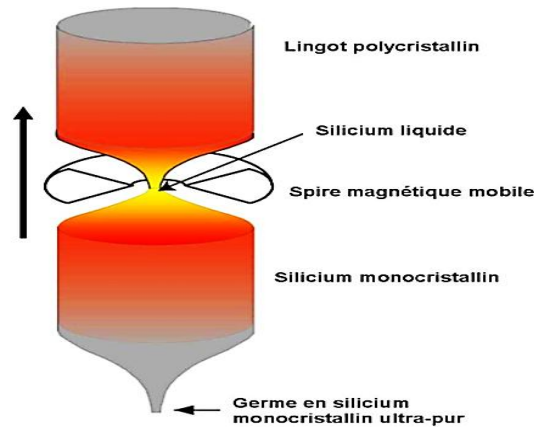


Figure III.6: Schéma de principe de la méthode de la Zone Flottante (FZ) [6].

III.2.2.2 Lingots multicristallin (mc-Si)

Le silicium multicristallin destiné à l'application photovoltaïque domine le marché mondial à grande échelle. Sa fabrication est moins chère, mais son rendement de conversion d'environ 14-15 % reste toujours inférieur à ceux du silicium monocristallin. La production de lingots de silicium multicristallin (mc-Si) se fait par des procédés de solidification unidirectionnelle d'un bain de silicium en fusion. Le principe de cette méthode consiste à faire fondre des morceaux de silicium polycristallin dans un creuset en graphite soumis à un écoulement de chaleur unidirectionnel. À la fin de l'étape de fusion, une perte thermique est créée au fond du creuset et le silicium solidifie progressivement du bas vers le haut jusqu'à cristallisation complète [14]. Le procédé de fabrication du silicium multicristallin peut se faire de plusieurs manières parmi eux :

a- Le procédé Bridgman

Cette technique consiste à faire fondre du silicium purifié dans un creuset en quartz recouvert d'une couche de nitrure de silicium (Si_3N_4) (voir la figure III.7). Le déplacement du creuset vers le bas dans un four à gradient de température permettant la formation de cristaux multicristallins.



Figure III.7 : Creuset de quartz employé pour réaliser des lingots mc-Si [15].

III.3 Préparation des plaquettes

Une fois la cristallisation de silicium terminée, les lingots obtenus doivent être usinés et découpés en petites briques de dimensions définies à l'aide d'une scie à ruban, puis en plaques minces d'épaisseur 200–300 μm à l'aide d'une scie à fils. La technique de découpe actuelle se fait par une scie à fils constituée d'un fil d'acier enroulé autour de guides, enduits d'une solution chargée de carbure de silicium et circulant à grande vitesse (voir la figure III.8).

Cependant, les techniques actuelles de découpe des plaquettes (wafers en anglais) ne permettent pas d'atteindre des épaisseurs inférieures à 100 μm . De plus, la réduction des épaisseurs fragilise les plaques et augmente le taux de casse tout au long du procédé de fabrication.

Après le découpage, les deux faces de la plaquette sont traitées par un polissage mécanique et chimique pour le but d'éliminer les traces de l'étape précédente. Du fait que l'épaisseur du fil varie de 120 à 140 μm , ce qui correspond approximativement à l'épaisseur de la tranche, environ la moitié de la quantité de silicium est perdu [16].

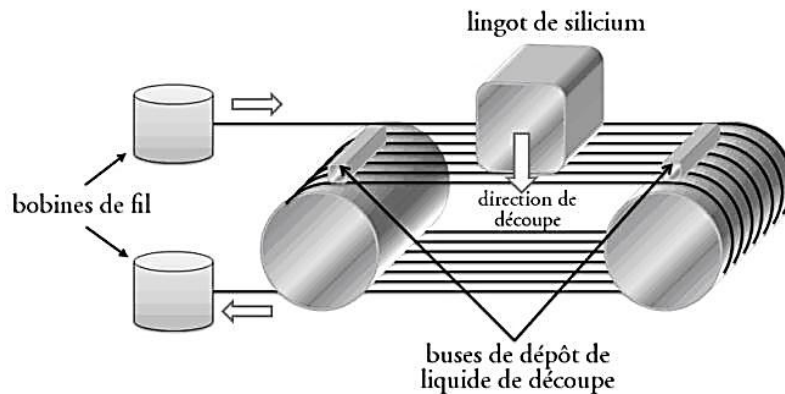


Figure III.8: Schéma de principe de la découpe [6].

Les substrats multicristallins les plus utilisés au niveau industriel ont une forme carrée d'approximativement 15,6 cm de côté (6 pouces), alors que pour le monocristallin c'est la forme pseudo carrée de 12,5 cm (5 pouces) de côté qui est la plus répandue.

III.4 Procédé industriel pour la fabrication de cellules solaires au silicium cristallin

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque est généralement basée sur une jonction PN avec contacts sur les deux faces. Cette partie présente le procédé de fabrication classique des cellules photovoltaïques standard à base de silicium.

La méthode standard de fabrication sera d'abord introduite dans le substrat de silicium de type P. Ensuite, la structure de la cellule photovoltaïque sera présentée sur silicium de type N, chacune des étapes de fabrication de la cellule sera expliquée en détail. Les différentes étapes de fabrication de cellules photovoltaïques silicium monocristallin de type P, sont schématisées sur la figure III.9.

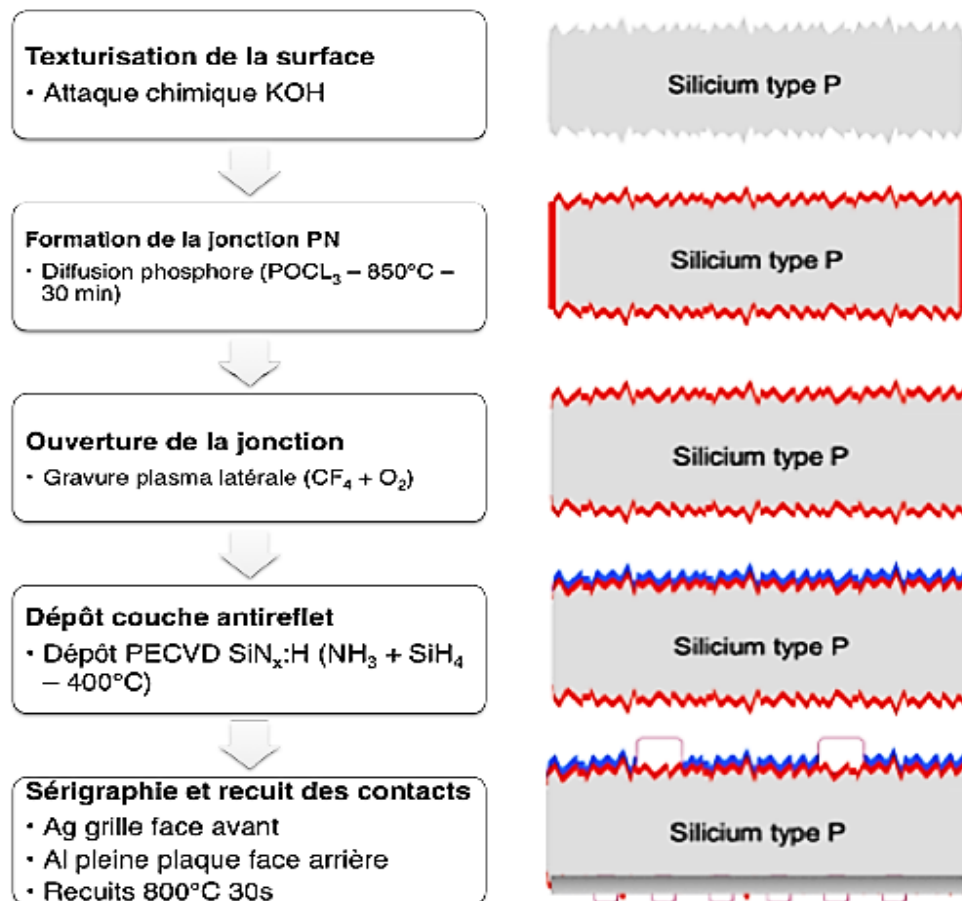


Figure III.9 : Schéma des différentes étapes de fabrication des cellules solaires en silicium cristallin [17].

III.4.1 Traitement de surface et texturation

Le sciage des lingots entraîne des irrégularités de surface des wafers et des défauts peuvent provoquer la rupture du substrat lors de la réalisation de la cellule solaire. Il est donc nécessaire de plonger les plaquettes brutes dans une solution basique. Cette étape présente le

double avantage de l'élimination de la couche perturbée par le sciage et la texturation de la surface. Dans le cas de silicium monocristallin, les plaques sont immergées dans un bain au KOH à 1-2 % pour la gravure alcaline (figure III-10). Cette attaque chimique anisotrope des plans cristallographiques denses (111), (110) et (100) laisse apparaître des pyramides de hauteur de 5 à 10 μm qui permettent d'offrir des propriétés de réflexion du flux lumineux amélioré comme on l'a vu au chapitre précédent.

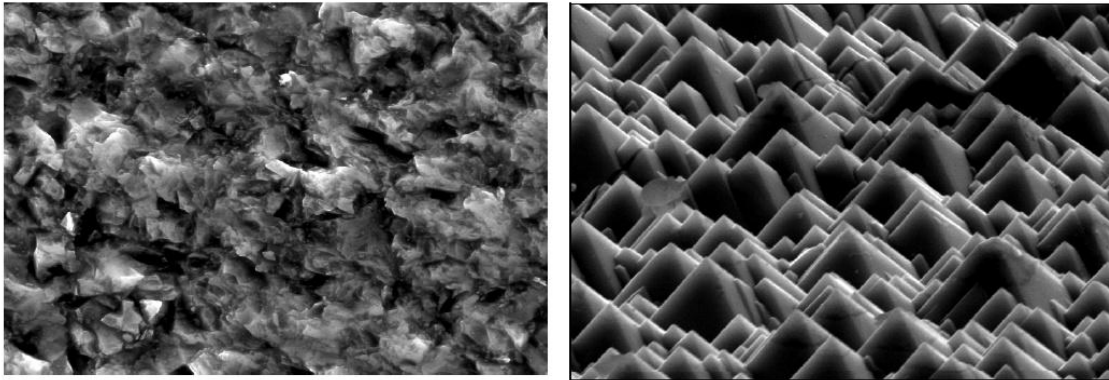


Figure III.10: Vues en coupe de la surface d'une plaquette de silicium avant (à gauche) et après (à droite) texturation KOH [6].

III.4.2 Formation de la jonction

Après l'étape de texturation, les tranches wafers sont nettoyées par un acide fluorhydrique (HF) afin de neutraliser les impuretés métalliques ainsi que les déchets restants en surface. Une fois que les wafers sont propres, ils seront utilisés comme substrats de type N enrichis en éléments dopants (Phosphore) ou type P enrichis en éléments dopants (Bore). La formation de l'émetteur sur substrat type P (ou type N) crée une jonction PN du dispositif. Plusieurs techniques sont utilisées pour la réalisation des émetteurs N^+P et P^+N parmi lesquelles la diffusion thermique et l'implantation ionique.

III.4.2.1 Formation de l'émetteur par diffusion thermique du phosphore

Dans la technologie des semi-conducteurs, la procédure de formation d'un émetteur est la diffusion thermique de phosphore en phase gazeuse. Cette technique d'un point de vue industriel est largement utilisée car elle est mieux contrôlée et permet de réaliser une diffusion des dopants homogènes.

III.4.2.1.1 Principe de formation de l'émetteur d'une cellule photovoltaïque

La diffusion constitue la méthode traditionnelle avec laquelle les dopants sont introduits dans un substrat pour changer la résistivité d'une couche ou former des jonctions PN.

Dans le processus de diffusion, on utilise généralement, un foyer chauffé électriquement, ou un tube en quartz. Pour la technologie des cellules solaires photovoltaïques, la température de diffusion varie entre 800 °C et 1200 °C.

La figure III.11 suivante décrit le principe général d'un processus de diffusion. Un liquide contenant les dopants est utilisé, ainsi que des gaz de transport (oxygène et azote).

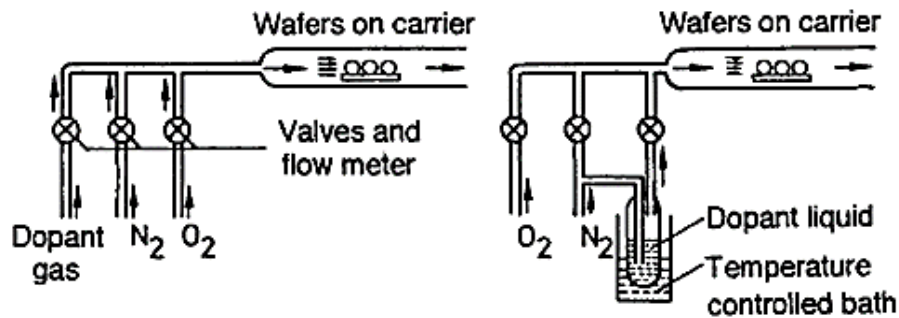
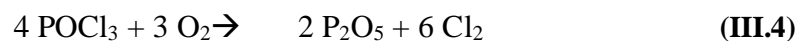


Figure III.11: Schéma de principe de la diffusion thermique.

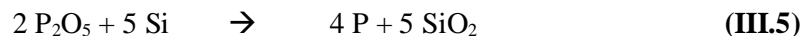
Le processus de diffusion à partir d'un gaz se décompose en deux étapes :

La première étape est l'injection du phosphore sous forme gazeuse à partir d'une source dopante POCl_3 (Oxychlorure de phosphore) portée par un mélange gazeux de l'azote (N_2) et l'oxygène (O_2). Un verre de phosphore PSG (P_2O_5) (Phosphorous Surface Glass) se forme à la surface du silicium qui devient par la suite une source dopante.

La réaction chimique est réalisée à faible pression et à des températures comprises entre 800 et 900 °C.



La deuxième étape consiste à faire diffuser des atomes de phosphore vers le silicium jusqu'à une profondeur d'environ 0,5 μm pour former la jonction PN. Cette étape est réalisée sous flux de N_2 suivant la réaction chimique :



Ces techniques nécessitent l'emploi d'une forte concentration en dopants ($> 2.10^{20} \text{ cm}^{-3}$) de manière à permettre le contact métal semi-conducteur. Les émetteurs réalisés ont un profil de dopage de type erreur complémentaire (erfc) [6].

III.4.2.1.2 Procédés de diffusion

Les procédés de diffusion vont dépendre de la nature des sources de dopants. Il existe trois grands types de sources qui permettent de fournir les éléments dopants que l'on doit faire pénétrer dans les substrats pour la fabrication des émetteurs dopés au bore ou phosphore, ces sources sont gazeuses, liquides ou solides.

a- A partir de sources gazeuses

Les sources gazeuses sont les gaz tels que l'Arsine (AsH_3), la phosphine (PH_3) ou le diborane (B_2H_6). Les gaz dopants sont entraînés par un gaz porteur neutre, tel que l'azote N_2 pour éviter toute pollution par des éléments venant de l'atmosphère ambiante (figure III.12).

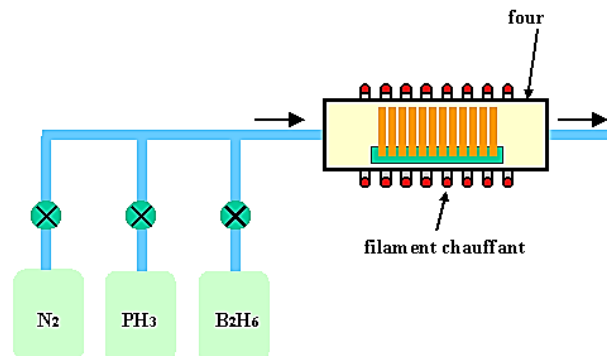


Figure III.12 : Diffusion dans un four à partir de sources gazeuses [18].

b- À partir de sources liquides

Bien qu'a priori ces gaz soient simples à mettre en œuvre, ils sont par contre très dangereux pour l'être humain. On leur préfère des sources liquides telles que le $POCl_3$ ou le tribromure (BBr_3) qui sont liquides à température ambiante mais facilement vaporisées pour être introduites dans des fours de diffusion (figure III.13).

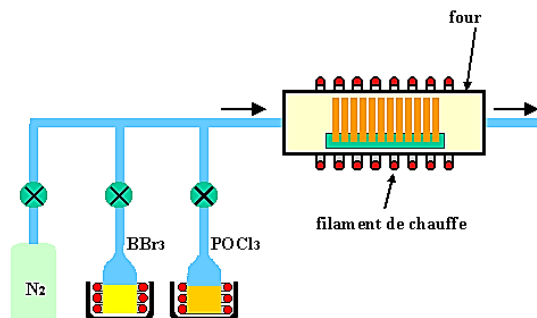


Figure III.13 : Diffusion à partir de sources liquides [18].

c- À partir de sources solides

Dans ce cas, une nacelle dopante est disposée dans le tube. Les sources dopantes se présentent sous forme de plaquettes et sont en général introduites dans le four en alternance avec les plaquettes à doper (figure III.14). Ces plaquettes sont activées par une oxydation qui permet de former un oxyde. Ces oxydes ou verres s'évaporent et se déposent sur les substrats.

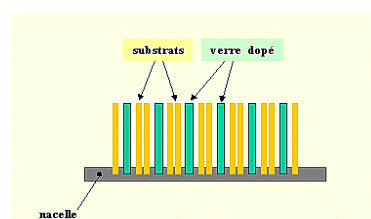


Figure III.14 : Diffusion à partir de sources solides [18].

La diffusion est le déplacement des impuretés (dopants) d'une zone où elles sont fortement concentrées vers la zone où elles sont faiblement concentrées. À partir de ce principe simple, le flux est donné par la première loi de Fick, à une dimension on a :

$$F = -D \frac{\partial C}{\partial x} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

F : Le flux des dopants ($\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$), C : la concentration des dopants (cm^{-3}), D : Le coefficient de diffusion des dopants dans le matériau ($\text{cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$) et x : la profondeur de diffusion (μm).

Le coefficient de diffusion est une constante qui caractérise la vitesse avec laquelle se déroule la diffusion. Les coefficients de diffusion ($\text{cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$) des différents dopants varient en fonction de la température par la relation suivante :

$$D = D_0 \exp \left(-\frac{\Delta E}{k_B T} \right) \quad (\text{III.7})$$

Où : T est la température absolue (en Kelvins) et k_B est la constante de Boltzmann. Le paramètre ΔE s'appelle la différence d'énergie d'activation du phénomène de diffusion, et D_0 est considéré comme une constante. Dans le tableau III.2 suivant, on présente les différents coefficients de diffusion D de différents dopants dans le silicium, cités dans la littérature [19] :

Tableau III.2 : Coefficients de diffusion intrinsèques pour différents dopants les plus utilisés dans le silicium [19].

Dopants	Coefficient de diffusion ($\text{cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)
Bore (B)	$D = 7,87 \exp \left(-\frac{3,75 \text{ eV}}{k_B T} \right)$
Phosphore (P)	$D = 2,53 \exp \left(-\frac{3,61 \text{ eV}}{k_B T} \right)$
Aluminium (Al)	$D = 4,73 \exp \left(-\frac{3,35 \text{ eV}}{k_B T} \right)$
Arsenic (Ar)	$D = 68,6 \exp \left(-\frac{4,23 \text{ eV}}{k_B T} \right)$
Antimoine (Sb)	$D = 12,9 \exp \left(-\frac{3,98 \text{ eV}}{k_B T} \right)$

Les coefficients de diffusion intrinsèque du phosphore, du bore et de l'arsenic sont représentés en fonction de la température sur la figure III.15.

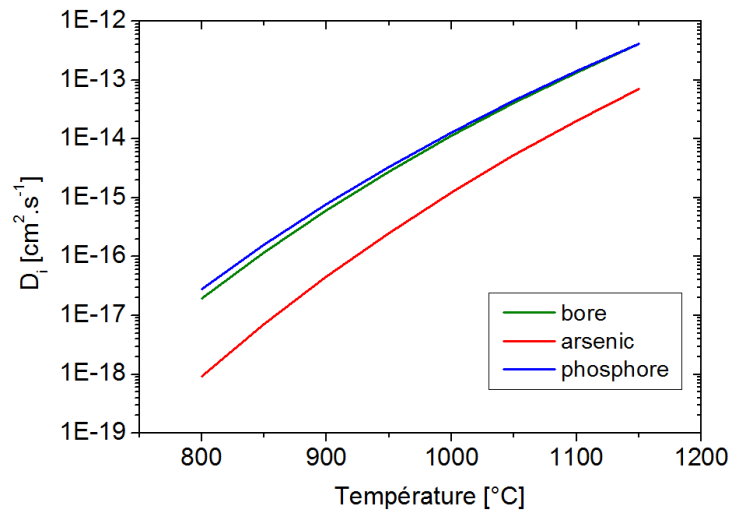


Figure III.15 : Coefficients de diffusion intrinsèque des principaux dopants : bore, arsenic et phosphore [20]

La deuxième loi de Fick permet de décrire l'évolution temporelle de la concentration d'espèces diffusantes en un point donné. L'équation de continuité de la diffusion s'exprime alors :

$$\frac{\partial C(x, t)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C(x, t)}{\partial x} \right) \quad (\text{III.8})$$

Si D peut être considéré comme constant, c'est à dire indépendant de la concentration, et donc indépendant de x et de t , l'équation[III.8]devient :

$$\frac{\partial C(x, t)}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C(x, t)}{\partial x^2} \quad (\text{III.9})$$

La solution de cette équation différentielle dans le temps et l'espace donne le profil de dopage qui s'exprime par la relation suivante :

$$C(x, t) = C_0 \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2\sqrt{Dt}} \right) \quad (\text{III.10})$$

La fonction (erfc) est appelée fonction erreur complémentaire définie par :

$$\operatorname{erfc}(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_z^{\infty} e^{-y^2} dy \quad (\text{III.11})$$

III.4.2.2 Réalisation de l'émetteur par implantation ionique

Cette méthode qui a été décrite pour la première fois par Schockley (1954)[21], comme nouvelle méthode pour introduire des atomes étrangers dans un substrat. Elle a fait l'objet d'un grand intérêt dans les années 1960, surtout après la réalisation des premiers dispositifs semi-conducteurs [22]. Elle a rapidement remplacé les anciennes techniques de dopage des semi-conducteurs en microélectronique.

Cette technique de dopage possède de multiples avantages en comparaison au procédé de la diffusion. En particulier, elle permet de contrôler très précisément la concentration de

dopants introduits, tout en s'effectuant à des températures basses (voir figure III.16). La technique de l'implantation ionique consiste à bombarder la surface du substrat d'un matériau cible avec des ions de l'impureté de dopage accélérés sous une énergie voulue de 5 keV à quelques MeV. Cette énergie étant directement liée à la profondeur d'implantation des ions dans le matériau cible.

Les impuretés dopantes dans le silicium engendrent un nombre de défauts important dans la structure cristalline. La redistribution de ces défauts ainsi que leur guérison se fait lors d'un recuit thermique. Un des avantages de ce type de recuit est le contrôle précis de la profondeur de la jonction.

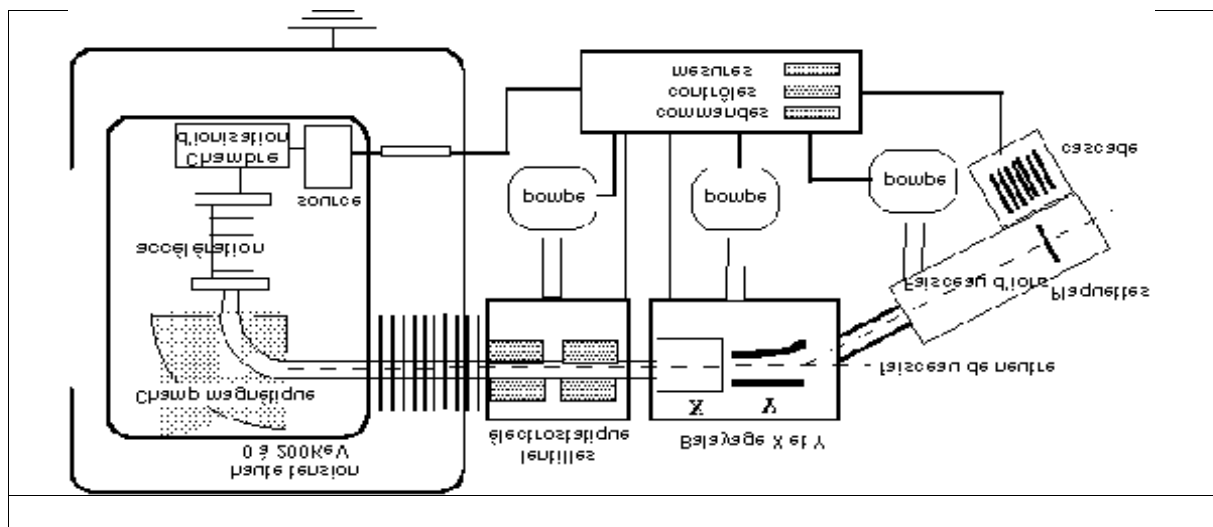


Figure III.16 : Schéma de principe d'un implantateur ionique classique par faisceau d'ions [22].

$$c(x) = \frac{D}{\Delta R_p \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(x - R_p)^2}{2 \Delta R_p^2} \right] \quad \text{(III. 12)}$$

Avec $c(x)$, la concentration des atomes dopants à une profondeur x sous la surface (en at/cm^3), D , la dose implantée (en at/cm^2), ΔR_p , l'écart moyen et R_p la profondeur moyenne des ions implantés [20].

Le profil de concentration par unité de volume des impuretés implantées dans le silicium est représenté sur la figure III.17.

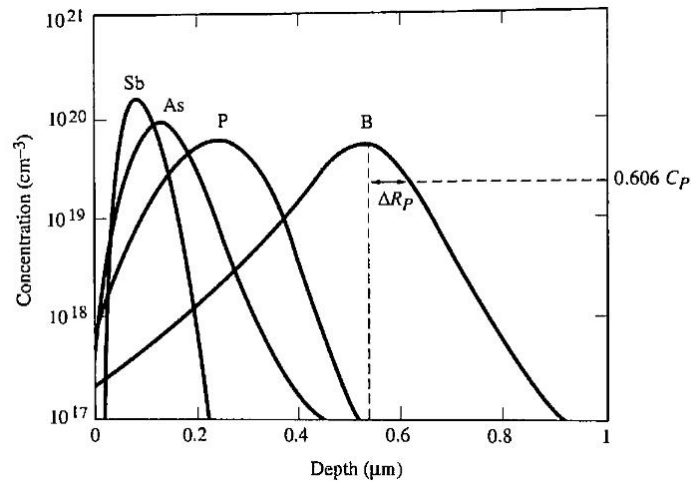


Figure III.17 : Distribution d'ions implantés dans le silicium à 200 KeV et 300 K [23], [20].

III.4.3 Dépôt de la couche antireflet et de passivation

Comme nous l'avons évoqué auparavant dans le paragraphe 4.2 du chapitre II, parmi les pertes technologiques, on note la réflexion au niveau de la surface avant de silicium. Pour minimiser ces pertes dues à la réflexion de l'éclairement incident par le métal de la grille, une couche appelée couche antireflet (CAR) est déposée sur la face avant. Pour les applications photovoltaïques, l'indice de réfraction et de l'épaisseur de la couche antireflet sont choisis de manière à minimiser la réflexion à la longueur d'onde 600 nm(au maximum du spectre solaire).

Actuellement, le nitrure de silicium hydrogéné est devenu le matériau dominant pour la couche antireflet et de passivation de la face avant dans l'industrie photovoltaïque grâce à ces bonnes propriétés optiques et a son faible coefficient d'absorption. Son indice de réfraction est compris entre 1,8 et 3,5.

Les recherches sur la structure de la face arrière ont permis d'obtenir un rendement de 25 % en laboratoire [24]. En outre, l'amincissement des plaquettes de silicium les rend incompatibles avec une métallisation en aluminium de la face arrière car les fortes contraintes mécaniques engendrées à l'interface Al / Si entraînent une courbure importante. Ainsi, il semblait nécessaire de développer un autre procédé de passivation de la face arrière. Le dépôt comprend des couches diélectriques capables de réduire la recombinaison à l'interface entre le silicium et les métallisations [25].

La passivation de la surface arrière est assurée par une couche du nitrure de silicium (SiN_x) élaborée par dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma et une couche mince

d'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) déposée par technologies de dépôt par couches atomiques (ALD : Atomic Layer Deposition).

Pour les cellules photovoltaïques à haut rendement, les pertes par réflexion peuvent être encore réduites en utilisant des dispositifs à double couche antireflet c'est-à-dire (deux couches diélectriques différentes $\text{SiO}_2 / \text{SiNx}$) [9], mais cette méthode reste coûteuse pour être appliquée aux cellules industrielles.

Dans notre travail, comme on le verra plus loin, on a utilisé une fine couche antireflet $\text{SiNx}:\text{H}$, de 90 nm d'épaisseur et d'indice de réfraction 2,05 (à la longueur d'onde 633 nm), est formée sur l'émetteur de la face avant de la cellule afin de réduire la recombinaison. De même que la face avant, la face arrière de la cellule est passivée par la même couche antireflet $\text{SiNx}:\text{H}$ de 100 nm d'épaisseur.

III.4.4 Passivation par les atomes d'hydrogène

Le nitrure de silicium (SiNx) joue à la fois le rôle de couche antireflet et de couche de passivation de la surface du substrat c-Si. Les atomes d'hydrogène présents dans la couche de SiNx vont passiver, d'une part les liaisons pendantes à l'interface CAR / Silicium, et d'autre part les défauts cristallographiques et les impuretés présentes dans le volume du semi-conducteur. Il est principalement utilisé dans le cas du silicium multicristallin pour passiver les joints de grains, les dislocations, etc.

En outre, il a été montré expérimentalement que la meilleure passivation est obtenue par un oxyde de silicium thermique (SiO_2) recouvert d'un dépôt de nitrure de silicium (SiNx). Ce résultat s'explique par le rôle de chacune de ses couches : le SiO_2 présente une faible quantité d'états d'interface quand il croît sur le silicium, et le nitrure de silicium, par sa forte concentration en charge fixe, améliore cette passivation par effet de champ [26].

Les matériaux SiO_2 , SiNx et Al_2O_3 représentent les trois couches de passivation les plus utilisées pour le silicium photovoltaïque. Ces trois types différents de couches diélectriques discutées au chapitre précédent, souvent réalisées par des techniques de dépôt : l'oxyde de silicium SiO_2 réalisé par croissance thermique, le SiNx réalisé par CVD assisté par plasma (PECVD : Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) à basse température et l'alumine Al_2O_3 déposé par ALD (Atomic Layer Deposition).

III.4.5 Techniques de métallisation utilisée dans le domaine PV

Une fois le dépôt de la couche antireflet par PECVD est réalisé, les contacts métalliques en face avant et en face arrière sont élaborés pour les structures standards. Ces contacts

métalliques servent à collecter le courant de porteurs photo-générés. Les contacts doivent être ohmiques lors de la métallisation des cellules photovoltaïques. La géométrie de la métallisation de la face avant résulte d'un compromis entre taux d'ombrage et de la résistance série. En effet, la diminution du taux d'ombrage entraîne une augmentation du courant électrique puisque plus de photons pénètrent dans la cellule mais cela suppose d'avoir des doigts (fingers en anglais) de métallisation moins larges et donc une augmentation des résistances série. Donc, il est important d'optimiser les contacts afin d'avoir une plus faible résistivité des contacts entre le substrat et l'émetteur, et une faible résistance de ligne des contacts.

Parmi les nombreuses technologies pour la formation des contacts électriques utilisés pour les semi-conducteurs, nous décrirons ci-après celles qui sont utilisées dans la technologie des cellules solaires, à savoir :

- L'électrolyse : faible coût, bonne résistivité mais nécessite de nombreuses étapes,
- L'évaporation : excellente résistivité et résistance de contact mais plus chère et avec un faible rendement d'utilisation du métal,
- La sérigraphie : faible coût d'investissement, simple, adaptée à de gros volumes mais une technologie développée à haute température.

Actuellement, la méthode la plus utilisée dans l'industrie photovoltaïque est la sérigraphie. Cette méthode se distingue des autres par son extrême simplicité, et de son bas coût.

III.4.5.1 La technique de métallisation industrielle : la sérigraphie

a- Principe de la technique

Le terme « sérigraphie » vient du latin « sericum » qui veut dire « soie » et du grec « graphein » qui veut dire « écrire ». Avec ce processus d'impression, on peut imprimer des motifs sur tous types de surface : céramiques, verres, métaux, matières plastiques, tissus.

La méthode de dépôt par sérigraphie consiste à étaler une pâte conductrice (ou encre) sur les deux faces de la plaque au travers d'un écran (d'un masque) de sérigraphie afin de réaliser le motif de grille souhaité(voir figure III.18).

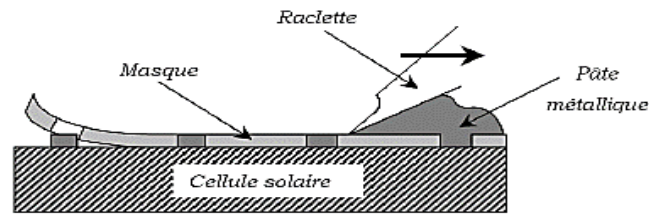


Figure III.18 : Principe de la sérigraphie : étalement de la pâte à travers un masque et à l'aide d'une raclette [27].

Le motif déposé sur la face avant est constitué de lignes fines appelées doigts, reliés par des bandes plus larges (appelées busbarres en anglais), perpendiculaires aux doigts (motif en forme de peigne ou en H). La métallisation déposée sur le nitrure de silicium en face avant est en argent, cet élément possède une meilleure conductivité électrique et permet donc un transport optimum des porteurs [6]. La face arrière de la plaque est métallisée sur toute sa surface avec une pâte à base d'aluminium [11].

Les pâtes de sérigraphie sont généralement composées de trois éléments principaux :

- Des particules métalliques (argent ou aluminium), dont la taille est généralement comprise entre 1 et 7 μm ,
- De la fritte de verre, composée essentiellement des oxydes SiO , PbO , B_2O_3 et Al_2O_3 , pour permettre la pénétration de la pâte au travers d'une couche diélectrique. Elle favorise également la réduction de la température de fusion des particules métalliques et permet la formation des cristallites de métal,
- Des solvants, pour éviter l'agglomération des particules métalliques,
- Des composés organiques, les liants, qui assurent la cohésion et l'ajustement de la viscosité de la pâte [28].

Au cours de la sérigraphie pour le photovoltaïque, une pâte d'argent (ou d'Aluminium) est pressée à l'aide d'une raclette à travers ces ouvertures. Les plaques sont ensuite recuites, ce qui permet la formation de contact métal semi-conducteur.

La formation du contact sur silicium a lieu lors de l'étape de recuit. Après dépôt de la pâte, une première étape de séchage dans une étuve à air à 150°C durant 15 minutes environ est réalisée pour permettre l'évaporation des solvants. Le recuit se fait ensuite dans un four à passage à recuit rapide en deux étapes : un plateau de température compris entre 300°C et 500°C pour solidifier la pâte, suivi d'un pic de température à 800°C pendant 5 s, durant lequel seront assurés la formation de l'Al-BSF en face arrière et la formation du contact en face avant [28]. Le procédé du dépôt des contacts par sérigraphie est réalisé selon les étapes suivantes [29] :

- Sérigraphie du schéma de grille avant sur la couche antireflet,
- Séchage par étuve à air : 150 °C pendant ¼ d'heure environ,
- Sérigraphie du schéma de grille arrière,
- Séchage par étuve à air à la même température et la même durée.

III.5 Fabrication des cellules photovoltaïques sur substrat de silicium de type N :

III.5.1 Intérêt du silicium de type N :

Bien que les premières cellules PV dans les années 1950 étaient fabriquées sur le silicium de type N, la structure standard de type P est devenue plus dominante en raison de la demande des technologies solaires. Pour les applications spatiales, il a été montré que les cellules photovoltaïques avec silicium cristallin de type P étaient plus performantes en durée de vie des porteurs que celles de type N [30].

La grande majorité des cellules solaires fabriquées aujourd'hui sont à base des plaquettes de silicium de type P sous forme de lingots multicristallins ou monocristallins. Ce type de structure représente la plus grosse part de l'industrie pendant ces dernières années pour nombreuses raisons parmi lesquelles : la mobilité des électrons dans le silicium type P est plus élevée que celle des trous, les porteurs minoritaires étant plus difficiles à collecter, il est donc préférable que leur longueur de diffusion soit la plus élevée possible, ce qui est le cas dans le silicium type P [31].

Actuellement, les meilleurs rendements de conversion sont obtenus avec des structures cellulaires sur du silicium de type N de qualité intrinsèque supérieure. La principale raison à cela est la présence de défauts très recombinants dans les substrats de silicium type P, notamment les paires bores-oxygène (complexes B-O) créées sous illumination et qui entraînent une perte d'efficacité et de pureté des structures de type N, ce phénomène est connu sous le nom de dégradation induite par la lumière (en anglais : **Light Induced Degradation : LID**).

Les cellules basées sur du silicium de type N dopé au phosphore sont beaucoup plus stables dans le temps et ne sont pas affectées par la dégradation induite par la lumière (**LID**). [31-32].

L'utilisation de silicium cristallin de type N présente de nombreux avantages, par rapport au type P et qui sont énumérés ci-après :

- 1- Moindre sensibilité à la plupart des impuretés métalliques,

- 2- Une faible variation de la durée de vie avec le niveau d'injection,
- 3- Une faible dégradation sous éclairnement (LID) due à l'activation des complexes (B-O).

III.5.2 Impuretés métalliques

Le silicium de qualité métallurgique (MG-Si) obtenu contient des impuretés en grande quantité jusqu'à 10^{18} - 10^{19} impuretés par cm^3 . Elles sont regroupées en trois catégories principales : les impuretés métalliques(fer (Fe), chrome (Cr), titane (Ti), ...), les impuretés dopantes (bore (B), phosphore (P), aluminium (Al),...) et les éléments légers (carbone (C), azote (N), oxygène (O)) [6].

Plusieurs études ont porté sur l'étude de l'effet des impuretés métalliques présentes dans la plaquette de silicium sur les performances de la cellule solaire monocristallines à base de silicium de type N et de type P (voir les figures III.19 et III.20) [33].

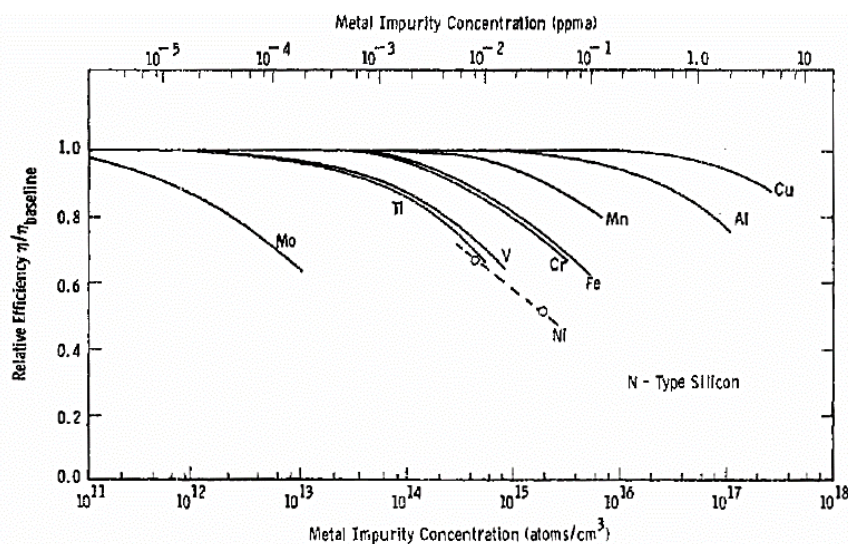


Figure III.19 : Influence des impuretés métalliques sur le rendement de conversion normalisé pour le silicium de type N [33].

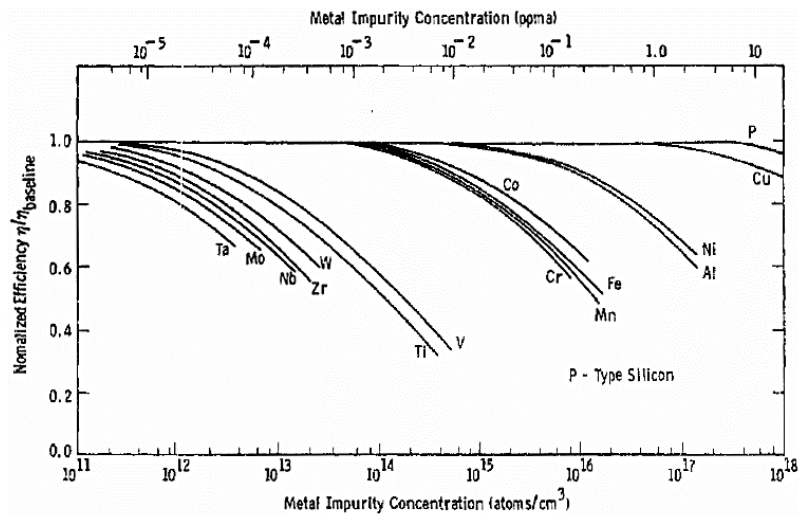


Figure III.20 : Influence des impuretés métalliques sur le rendement de conversion normalisé pour le silicium de type P [33].

Certaines impuretés métalliques comme le fer et le chrome introduisent des niveaux d'énergie plus ou moins profonds dans la bande interdite du silicium. Ils peuvent alors réduire considérablement la durée de vie du matériau en favorisant les recombinaisons des porteurs de charges de type Shockley-Read-Hall (ou SRH), qui sont décrits en détail paragraphe 8 du chapitre II.

Les pièges créés sont caractérisés par leur densité (N_t), leur position dans la bande interdite (E_t) et leurs sections efficaces de capture pour les électrons σ_n et les trous σ_p . Suivant ces paramètres, les impuretés métalliques impactent différemment les propriétés électriques du silicium. En jouant le rôle de dopant, ces impuretés peuvent également donner un caractère donneur ou accepteur au silicium.

Les éléments métalliques (Fe, Cr, Ti, V et Mo) des groupes de la classification périodique, inférieurs ou égaux à 8 viennent en général se placer en position interstitielle et introduisent des niveaux d'énergie donneurs dans la bande interdite du silicium. Pour les impuretés dont la position dans le tableau périodique des éléments est supérieure à 8 telles que (Pt, Ag, Au et Zn), elles viennent en général se placer en position substitutionnelle. Ces impuretés ont un comportement accepteur [34]. La figure III.21 ci-dessus représente la position du centre d'énergie et le ratio de la section efficace de capture des électrons par rapport aux trous pour différentes impuretés métalliques.

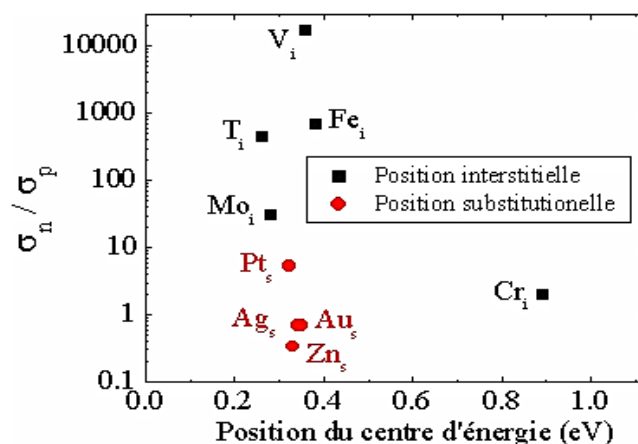


Figure III.21: Ratios de section efficaces de capture et position du niveau d'énergie introduit dans la bande interdite du silicium pour différentes impuretés métalliques [11].

III.5.3 Etude de la dégradation sous éclairement (LID)

Le silicium de qualité solaire obtenue par purification métallurgique (SoG-Si) contient des concentrations bien plus élevées en espèces dopantes (bore, phosphore et aluminium) que le silicium purifié par voie électronique. La concentration importante en bore dans le matériau est en partie responsable des effets de dégradation sous éclairement LID sur le SoG-Si de type P [36].

Ce phénomène de dégradation LID sous illumination est dû à la présence de complexes recombinants formés par association un dimère d'oxygène interstitiel (O_{i2}) [36-37] et un atome de bore en position substitutionnelle (BsO_{i2}) [37] ou interstitielle (BiO_{2i}) [38], réduisant ainsi la durée de vie des porteurs de charges dans le matériau. Une expression de la durée de vie des porteurs de charges après dégradation dues aux complexes bores-oxygène a été obtenue par [39] :

$$\tau_d = 7.675 \times 10^{45} [B]^{-0,824} [O_i]^{-1,748} \quad (III.13)$$

τ_d est exprimé ici en (μs), tandis que la concentration [B] et [O_i] sont exprimés en (cm⁻³). Ces travaux ont conclu que le défaut responsable des effets de LID était un complexe associant entre un atome de bore en position substitutionnelle et un dimère d'oxygène (BsO_{i2}) (appelés complexes B-O comme on l'a mentionné plus haut).

La figure III.22 montre la dégradation de la puissance de sortie P_m , du courant de court-circuit I_{cc} et de la tension de circuit ouvert V_{co} de la cellule solaire sous illumination. Les paramètres initiaux ont été mesurés directement après la fabrication de la cellule et sont caractérisés par un état intermédiaire marqué X. Après seulement une courte période d'exposition à la lumière, ces trois paramètres se dégradent jusqu'à un niveau stable (état B). Cette étude avait également montré que les performances de la cellule peuvent être

complètement récupérées par un traitement de recuit à basse température à 200 °C sous obscurité (état A).

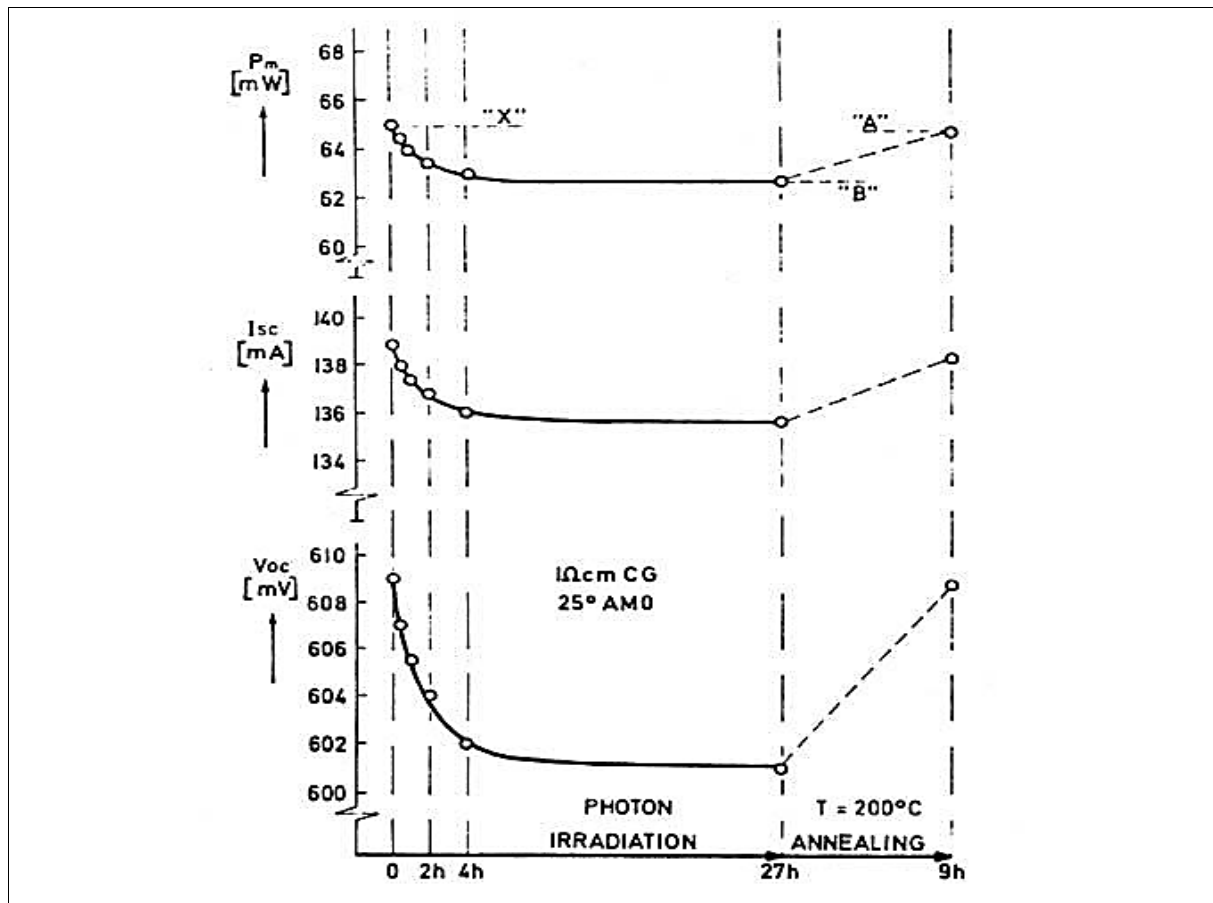


Figure III.22 : Dégradation sous éclairage (Light Induced Degradation : LID) dans les substrats monocristallins en silicium de type P [40].

Une étude de ce phénomène similaire sur des plaquettes d'un lingot de silicium monocristallin de type N (procédé Cz) a montré la stabilité de la durée de vie durant l'illumination [41].

III.6 Procédé standard de réalisation d'une cellule photovoltaïque sur substrat silicium de type N :

Les cellules standard sont basées sur un substrat en silicium (multicristallin ou monocristallin) généralement de type P et un émetteur de type N^+ . Comme nous l'avons expliqué plus haut, l'utilisation de silicium de type P tient autant à des raisons historiques que technologique (meilleure passivation de l'émetteur en face avant par nitrure de silicium).

Les matières de base utilisées sont des plaques de silicium rondes, carrées ou pseudo-carrées d'une épaisseur d'environ 180 à 300 μm et de dimension 156 x 156 mm^2 dans l'industrie actuelle. Ces wafers subissent différentes étapes de fabrication afin d'obtenir un matériau silicium de qualité 6 N la structure décrite par (paragraphe **III.2**).

Le développement d'une structure sur silicium de type N nécessite le développement de nouveaux procédés de fabrication. Parmi ces derniers, la formation de l'émetteur par le dopage au Bore est une de ces nouvelles technologies en voie de développement.

III.6.1 Réalisation de l'émetteur dopé au bore :

La formation de l'émetteur pour la création de la jonction PN constitue une étape critique du processus de fabrication industrielle des cellules solaires classiques. L'émetteur en bore est obtenu par diffusion du bore à haute température à partir d'une source gazeuse BBr_3 (Tribromure de bore) ou BCl_3 (Trichlorure de bore). Ce processus est similaire à celui de la diffusion du phosphore, mais l'opération est effectuée aux températures supérieures à 900 $^\circ\text{C}$, contrairement à la diffusion phosphore qui est d'environ 850 $^\circ\text{C}$. Cette augmentation de la température de diffusion bore par rapport à la diffusion phosphore est nécessaire pour obtenir des dopages d'émetteurs similaires, car le coefficient de diffusion (D) pour le bore est supérieur à celui du phosphore (voir tableau **III.2**) [42].

III.6.2 Passivation de l'émetteur dopé au bore

Historiquement, la méthode utilisée pour passiver la surface du silicium a été la croissance d'une couche nitrure de silicium (SiN), réalisé par PECVD (**P**lasma **E**nhanced **C**hemical **V**apor **D**eposition) à basse température (< 400 $^\circ\text{C}$). Cette passivation de surface réalisée avec du SiN , ne convient pas aux surfaces dopées P^+ [43]. Il a été montré que la passivation de l'émetteur dopé P^+ par du SiN engendre une passivation faible. Cela s'explique par le fait que le SiN présente une densité importante de charges fixes positives ($Q_f=2,3 \cdot 10^{12} \text{ cm}^{-2}$) à l'interface SiNx/Si , engendrant une couche d'inversion négative sous le SiN favorisant ainsi la recombinaison des trous [44].

Il a été également montré une diminution des V_{co} induits de 596 mV à 575 mV lors de l'utilisation de SiN pour passiver une surface dopée P^+ par rapport à une surface non dopée [43]. Dans cette étude, il est mis en évidence que l'utilisation de SiO_2 (ou de SiC) est mieux adaptée pour passiver une surface dopée P^+ . Une excellente qualité de passivation de surface, par l'oxyde d'aluminium aussi appelé alumine ou de trioxyde d'aluminium, de formule

chimique (Al_2O_3) a vu le jour [45]. En effet, la couche de Al_2O_3 déposée par PALD (**P**lasma-assisted **A**tomic **L**ayer **D**eposition), présente une densité importante de charges négatives ($Q \sim 1 \times 10^{13} \text{ cm}^{-2}$). Ainsi, elle va permettre une passivation des zones dopées P^+ ou sur la face arrière des cellules de type P, soit sur les émetteurs des cellules de type N. de plus la couche de passivation Al_2O_3 , et déposée à faible température, son indice optique de 1,7 à la longueur d'onde de 633 nm. Le principal défi pour son utilisation industrielle est la réduction du temps de dépôt [25].

Cette passivation permettait d'obtenir des courants de saturation d'émetteur très faibles de l'ordre de 10 fA/cm^2 et de 30 fA/cm^2 sur des émetteurs dopés P^+ avec une résistance de couche d'émetteur $R_{\text{eme}} > 100 \text{ } \Omega/\square$ et $54 \text{ } \Omega/\square$ respectivement [11].

Un rendement de conversion de 23,2 % a été obtenu pour une cellule solaire de type N avec un émetteur de type P dopé au bore sur la face avant, passivé par une fine couche de Al_2O_3 de 30 nm d'épaisseur [46].

III.7 Les principales technologies des cellules PV au silicium type N

III.7.1 Les structures PERT et PERL

On a évoqué ces structures au chapitre II dans le sous-paragraphe II-13.1 mais uniquement en ce qui concerne leurs records en rendement. Nous allons voir ici plus en détail ces structures. La structure PERC (**P**assivated **E**mitter and **R**ear **C**ell) est née de l'évolution de la cellule classique Al-BSF sur laquelle il a été procédé à un changement sur sa face arrière (voir Figure III.23). Les cellules solaires classiques au silicium à homojonction PERC présente comme son nom l'indique une passivation par un matériau diélectrique non seulement de l'émetteur en face avant mais également du substrat en face arrière da la cellule solaire limitant ainsi les recombinaisons de surface. Les métallisations en faces avant et arrière sont réalisées par sérigraphie ou par dépôt électrolytique. Ces deux structures Al-BSF et PERC utilisent principalement du silicium cristallin de type P pour la fabrication de cellule [47].

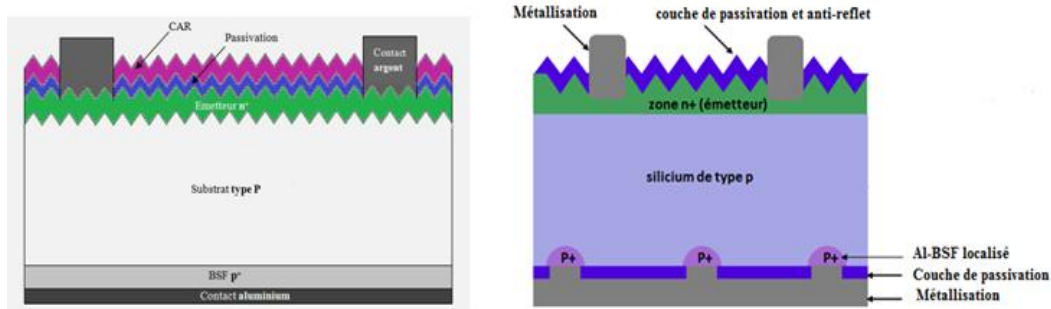


Figure III.23: Schéma d'une cellule solaire : (à gauche) standard Al-BSF, (à droite) PERC de type P [48][25].

Comme nous l'avons présenté au chapitre II paragraphe II.13, sous l'acronyme PERC, existent également d'autres technologies silicium aux meilleures performances dénommées PERT (**P**assivated **E**mitter, **R**ear **T**otally **D**iffused cell) et PERL (**P**assivated **E**mitter, **R**ear **L**ocally **D**iffused cell), elles sont désormais considérées comme faisant partie de la même famille. Ce type de cellules solaires PERT [49] et PERL [50], présentent un émetteur au bore en surface avant.

L'architecture des cellules solaires PERL est très proche de la structure PERT (figure III.25), elle se distingue de celle-ci par une diffusion locale sous les contacts en face arrière. La plupart des étapes de traitement des cellules PERT et PERL sont similaires [51].

La technologie PERT est généralement mise en œuvre sur des cellules solaires en substrat en silicium de type N, la couche BSF (**B**ack **S**urface **F**ield) de la face arrière de cette structure totalement diffusée nécessitent des nouveaux procédés supplémentaires, telle que la diffusion thermique au POCl_3 (couche fortement dopée N^+). En conséquence, la structure PERT est plus coûteuse à fabriquer que la PERL.

Ces cellules sont réalisées sur des plaquettes de silicium de croissance monocristalline suivant les deux procédés CZ ou FZ de type N dopé au phosphore, d'orientation cristallographique $\langle 100 \rangle$. La surface avant (face éclairée) est texturée par une gravure au KOH qui limite les pertes optiques. L'émetteur est peu dopé afin de minimiser les recombinaisons en surface et la région sous les contacts avant est dopée plus fortement afin d'assurer le contact ohmique (émetteur dit sélectif) [9 ; 17]. L'émetteur P de ce type de ces cellules est généralement formé par diffusion du bore par la source gazeuse BBr_3 . Une fine couche l'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) est formé sur l'émetteur pour passiver la surface de l'émetteur et qui s'adapte mieux à l'émetteur de type P que le SiO_2 [25], vient ensuite une

couche antireflet à haute qualité de nitrure de silicium (SiN_x), déposée sur l'oxyde d'aluminium afin de réduire les pertes par réflexion.

La face arrière est passivée par de l'oxyde thermique formant une couche de SiO_2 . Cet oxyde est ensuite ouvert localement par une attaque chimique pour fixer les contacts arrières. L'ajout d'une couche de passivation comme par exemple le SiN_x sur la surface arrière entre les contacts, permet de réduire les recombinaisons en surface et peut aussi favoriser les réflexions internes en face arrière identiquement à un miroir à l'arrière. La structure PERL diminue nettement les recombinaisons en face arrière, ce qui permet d'obtenir des tensions de circuit-ouvert élevées, supérieures à 700 Mv [52]. Elle augmente, en parallèle, la densité de courant fournie. Sur la surface arrière une région fortement dopée N^+ est formée sous les contacts par la diffusion de phosphore afin de minimiser la résistance de contact et réaliser le BSF localisé (**B**ack **S**urface **F**ield). Notons également que les dopages des petites zones de contact en face avant (la réalisation d'émetteurs sélectifs) et arrière sont faits par implantation ionique, cette technique permettant un parfait contrôle des profils de dopants [17].

Au niveau de la face avant, la métallisation d'une cellule solaire en technologie PERL et PERT diffère considérablement d'une cellule industrielle. En général, les contacts sont déposés grâce à une structuration par photolithographie, suivie d'une évaporation sous-vide de titane et de palladium et d'une croissance électrolytique d'argent, pour permettre l'obtention de lignes fines de moins de 20 μm de large en (Ti/Pd/Ag) sur la faces avant(voir figure III.24). La face arrière des cellules est supposée métallisée pleine plaque avec une pâte à base d'aluminium (Al).

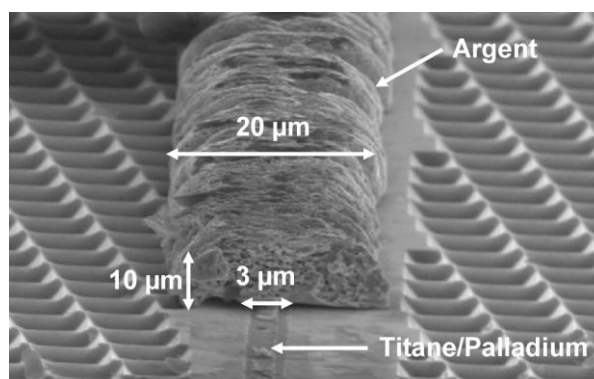


Figure III.24 : Image MEB de la face avant [9].

L'application de cette structure cellulaire (figure III.25) a pour but la réduction des recombinaisons de surface et de volume en limitant l'augmentation des pertes résistives, et

permet d'atteindre des rendements très élevés de 24,7 % sur une cellule solaire en silicium monocristallin [54].

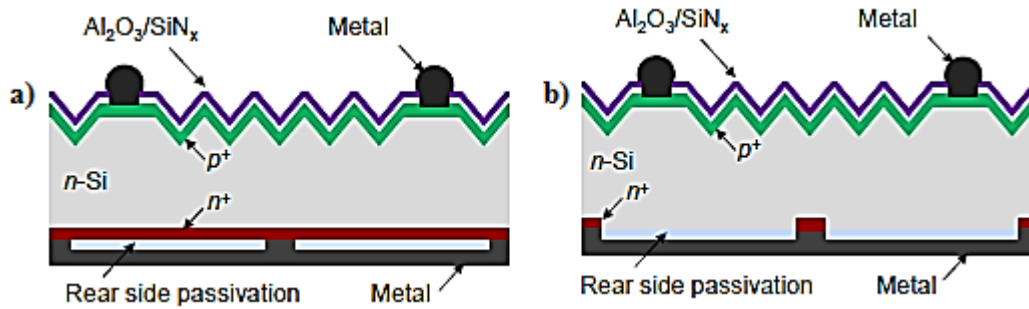


Figure III.25: Structures de la cellule solaire au silicium type N : cellule n-PERT (à gauche), cellule n-PERL (à droite) [54].

III.8 Les méthodes de caractérisation

Diverses techniques de mesure sont utilisées dans le domaine photovoltaïque pour extraire des paramètres spécifiques de la cellule solaire telle que la résistance, les durées de vies des porteurs de charges et la réflectivité, ainsi que des propriétés électriques et optiques qui permettent d'évaluer les performances électriques des cellules telles que les courbes des caractéristiques I-V sous éclairage et le RQE. Parmi ces méthodes, on peut citer :

III.8.1 Mesure de la résistivité d'un semi-conducteur

La résistivité ρ est un paramètre électrique très important d'un matériau semi-conducteur, elle s'exprime en $\Omega.cm$. En effet, sa connaissance permet, pour un silicium non compensé, de connaître le dopage initial et donc, des concentrations type N ou type P.

III.8.1.1 Méthode des Quatre Points

À partir de l'expression [II-30] :

$$\vec{J}_c = q(n\mu_n + p\mu_p)\vec{E} \implies \vec{J}_c = \sigma\vec{E} \quad (\text{III.14})$$

On obtient la relation entre la concentration de dopants, la résistivité ρ et la mobilité est donnée, dans le cas d'un substrat c-Si, donnée par l'expression suivante :

$$\rho = \frac{1}{\sigma} = \frac{1}{q(n\mu_n + p\mu_p)} \quad (\text{III.15})$$

Avec σ , la conductivité électrique, q : la charge élémentaire de l'électron, n : la concentration en électrons, p : la concentration en trous et μ_n, μ_p les mobilités respectives des électrons et des trous.

Dans le cas de semi-conducteurs de type N où $n \gg p$, la résistivité peut tout simplement s'écrire :

$$\rho = \frac{1}{qn\mu_n} \quad (\text{III.16})$$

La méthode des quatre pointes est une méthode expérimentale utilisée couramment pour mesurer la résistivité d'un échantillon semi-conducteur. Cette méthode est basée sur celle des mesures en quatre pointes, alignées, équidistantes (d'espacement e).

Le courant électrique d'intensité (I) est mesuré entre les pointes extérieures 1 et 4 et la valeur de tension (V) est mesurée entre les pointes centrales 2 et 3 (figure III.26).

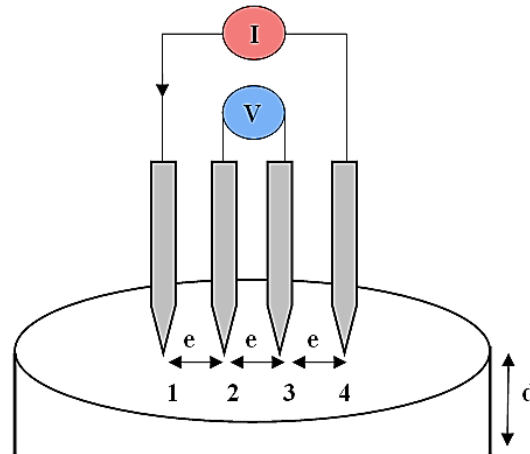


Figure III.26: Schéma de principe de la méthode des quatre pointes [55].

La résistivité ρ d'une couche mesurée d'épaisseur d est donnée par la relation suivante [55] :

$$\rho = \frac{\pi}{\ln 2} \frac{V}{I} d = 4,532 \frac{V}{I} d \quad (\text{III.17})$$

Le rapport ρ/d définit la résistance carrée de la couche mesurée, on le note R_{\square} en (Ω/\square) on a alors :

$$R_{\square} (\Omega/\square) = \frac{\pi}{\ln 2} \frac{V}{I} = 4,532 \frac{V}{I} \quad (\text{III.18})$$

La résistance carrée est utilisée spécialement pour une couche mince (d très petite) notamment pour un émetteur ou un BSF dans une cellule PV.

III.8.1.2 La mesure des résistances de contact par la méthode TLM

La mesure de la ligne de transmission TLM (Transmission Line Measurement en anglais) ou (Transfer Length Model), est une des méthodes permettant d'extraire deux grandeurs. La première est la résistance de contact, par exemple comme entre le semi-conducteur silicium et le métal comme l'argent, l'aluminium ou un alliage métallique, et, noté R_C qui s'exprime en Ω , la seconde grandeur est la résistivité spécifique de contact, notée ρ_{sp} et qui s'exprime en $\Omega.cm^2$.

La mesure TLM s'effectue sur un motif composé de plusieurs plots métalliques de longueur w et de largeur d de même géométrie et d'espacements différents entre les contacts (l_1, l_2, l_3, \dots) comme le montre la figure III.27.

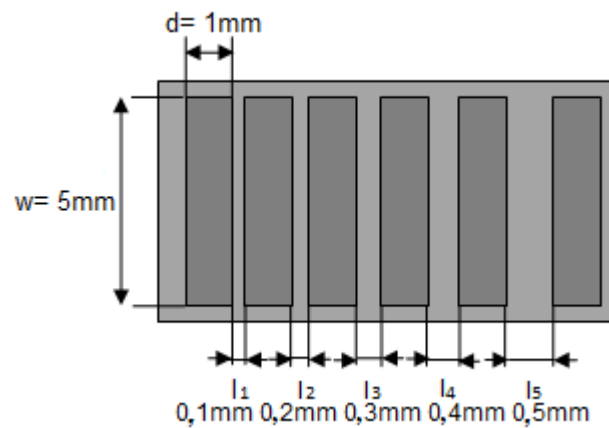


Figure III.27 : Dimensions du motif utilisé pour la mesure TLM.

Un courant est injecté entre deux plots adjacents et la tension résultante est mesurée. Une courbe de caractérisation $I (V)$ sous-obscrité est réalisée pour chaque paire de plots (figure III.28) suivant la relation ($V = R_{SH} I$ avec R_{SH} la résistance de la couche).

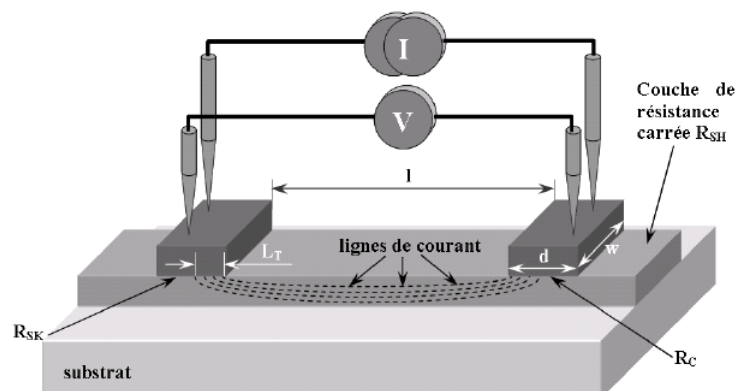


Figure III.28: Schéma de mesure TLM [56].

L'évolution de la résistance entre les contacts extraites des caractéristiques courant-tension en fonction de l'espacement l est une droite dont l'équation est la suivante [26] :

$$R_T(l) = \frac{R_{sh}}{w} l + 2R_c \quad (\text{III.19})$$

Avec :

R_c : résistance de contact pour un plot,

R_{sh} : résistance carrée de la couche semi-conductrice (de couche entre les contacts),

Pour un contact de longueur w , la résistance de contact est égale à [57] :

$$R_c = \frac{R_{sk}L_T}{w} \coth\left(\frac{w}{L_T}\right) \quad (\text{III.20})$$

Avec R_{sk} : résistance carrée de la couche sous les contacts,

L_T : longueur de transfert, c'est la distance à partir de laquelle la densité de courant entrant dans le contact ne vaut plus que 37 % de sa valeur initiale. Elle est déterminée comme suit [28] :

$$L_T = \sqrt{\frac{\rho_{sp}}{R_{sh}}}$$

On peut déterminer la résistivité spécifique de contact ρ_{sp} par [26] :

$$\rho_{sp} = R_{sh}L_T^2 \quad (\text{III.21})$$

La figure III.29 représente la résistance mesurée en fonction de la distance entre les plots. Elle permet donc de déterminer la résistance carrée de la couche de contact et la résistance du contact. La pente de la droite $R_T = f(l)$ fournit la résistance carrée de la couche des contacts. L'ordonnée à l'origine nous donne la résistance de contact associée à un contact.

L'équation de la droite est :

$$R_T = a.l + b \quad (\text{III.22})$$

En faisant correspondre l'équation (III.22) avec (III.19), nous trouvons :

$$\begin{cases} a = \frac{R_{sh}}{w} \\ b = 2R_c \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

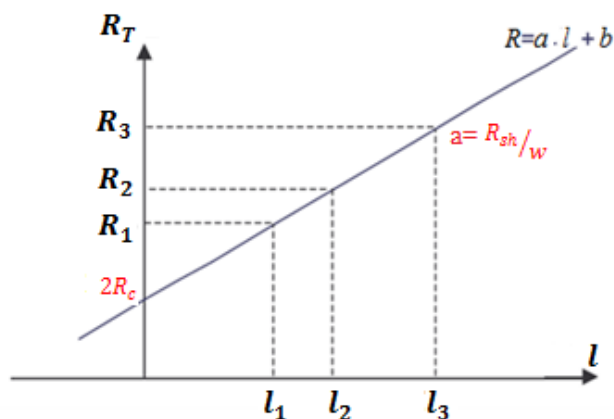


Figure III.29: Evolution de la résistance de contact entre les plots pour différents espacements [58] [59].

III.8.2 Mesure de la durée de vie effective τ_{eff} :

III.8.2.1 La technique PCD (Photo Conductance Decay method) :

La technique PCD (Photo Conductance Decay method) est la technique la plus utilisée en photovoltaïque. Elle a été développée dès 1955 [60]. Le principe de cette mesure est de créer des porteurs photos-générés à l'aide d'une très courte excitation lumineuse (flash). Cette illumination entraîne un excès de conductivité de l'échantillon selon la relation :

$$\Delta\sigma = \Delta n q (\mu_n + \mu_p) W \quad (\text{III.24})$$

Avec :

Δn : la densité de porteurs de charge en excès (cm^{-3}),

μ_n et μ_p : les mobilités d'électrons et de trous ($\text{cm}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$),

W : l'épaisseur de l'échantillon à mesurer,

q : la charge élémentaire (C).

En connaissant les mobilités des porteurs μ_n et μ_p , il est possible de déterminer Δn pour chaque valeur de $\Delta\sigma$ mesurée. La durée de vie effective τ_{eff} peut alors se calculer à partir de l'expression [61] :

$$\tau_{eff} = \frac{\Delta n(t)}{G(t) - \frac{d\Delta n(t)}{dt}} \quad (\text{III.25})$$

$G(t)$: le taux de photogénération donné par l'expression suivante :

$$G(t) = \frac{f_{abs} N_{ph}}{W} \quad (\text{III.26})$$

Avec W , l'épaisseur de l'échantillon, N_{ph} , le nombre de photons incidents par seconde et par unité de surface et f_{abs} , la fraction absorbée des photons incidents.

Ce système se base sur trois modes de mesure :

1- Le mode transitoire consiste à envoyer une impulsion lumineuse sur l'échantillon qui présente une durée de vie effective supérieure à 100 μs et enregistrer la variation de la conductivité après la fin du flash lumineux [26] :

La durée de vie effective τ_{eff} est calculée après l'excitation lumineuse selon la formule suivante :

$$\tau_{\text{eff}} = - \frac{\Delta n(t)}{\frac{d\Delta n(t)}{dt}} \quad (\text{IV.27})$$

2- Le mode quasi-stationnaire (QSS)

La technique de mesure quasi-stationnaire (en anglais Quasi-Steady-State : QSS) développée par Sinton et Cuevas en 1996 [62], consiste à envoyer une impulsion plus longue sur l'échantillon, la durée de vie est calculée par la relation :

$$\tau_{\text{eff}}(\Delta n) = \frac{\Delta n}{G} \quad (\text{III.28})$$

G : représente le taux de génération des porteurs créés par la lumière incidente. Cette technique de mesure est valable uniquement pour les échantillons ayant une durée de vie inférieure à 50 μs .

3- Le mode généralisé

Ce mode développé par Nagel [61] permet de combiner les deux mesures précédentes : cette technique de mesure est particulièrement utilisée pour caractériser les durées de vie comprises entre 50 et 100 μs .

III.8.2.2 Dispositif expérimental :

La figure III.30 schématise le dispositif expérimental de mesure, il est composé d'une lampe flash, d'une bobine excitée sous RF (radio fréquence) permettant de mesurer la conductivité de l'échantillon, d'une cellule de référence placée à côté de l'échantillon et d'une interface informatique. La lumière envoyée par une lampe flash est uniformisée et filtrée à l'aide d'un filtre infrarouge et de deux diffuseurs. Seules les longueurs d'onde supérieures à 700 nm sont transmises, ce qui permet une génération uniforme en profondeur de l'échantillon [61].

La tension mesurée sur le pont RF est transmise à l'interface informatique pour calculer la conductivité. Finalement, cette tension avec la mesure de l'intensité lumineuse permet de déterminer la durée de vie effective à l'aide des équations précédentes (III.27-28).

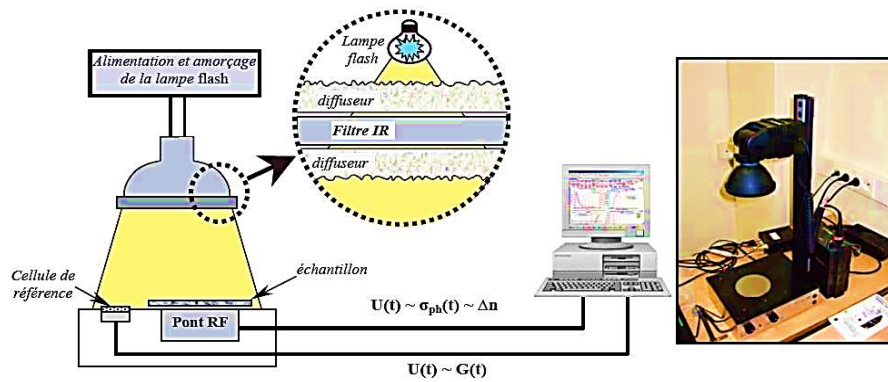


Figure III.30 : Schéma de fonctionnement et photo du dispositif de mesure de la durée de vie par Photoconductivité [63].

III.8.3 Mesure de réflectivité :

La mesure de la réflectivité consiste à caractériser la couche antireflet et la qualité de la texturation. Le principe de la mesure consiste à éclairer un échantillon avec une lumière monochromatique et à mesurer l'intensité réfléchi à l'aide photodétecteur sur tout le spectre solaire.

Le schéma expérimental est représenté sur la figure III.31, la source de lumière utilisée est une lampe halogène filtrée par un monochromateur avec une intensité assez faible. Ce rayonnement passe à travers d'une fente de la sphère intégratrice qui est ensuite réfléchi par l'échantillon (la cellule PV). Les rayons se réfléchissent à l'intérieur de la sphère intégrante et atteint le photo-détecteur. L'extraction de la réflectivité d'un échantillon en fonction du signal mesure sur le photo-détecteur est effectuée en deux temps. Tout d'abord, l'intensité réfléchi par l'échantillon est mesurée à travers le spectre puis la deuxième mesure est effectuée en intervertissant l'échantillon avec un étalon. Ce dernier a un spectre de réflectivité connu et par corrélation entre les deux spectres mesurés, la réflectivité de l'échantillon est obtenue [64].

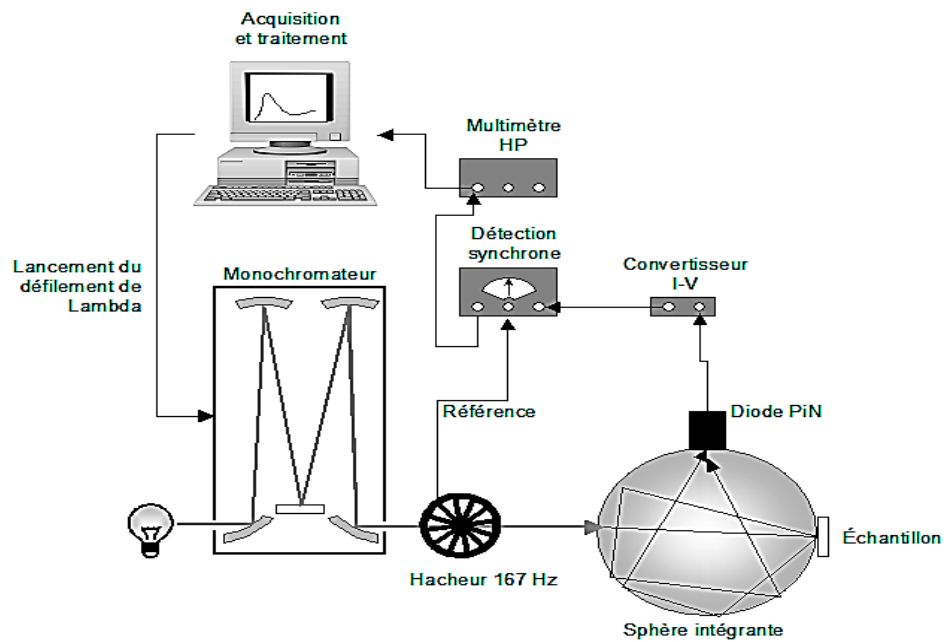


Figure III.31 : Schéma de principe de la mesure de réflectivité [64].

III.8.4 Réponse spectrale :

Le principe de mesure est le même que celui de la réflectivité. Cette mesure consiste à éclairer la cellule solaire avec un rayonnement incident monochromatique de longueur d'onde variable (entre 350 et 1150 nm) pour le silicium cristallin.

La densité de courant de court-circuit $J_{cc}(\lambda)$ mesuré pour chaque longueur d'onde permet alors de connaître la réponse spectrale (ou la sensibilité spectrale) de la cellule solaire à l'aide de la relation :

$$R_s = \frac{J_{cc}(\lambda)}{P_{inc}(\lambda)} \quad (\text{III.29})$$

$P_{inc}(\lambda)$: Densité de puissance incidente (W/cm^2). Cette mesure permet de déterminer le rendement quantique externe (RQE) comme il est montré dans le troisième chapitre au paragraphe 3.5:

$$RQE = \frac{hc}{q\lambda} R_s(\lambda) \quad (\text{III.30})$$

Avec h , la constante de Planck, c , la vitesse de la lumière dans le vide et q la charge de l'électron. Il est possible de connaître le rendement quantique interne(RQI) grâce à la mesure de réflectivité :

$$RQI = \frac{RQE(\lambda)}{1-R(\lambda)} \quad (\text{III.32})$$

$R(\lambda)$ étant la réflectivité spectrale de la cellule.

III.8.5 Mesure de la caractéristique I (V) :

La caractéristique courant-tension (I-V) nous aide à déterminer les performances électriques de la cellule solaire dans les conditions standard de température et d'éclairement AM1.5. La mesure I (V) permet d'extraire les trois paramètres électriques les plus importants : la densité de courant de court-circuit (J_{cc}), la tension de circuit-ouvert (V_{co}) et le facteur de forme (FF) et d'en déduire le rendement.

La figure III.32 représente le schéma optique du simulateur solaire composé d'une lampe à xénon utilisé comme source de lumière. Le miroir elliptique et le miroir plat sert à diriger le flux lumineux à travers un intégrateur vers les filtres optiques. L'intégrateur optique sert à homogénéiser la puissance de la lumière et l'ensemble de filtres permettant d'ajuster le spectre de la lampe xénon pour avoir un spectre identique à celui du soleil pour une masse d'air AM1.5 (1000 W/m²) à 25 °C. Le faisceau est ensuite réfléchi vers un second miroir et focalisé à l'aide d'une lentille de Fresnel. Les cellules sont disposées perpendiculairement au faisceau sur une plaque thermostatée à 25 °C. La puissance lumineuse est très importante entraîne un échauffement de l'ensemble des composants du simulateur optique. Un système de ventilateur est utilisé pour le refroidissement [58]. Les mesures (I-V) sous éclairement avec un simulateur du spectre solaire sont effectuées sur un socle de mesure en cuivre régulé en température, de 10 à 65 °C environ. Pour chaque tension imposée, un micro-régulateur sélectionne la résistance adaptée et mesure à ses bornes une tension, qui permet à son tour la détermination du courant via la loi d'Ohm. En balayant ainsi en tension, la caractéristique I (V) complète peut être obtenue et d'en extraire le courant de court-circuit I_{cc} , la tension de circuit ouvert V_{co} , la puissance maximale P_{max} , le facteur de forme FF et de déduire le rendement de conversion sous éclairement de la cellule.

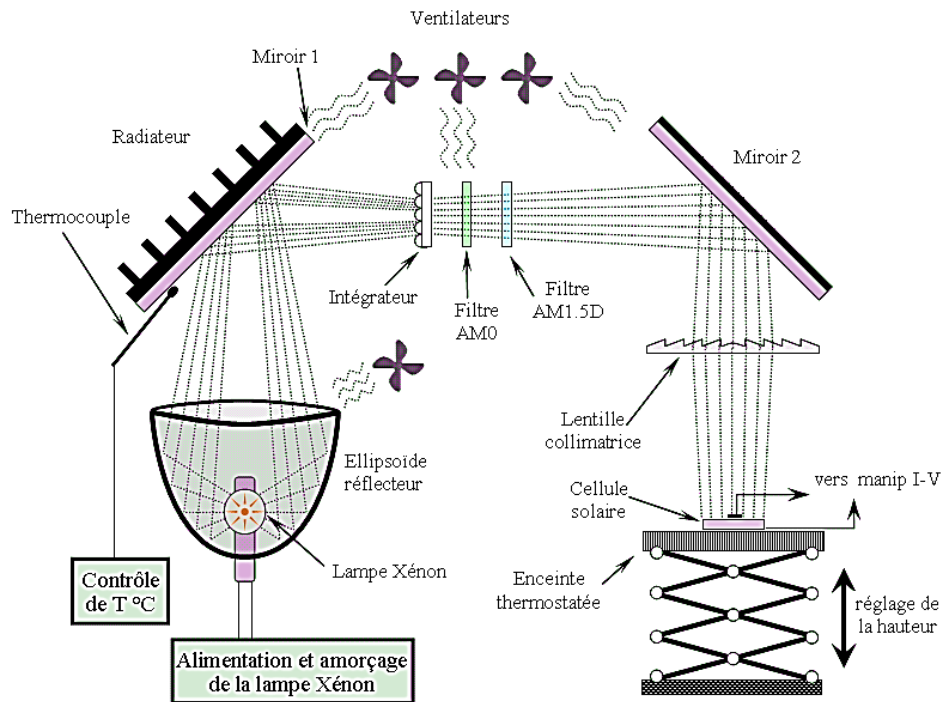


Figure III.32 : Schéma optique du simulateur solaire [57].

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit le contexte dans lequel s'inscrivent nos travaux de recherches, dans une première partie nous avons décrit les différents procédés d'élaboration du silicium afin d'obtenir des substrats monocristallins ou multicristallins de type P ou de type N. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons fait une description détaillée des différentes étapes de fabrication industrielle d'une cellule solaire de type P et ensuite de type N. Nous avons aussi présenté l'intérêt du substrat du silicium de type N par rapport à son équivalent de type P. Enfin, on a exposé les techniques expérimentales utilisées pour mesurer certains paramètres des dispositifs photovoltaïques telles que les mesures de la résistivité, de la durée de vie, de la réflectivité et de réponse spectrale.

Bibliographie :

- [1] <https://www.amazon.fr/Budawi-silicium-siliziumoxid-rohstein-brocken/dp/B00NNHJVLG>,(Consulté le 8-11-2019).
- [2] M.S. Sze," Properties of Ge, Si, and GaAs at 300 K in" Physics of Semiconductor Devices ", 2nd Edition, John Wiley & sons, 2006.
- [3] P. Lauwers et al, " Influence of bandgap narrowing on the performance of silicon n-p solar cells ", Solid-State Electronics, Volume 21, Issue 5, pp. 747-752, May 1978.
- [4] V. P. Varshni, " Temperature dependence of the energy gap in semiconductors ", Physica, Volume 34, Issue 1, pp. 149-154, 1967.
[https://doi.org/10.1016/0031-8914\(67\)90062-6](https://doi.org/10.1016/0031-8914(67)90062-6)
- [5] <https://www2.pvlighthouse.com.au/resources/PC1D/PC1Dmod6/PC1Dmod%206-1%20help.pdf> ,(Consulté 3-12-2020).
- [6] J. Veirman," Effets de la compensation du dopage sur les propriétés électriques du silicium et sur les performances photovoltaïques des cellules à base de silicium solaire purifié par voie métallurgique ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2011.
- [7] M. Beaudhuin, " Etude expérimentale et numérique de la précipitation d'impuretés et de la formation des grains dans le silicium photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, 2009.
- [8] A. Luque et al, " Handbook of Photovoltaic Science and Engineering ", John Wiley et Sons Ltd, 2003. 13, 43, 46.
- [9] S. Thibert," Etude de la métallisation de la face avant des cellules photovoltaïques en silicium ", Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, France,2015.
- [10] J. Degoulange," Purification et caractérisations physico-chimiques et électriques de silicium d'origine métallurgique destiné à la conversion photovoltaïque ",Thèse de Doctorat, Université Grenoble, France, 2008.
- [11] T. Schutz–Kuchly, " Investigation du silicium de qualité solaire de type N pour la fabrication de cellules photovoltaïques ", Thèse de Doctorat, Université Paul Cezanne, Marseille, France, 2011.
- [12] A. Benmeddour, " Etude et simulations numériques des contraintes thermomécaniques dans le silicium photovoltaïque ",Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, Algérie, 2010.

- [13] T. F. Ciszek, " Techniques for the crystal growth of silicon ingots and ribbons ", Journal of Crystal growth, Vol. 66, p. 655–672, 1984.
- [14] C. Trassy, " La métallurgie du silicium solaire ", Science et ingénierie des matériaux et procédés, Reflets de la Physique, 434-435, Société française de Physique, pp.5-13-15, 2007.
- [15] J. Kraiemet al, " Innovative Crystallisation of Multi-Crystalline Silicon Ingots from different types of Silicon Feedstock ", Proceedings of the 23rd PVSEC European Conference, Valencia, 2008.
- [16] M. Grau, " Réalisation de nouvelles structures de cellules solaires photovoltaïques à partir de couches minces de silicium cristallin sur substrat de silicium préparé par frittage de poudres ", Thèse doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2012.
- [17] G. Poulain, " Procédés laser pour la réalisation de cellules photovoltaïques en silicium à haut rendement ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon,, France, 2012.
- [18] "Procédés de diffusion", disponible sur le site : <https://microelectronique.univ-rennes1.fr/fr/chap5d.htm>. (Consulté le 01-11-2020).
- [19] F. Boucard, " Modélisation de la diffusion des dopants dans le silicium pour la réalisation de jonctions fines ", Thèse de Doctorat, Université Louis Pasteur de Strasbourg, France, 2003.
- [20] A. Lanterne, " Étude, réalisation et caractérisation de dopages par implantation ionique pour une application aux cellules solaires en silicium ", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, 2014.
- [21] H. Faik-Etienne, " Etude de l'implantation ionique dans les miroirs multicouches Mo/Si : Application aux optiques diffractives ", Institut National Des Sciences Appliquées, Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, France, 2005.
- [22] M. B. Lazar, " Etude du dopage par implantation ionique d'aluminium dans le carbure de silicium pour la réalisation de composants de puissance ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2002.
- [23] I. Rahmani, " Etude et simulation de l'implantation ionique des dopants dans des structures MOS ", Faculté de Technologie Département d'Electronique, Thèse de Doctorat, Université Hadj Lakhdar Batna, Algérie, 2015.
- [24] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa and W. Warta, " Solar cell efficiency tables (version 35) ", Progr. Photovolt : Res. Appl., 18, pp 44–150, 2010.

- [25] D. Blanc-Pelissier et al, " ALD pour les cellules photovoltaïques ",Les Techniques de l'Ingénieur, Editions T.I., 2016, Principes et applications de la technique ALD (Atomic Layer Deposition), 2018.
- [26] P. Papet, " Nouveaux concepts pour la réalisation de cellules photovoltaïques à contacts interdigités sur substrats minces en silicium cristallin ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2007.
- [27] S. Amtablian, " Du transfert de films minces de silicium monocristallin vers un procédé cellule à faible budget thermique ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2008.
- [28] C. Boulord, " Développement de techniques de métallisation innovantes pour cellules photovoltaïques à haut rendement ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2011.
- [29] B. Thuillier, " Caractérisation structurale des contacts ohmiques réalisés à partir d'encre métalliques sur cellules photovoltaïques en silicium multicristallin", Thèse de Doctorat, Université Claude Bernard Lyon 1, France, 2001.
- [30] K. Smith, et al, " The solar cells and their mounting ", The Bell System Technical Journal, vol. 42, pp. 1765–1816, 1963.
- [31] W. Favre, " Silicium de type N pour cellules à hétérojonctions : caractérisations et modélisations ", Thèse de Doctorat, Université Paris Sud - Paris XI, France, 2011.
- [32] D. Réaux, " Cellules photovoltaïques à hétérojonctions de silicium (a-Si : H/c-Si) : modélisation des défauts et de la recombinaison à l'interface ", Thèse de Doctorat, Université Paris – Saclay, France, 2017.
- [33] J.R. Davis et al, " Impurities in silicon solar cells ", IEEE Transactions on Electron Devices, 27(4), pp.677–687, 1980.
- [34] M. Pawlik, " Etude de la passivation de surface du silicium cristallin type P par dépôt de couches atomiques d'alumine pour application aux cellules solaires à haut rendement ", Thèse de Doctorat, Université de Lille, France, 2015.
- [35] S. Dubois et al, " Slow down of the light-induced degradation in compensated solar-grade multicrystalline silicon ", Appl. Phys. Lett., 93, 103510, 2008.

[36] J. Schmidt et al, " Accurate method for the determination of bulk minority-carrier lifetimes of mono- and multicrystalline silicon wafer ", Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference , New York, 1997.

[37] J. Schmidt et al," Structure and transformation of the metastable boron- and oxygen-related defect center in crystalline silicon ", Phys. Rev. B 69, 024107, 2004.

[38] V. V. Voronkov et al, " Latent complexes of interstitial boron and oxygen dimers as a reason for degradation of silicon-based solar cells ", Journal. Appl. Phys. 107, 053509, 2010.

[39] K. Bothe et al," Fundamental Boron-Oxygen-related Carrier Lifetime Limit in Mono- and Multicrystalline Silicon ", Prog. Photovolt: Res. Appl. 13, pp. 287–296, 2005.

[40] H. Fischer et al, " Investigation of photon and thermal induced changes in silicon solar cells ", Proceedings of the 10th IEEE PVSEC, p.404–411, 1973.

[41] B. Lim et al, " Light-Induced Degradation of the Carrier Lifetime in n-Type Czochralski-Grown Silicon Doped With Boron and Phosphorus ", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp.944–948, 2011.

[42] D. Mathiot,"Dopage et Diffusion dans le Silicium", Journal. Appl. Phys, 55, p. 3518, 1984. (Consulté le 24-10-2020).

[43] R. Petres, et al," Improvements in the Passivation of P⁺- Si Surfaces by PECVD Silicon Carbide Films ", Conference Paper on Photovoltaic Energy Conversion, Fraunhofer, Germany,2006.

DOI: [10.1109/WCPEC.2006.279290](https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279290)

[44] S. Dauwe et al," Experimental Evidence of Parasitic Shunting in Silicon Nitride Rear Surface Passivated Solar Cells ", Prog. Photovolt: Res. Appl. 10 (4), pp. 271-278, 2002.

[44] B. Hoex, et al, " Excellent passivation of highly doped p-type Si surfaces by the negative-charge-dielectric Al₂O₃ ", Applied Physics Letters 91, 112107, 2007.

[46] J. Benick, et al, " High efficiency n-type Si solar cells on Al₂O₃-passivated boron emitters" ,Appl. Phys. Lett, vol. 92, p. 253504, 2008.

[47] F.JAY, " Nouveaux substrats de silicium cristallin destinés aux cellules photovoltaïques à haut rendement Cas du silicium mono-like et du dopage aux donneurs thermiques liés à l'oxygène pour les cellules à hétérojonction de silicium ", Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2016.

[48] A. Mekemeche," Modélisation à deux dimensions des propriétés physiques de cellules solaires au silicium à base de substrat de type n. Étude de quelques cas particuliers de cellules

innovantes ", Thèse de Doctorat, Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem, Algérie, 2017.

[49] J. Zhao et al, " Improvements in silicon solar cell performance ", Conf. Rec. Twenty-Second IEEE Photovolt. Spec. Conf, pp. 399–402, 1991.

[50] J. Zhao et al, " 24 % efficient PERL structure silicon solar cells ", Proc. 21st IEEE Photovolt. Spec. Conf, pp. 333–335, 1990.

[51] J. Zhao et al, " Twenty-four Percent Efficient Silicon Solar Cells with Double Layer Antireflection Coatings and Reduced Resistance Loss ", Appl. Phys. Lett, 66, pp. 3636-3638, 1995.

[52] R. Champory, " Cellules solaires silicium ultra-minces nano-structurées : conception électro-optique et développement technologique ", Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lyon, France, 2016.

[53] J. Zhao et al, " High-efficiency PERL and PERT silicon solar cells on FZ and MCZ substrates ", Solar Energy Materials & Solar Cells ,Photovoltaics Special Research Centre, University of New South Wales, Sydney NSW 2052, Australia, 2001.

[DOI:10.1016/S0927-0248\(00\)00123-9](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00123-9)

[54] J. Benick, et al, " High efficiency n-type PERT and PERL solar cells ", Conference: 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Baden Wuerttemberg, 79110, Germany, 2014. [DOI: 10.1109/PVSC.2014.6924895](https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6924895)

[55] B-G. Yacobi, Electronic Book of " Semiconductor materials: an introduction to basic principles ", Kluwer Academic/Plenum Publishers, New York, 2003.

[DOI:10.1007/b105378](https://doi.org/10.1007/b105378)

[56] N. Oleksiy, " Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2005.

[57] A.Goetzberger, J. Knobloch and B. Vob, " Crystalline Silicon Solar Cells ", John Wiley et Sons, Inc., New York, 1998.

[58] T. Desrues, " Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2009

[59] <https://www.pveducation.org/pvcdrom/tlm-measurement5> (Consulté le 18-12-2020).

- [60] D. T. Stevenson et al, "Measurement of Carrier Lifetimes in Germanium and Silicon" *Journal. Appl. Phys.* 26, 190, 1955.
- [61] H. Nagel et al, "Generalized analysis of quasi-steady-state and quasi-transient measurements of carrier lifetimes in semiconductors ", *Journal of Applied Physics*, vol. 86, n° 11, pp. 6218-6221, 1999.
- [62] R. A. Sinton et al, "Contactless determination of current-voltage characteristics and minority-carrier lifetimes in semiconductors from quasi-steady-state photoconductance data ", *Applied Physics Letters*, vol. 69, n°17, pp. 2510-2512, 1996.
- [63] J-F. Lelievre, "Elaboration de SiNx:H par PECVD : optimisation des propriétés optiques, passivantes et structurales pour applications photovoltaïques ", Thèse Doctorat. INSA de Lyon, 2007.
- [64] Y. Sayad, "Détermination de la longueur de diffusion des porteurs de charge minoritaires dans le silicium cristallin par interaction lumière matière ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2009.

Chapitre

IV

*Calculateurs et méthode de
calculs des pertes*

Chapter IV : Calculateurs et méthode de calculs des pertes

Dans ce chapitre, on présente et on décrit tout d'abord les logiciels, PC1D, PC2D et PC3D, pour la modélisation des cellules solaires. Nous nous intéressons par la suite aux calculs théoriques utilisés dans ce travail pour la détermination des différentes pertes dans le rendement des cellules solaires.

Dans une première partie, nous présentons un descriptif du logiciel de simulation PC1D et sa mise en œuvre dans le cadre de notre travail.

Nous présentons ensuite, le logiciel de simulation PC2D utilisé pour la détermination des propriétés structurales, électroniques et optiques. Puis, le simulateur à trois dimensions PC3D.

Dans une seconde partie, nous proposons un calcul théorique des pertes optiques et résistives dues à la métallisation en faces avant et arrière, à travers la base et l'émetteur pour une cellule solaire industrielle avec des contacts déposés par sérigraphie.

IV.1 Simulation numérique sous PC1D :

La simulation est un ensemble de calculs effectué par les chercheurs à partir de modèles physiques dans le but d'étudier les résultats d'une action sur un élément virtuel sans réalisation de l'expérience sur l'élément réel. La simulation permet ainsi d'anticiper l'expérimentation. Elle est devenue un outil indispensable pour le développement des recherches, notamment en photovoltaïque, à moindres coûts et sans danger et en toute sécurité.

De nombreux programmes de simulation ont été développés au cours de ces dernières décennies afin de simuler le fonctionnement de différents types de cellules solaires. Nous citons à titre d'exemples les logiciels commerciaux les plus utilisés, à savoir :

- Sentaurus device de la société Synopsys (USA) [1],
- COMSOL [2],
- Atlas de Silvaco International (USA) [3],
- Le logiciel unidimensionnel libre PC1D [4] et les nouveaux simulateurs PC2D [5], PC3D [6].

Dans ce travail, nous avons utilisé les programmes PC1D, PC2D et PC3D pour la simulation de notre cellule solaire photovoltaïque en silicium de types PERT et PERC, comme on les verra au chapitre suivant.

IV.2 Présentation du simulateur PC1D

IV.2.1 Aperçu du logiciel PC1D :

PC1D est un logiciel de simulation des dispositifs à base de semi-conducteurs qui résout les trois équations fondamentales de transport des charges des électrons et des trous à une dimension (1D) (équations (II.87), (II.92), (II.93)). Il a été développé par P.A. Basore et ses collaborateurs à l'université « New South Wales » de Sydney en Australie, qui est l'une des pionnières dans ce domaine. Grâce à son interface simple et sa vitesse d'exécution, il est d'une grande importance dans le domaine des recherches photovoltaïques. Son utilisation est très pratique, il permet de simuler des cellules solaires à structures simples ou comme un intermédiaire de calcul pour les simulateurs multidimensionnels.

Le logiciel utilisé dans notre travail porte les caractéristiques suivantes :

- ✓ PC1D Version 5.9,
- ✓ Copyright © 1997 University of New South Wales,

La dernière version 5.9 de PC1D a été lancée à partir de février 2008. La simulation de la structure photovoltaïque selon les matériaux disponibles en fichiers data est réalisée en introduisant en premier lieu ses différents paramètres (géométrie, dopages, paramètres électriques et optiques, etc...), ensuite, on choisit l'excitation caractéristique et enfin, l'exécution du programme. Le logiciel PC1D est très performant, ces résultats de simulation sont très proches des résultats expérimentaux donc c'est un gain de temps et d'argent. La fenêtre du logiciel PC1D est présentée sur la figure IV.1. Le logiciel est divisé principalement en quatre parties, les trois premières sont pour la programmation où il faut introduire les paramètres du dispositif, des régions et de l'excitation. La quatrième partie concerne les résultats de la simulation donnés sous forme de données ou de graphes.

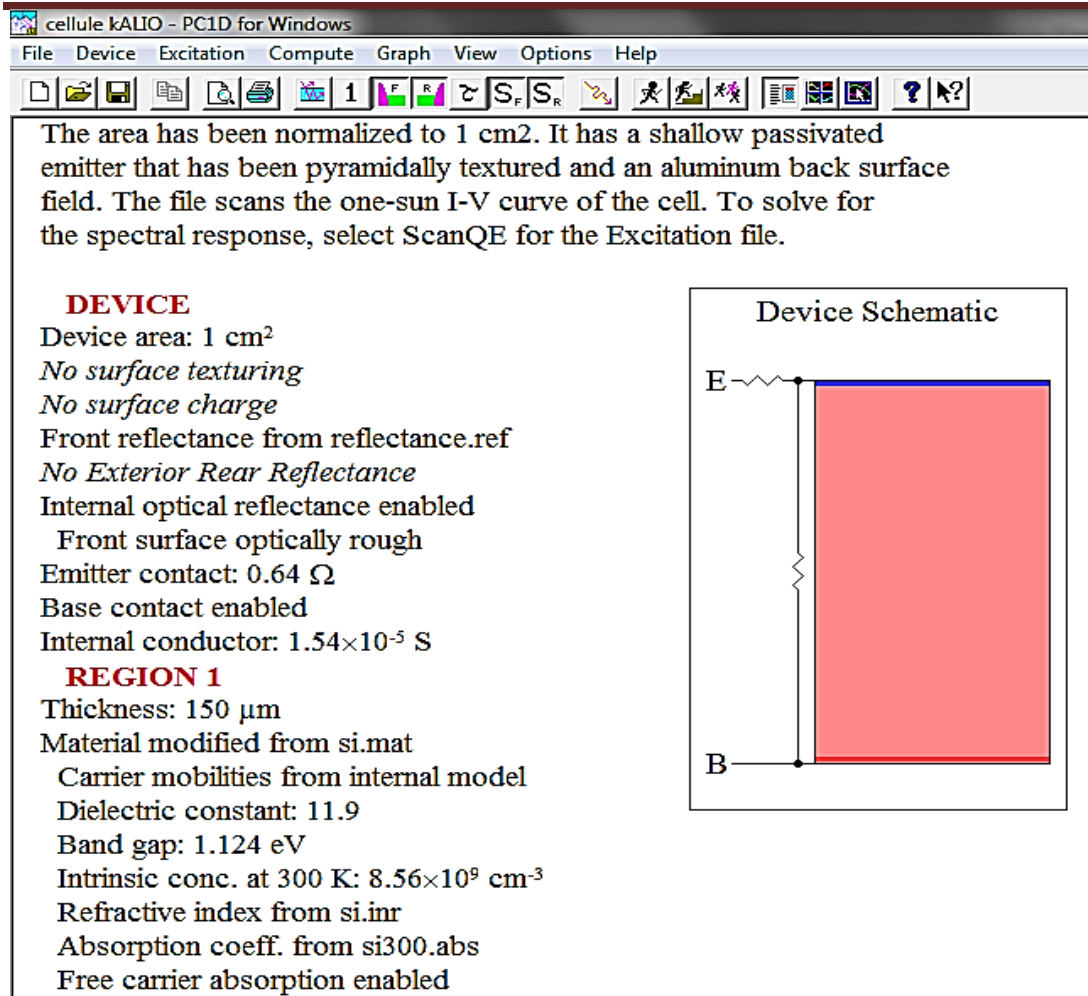


Figure IV.1: Logiciel de simulation PC1D en cours d'exécution.

IV.2.1.1 La partie dispositif « DEVICE »

C'est la partie où on définit la structure à simuler, les paramètres du dispositif sont classés comme suit :

- ✓ La surface du dispositif,
- ✓ La texturation (avant et/ou arrière),
- ✓ La densité de charge surfacique (avant et/ ou arrière),
- ✓ La réflectance externe (avant et/ou arrière),
- ✓ La réflectance interne,
- ✓ Les résistances séries internes,
- ✓ Les résistances shunt (parallèles) internes.

IV.2.1.2 La partie « REGIONS »

PC1D nous permet de créer plusieurs régions en fonction de leurs géométries et de leurs propriétés. Dans chaque région, les paramètres présentés sont les suivants :

- ✓ L'épaisseur du matériau,
- ✓ Le type de matériaux utilisés. Un ensemble de paramètres décrivant le matériau est stocké dans des fichiers d'extension qui sont : les mobilités ($\text{cm}^2/\text{V.s}$), l'énergie du gap (eV), l'indice de réfraction, la concentration intrinsèque (cm^{-3}), le coefficient d'absorption optique (cm^{-1}) des porteurs libres,
- ✓ Le type et la concentration des dopages,
- ✓ Les durées de vie des porteurs,
- ✓ Les vitesses de recombinaison (avant et/ou arrière).

IV.2.1.3 La partie « EXCITATION »

Cette partie contient les paramètres d'excitation qui sont :

- ✓ Deux fichiers intégrés dans le logiciel permettent de simuler les différentes caractéristiques comme (courant / tension) et (puissance / tension) en utilisant le fichier « One-Sun.exc » (intensité globale de tout le spectre d'un seul soleil : généralement celui d'AM1.5 Global), ou la réponse spectrale en utilisant le fichier « Scan-Qe.exc » (intensité pour chaque longueur du spectre).
- ✓ Le mode d'excitation : il y a trois modes d'excitation qui sont le mode d'équilibre, stationnaire et transitoire (le choix du mode détermine l'état final que la solution atteindra avant de s'arrêter). La solution procédera toujours en résolvant d'abord pour le mode d'équilibre, puis celui de l'état stable, et enfin transitoire)[7]. Pour une bonne simulation numérique, le mode transitoire est généralement utilisé.

IV.2.1.4 La partie « RESULTS »

Cette partie est consacrée à la représentation et la visualisation des résultats de la simulation. Les résultats que nous pouvons obtenir en utilisant le fichier d'excitation « One-Sun.exc » sont :

- ✓ La valeur du courant de court-circuit I_{CC} ,
- ✓ La valeur de la tension en circuit-ouvert V_{CO} ,
- ✓ La valeur de la puissance maximale,

Le fichier « Scan-Qe.exc » permet de visualiser les trois courbes de réflectance, du rendement quantique externe (RQE : EQE) et du rendement quantique interne (RQI : IQE).

IV.3 Le simulateur PC2D

Le logiciel numérique PC2D « **P**ersonal **C**omputer **T**wo **D**imension » est un récent simulateur de dispositifs de cellules solaires à base de silicium, de germanium et d'arséniure de gallium, qui modélise entièrement les effets bidimensionnels (2D) [8]. La simulation bidimensionnelle est plus précise, elle nous permet d'étudier plus en détails la structure de la cellule solaire. L'idée de la possibilité d'étendre le PC1D à deux dimensions a été introduite en 1996, mais elle a été reportée par ses concepteurs jusqu'à ce qu'ils choisissent une interface simple et précise [9]. En 2011, Paul Basore et Kirsten Cabanas-Holmen de Hanwha Solar American Company (Usa) ont présenté le nouveau simulateur PC2D à deux dimensions pour les cellules solaires. Il a été développé sur la base de Microsoft Excel en utilisant l'outil de Visual Basic pour Applications (VBA), qui a été implémenté dans un classeur Excel.

Les équations de dérive-diffusion des semi-conducteurs pour les électrons et les trous dans la base ((II-88) et (II-89)) sont résolues numériquement à l'aide d'une solution itérative de formules cellulaires contenant des références circulaires [8]. Le calcul itératif est effectué dans chaque cellule contenant la formule numérique. Ces formules sont sous forme de références circulaires (En Excel : une référence circulaire est une formule qui fait référence à sa propre cellule, directement ou indirectement), puis les résultats sont affichés sous forme de valeurs dans les cellules qui contiennent les formules.

IV.3.1 Méthode numérique

La région simulée par PC2D est définie comme la petite région élémentaire de la cellule solaire avec une surface de 1 cm^2 . La « région de solution » (la plus petite partie qui se répète) est généralement choisie du centre du contact au milieu entre les centres de deux contacts successifs.

Cette région est divisée en une grille de 400 éléments rectangulaires identiques de 20 colonnes de large par 20 lignes de haut, les coins de ces éléments forment un maillage rectangulaire de 21×21 nœuds [8]. Cette grille est représentée numériquement (matrice) sur la feuille Excel avec les équations de chaque cellule (figure IV.2).

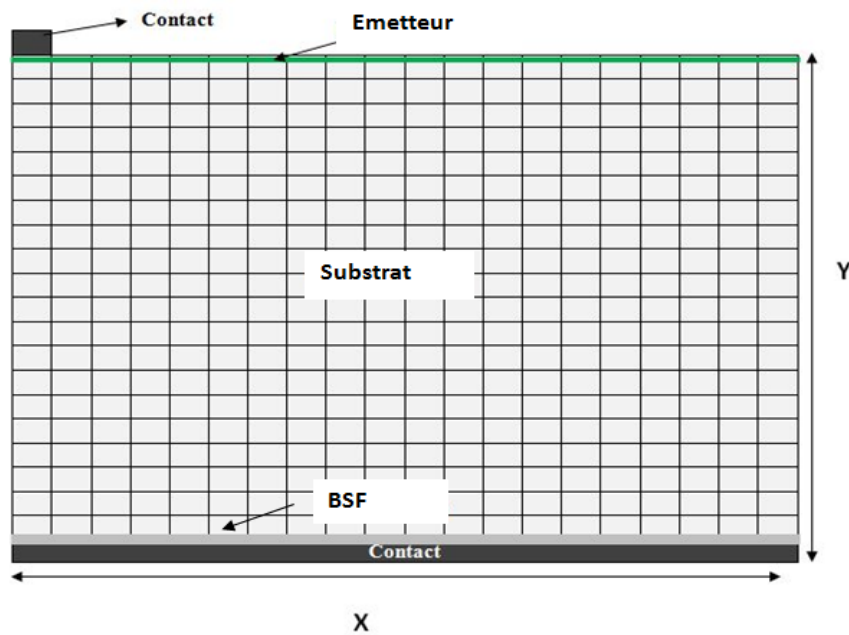


Figure IV.2 : Grille de simulation [10].

Chaque nœud intérieur est le point d'intersection de quatre éléments finis rectangulaires qui se rencontrent en ce nœud (figure IV.3), sauf pour un nœud situé en surface haut (top) et bas (bottom) qui est effectivement le point d'intersection de deux éléments finis rectangulaires.

Il est à noter que chaque nœud de la « région de la solution » correspond à une cellule de la feuille de calcul.

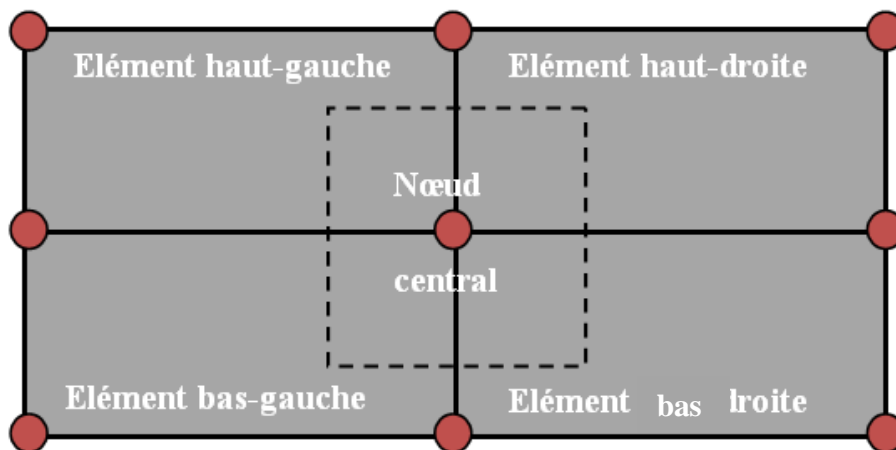


Figure IV.3 : Présentation schématique nodale.

Les valeurs respectives du potentiel quasi-Fermi des électrons et des trous φ_n, φ_p de chaque nœud normalisé par la tension thermique ($V_t = k_B T/q$), où k_B est la constante de Boltzmann, T est la température absolue et q est la charge des électrons, sont calculés à partir des équations :

$$\begin{cases} \varphi_p(x, y) = V_t \ln[C_{0p} + x.C_{xp} + y.C_{yp} + x.y.C_{xyp}] \\ \text{et} \\ \varphi_n(x, y) = -V_t \ln[C_{0n} + x.C_{xn} + y.C_{yn} + x.y.C_{xyn}] \end{cases}$$

Les quatre coefficients « C » pour chaque équation sont déterminés à partir des valeurs de φ_n et φ_p respectivement, aux quatre coins de l'élément (voir figure IV.3). Le potentiel électrostatique ψ de chaque nœud normalisé par rapport à V_t , est calculé à partir de la fonction des potentiels de quasi-niveau de Fermi φ_n et φ_p puisqu'il existe une relation entre eux comme on l'a vu au paragraphe 7.2 du chapitre II.

IV.3.2 Simulation :

Le classeur de simulation Excel est composé de douze feuilles de calcul selon l'ordre suivant : « Excitation », « Device », « Recombination », « Phi_n », « Phi_p », « Psi », «Gamma», « Photogénération», « Current », « Transform », « Jacobian » et « Help ».

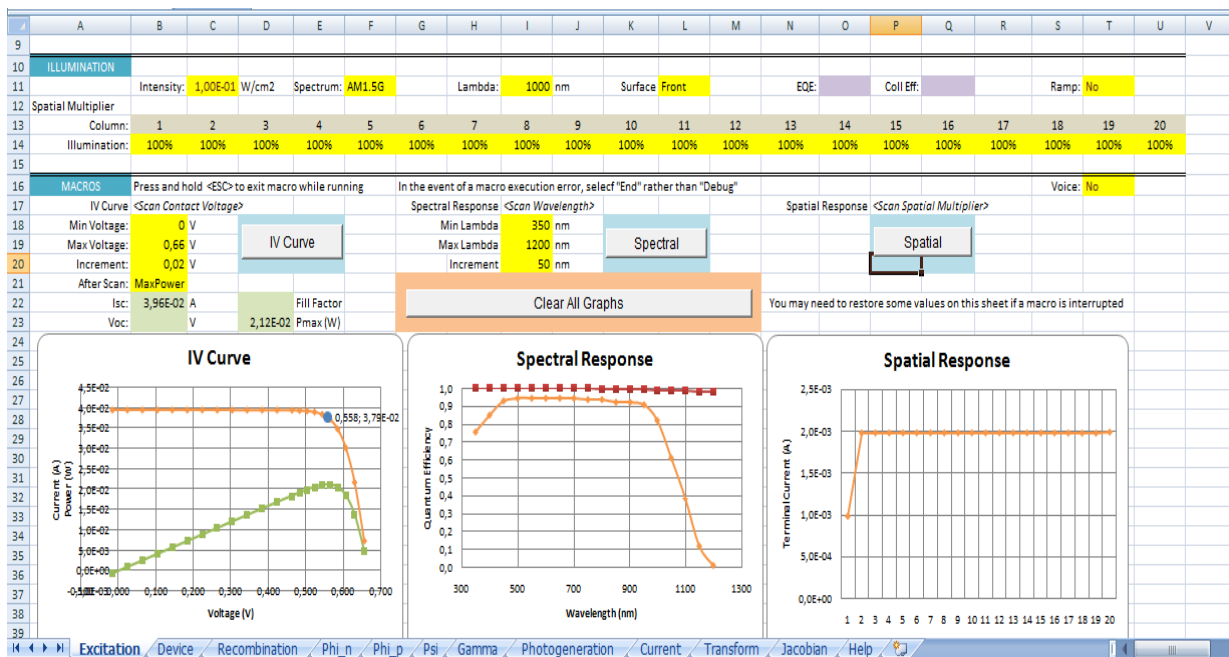


Figure IV.4:Présentation de l'interface du logiciel PC2D.

IV.3.2.1 La feuille « Device » :

1. Partie structure

Les parties «structurelles» de la cellule sont définies par la largeur (X : la moitié du pas entre deux contacts), la hauteur (Y), la profondeur (Z) et une surface de la région à simuler (figure IV.5).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	
1	STRUCTURAL	Recalculate Photogeneration after any change to the Structural parameters																						
2		delta X:	4.50E-03 cm		delta Y:	7.50E-04 cm		delta Z:	1.11E+01 cm		Y/X:	0.1667	aspect ratio			Size:	20	Rows&Columns						
3		Width:	9.00E-02 cm		Height:	1.50E-02 cm		Depth:	1.11E+01 cm		Area:	1.00E+00	(Width*Depth) cm^2			Sides:	-1	-1=reflecting, +1=repeating						
4																								

Figure IV.5: Partie structurelle de la cellule.

2. Partie électrique :

Cette partie définit les composants électriques de la cellule, y compris la concentration du dopage de la base, une valeur positive indique un dopage de type « P » et une valeur négative indique un dopage de type « N ». Les durées de vie « τ_n , τ_p » et les constantes de diffusion « D_n , D_p » des électrons et des trous sont choisis en fonction du dopage de la base. Ces paramètres sont calculés à partir du logiciel PC1D. Les grandeurs mentionnées précédemment permettent de calculer la résistivité de la base « ρ » ainsi que le ratio de la longueur de diffusion par rapport à la hauteur de la photopile « L/H ». Ces paramètres sont donnés à la température ambiante de 25 °C.

On introduit la valeur de la résistance carrée de la couche sur la face avant (front) (par exemple celle de l'émetteur ou du FSF : Front Surface Field (Champ de Surface avant)) et la face arrière (par exemple de l'émetteur en face arrière ou du BSF), cette résistance peut être calculée à l'aide d'un modèle avec PC1D en introduisant son type du dopage et sa concentration ou bien tirée de l'expérience. Une valeur positive indique un dopage de type P, une valeur négative indique un dopage de type N, une valeur nulle si la surface est non dopée [10].

3. Partie circuit

Les contacts sont définis en mettant « 1 » là où il y a une connexion métallique et « 0 », là où il n'existe pas. Les résistances extérieures de série dues aux contacts métalliques doigts, busbarres, résistances de contact semi-conducteur/métal, etc... que nous verrons plus loin et shunt sont introduites manuellement dans les cellules H15 et L15 (voir figure IV.6). Les résistances série dues aux résistivités des différentes couches de la cellule : émetteur, base et BSF ne sont pas ajoutées car elles sont prises en compte intérieurement par des modèles dans PC2D.

The figure displays two screenshots of an Excel spreadsheet, labeled H15 and L15, showing electrical parameters for a structure. Both screenshots show a grid of cells with various numerical values and units. The top screenshot (H15) has a frequency $f_c = 0.4$, and the bottom screenshot (L15) has $f_c = 0$. The parameters include:

- Electrical Parameters:** N, τ_n , τ_p , Dp, Rho, Dmaj, Dmin, Vt, Auger coefficient.
- Sheet Rho (ohms/sq):** Values for Top and Bottom rows across columns A-W.
- Circuit Parameters:** Additional Rs, Additional Gsh, Contacts (0 = no contact, 1 = contact), Shunt conductance (siemens), Shunt node branches, Shunt conductance per branch, Central node potential.

Figure IV.6 : Paramètres électriques de la structure.

4. Parties de l'optique

Ce sont la transmission, la réflexion spéculaire (directe ou unidirectionnelle, obéissant aux lois optiques de Snell-Descartes sur une surface parfaitement plane), la réflexion diffuse (déviation lors de la réflexion sur une surface irrégulière d'un faisceau unidirectionnel dans de nombreuses directions) voir Figure IV.7, et le facteur de brume (haze) pour les surfaces supérieure et inférieure (la brume de l'environnement se trouvant sur les surfaces de la cellule et qui jouent un rôle dans les pertes optiques et qui déterminent la qualité de la planéité d'une surface). Ce dernier nous renseigne sur la nature de la surface (par exemple un facteur de brume de 80 % signifie qu'autant de pourcentage de la surface est diffuse et 20 % est spéculaire).

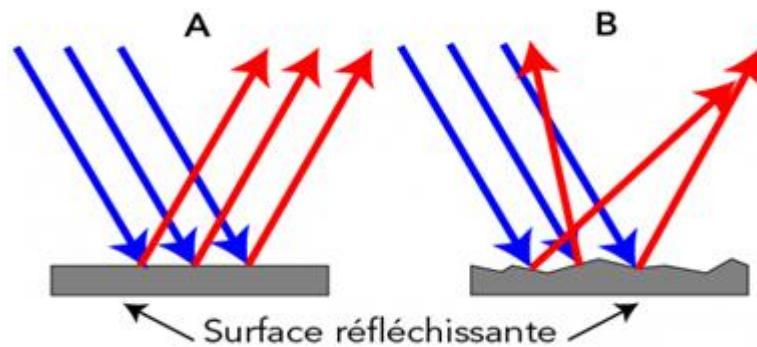


Figure IV.7 : Réflexion spéculaire (image A) et réflexion diffusion (image B) [11].

La partie supérieure des paramètres optiques concerne les valeurs globales de ces paramètres sur les deux surfaces avant et arrière (top and bottom). La partie suivante concerne ces valeurs optiques en fonction de la position X des surfaces. La partie inférieure concerne les valeurs optiques en fonction de la longueur d’onde. Ces valeurs sont calculées en utilisant PC1D (voir figure IV.8).

OPTICAL Recalculate Photogeneration after any change to the Optical parameters																																			
25	Top-surface transmission:	97%	Top internal specular reflectance:										5%	Bottom specular reflectance:										80%	Bottom-surface haze:										50%
26	Top-surface haze:	80%	Top internal diffuse reflectance:										92%	Bottom diffuse reflectance:										90%											
27	Spatial Multiplier																																		
28	Column:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20														
29	Trans(top)	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
30	Haze(top)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
31	Rspec(top)	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
32	Rdiff(top)	70%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
33	Haze(bot)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
34	Rspec(bot)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
35	Rdiff(bot)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%														
36																																			
37	Wavelength Multiplier																																		
38	Wavelength:	0	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1.00E+10													
39	Trans(top)	61.29%	61.29%	78.64%	90.73%	97.91%	99.40%	99.56%	100.00%	99.97%	99.84%	99.61%	99.29%	98.91%	98.50%	98.08%	97.67%	97.27%	96.89%	96.52%	96.19%	96.19%													
40	Haze(top)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%													
41	Rspec(top)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%													
42	Rdiff(top)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%													
43	Haze(bot)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%													
44	Rspec(bot)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%													
45	Rdiff(bot)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%													
46																																			

Figure IV.8: Paramètres optiques.

IV.3.2.2 La feuille « Recombination » :

C’est la feuille où on introduit toutes les valeurs des courants de recombinaison. La partie supérieure de la feuille concerne le courant de recombinaison superficielle dans les zones quasi-neutres (N et P), J_{01} est le courant de recombinaison dans la zone de charge d’espace (ZCE) et J_{02} pour les deux faces avant (top) et arrière (bottom) (figure IV.9). Ces valeurs sont calculées en utilisant PC1D [12].

La partie inférieure concerne la recombinaison au voisinage de chaque nœud de la structure à simuler.

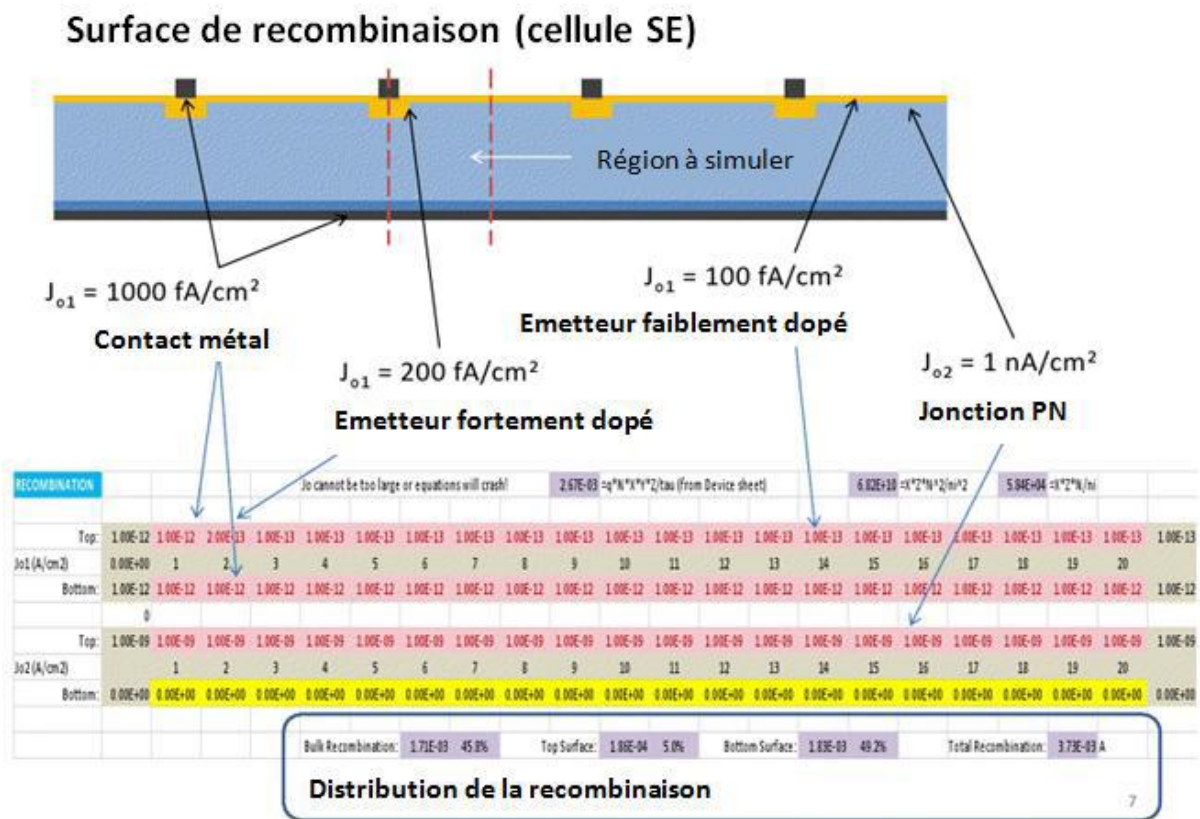


Figure IV.9 : Recombinaisons dans les différentes zones de la structure.

Le moyen le plus simple de trouver J_{s1} (dans les zones neutres) à l'aide de PC1D est de configurer une cellule solaire selon les étapes suivantes (figure IV.10) [12] :

- ✓ Faire entrer dans PC1D les paramètres liés uniquement à la surface concernée : la surface, la texture, le profil de dopage, la charge et la vitesse de recombinaison de la surface supérieure ou inférieure,
- ✓ S'assurer que le circuit électrique de la cellule ne possède pas des résistances extérieures série ($R_s = 0$) et shunt ($R_p = \infty$),
- ✓ Inverser le dopage de la surface adjacente par rapport à celui de la surface étudiée et ceci pour créer une jonction,
- ✓ Prendre une durée de vie de base (bulk) à une valeur élevée (par exemple 1 seconde) et la vitesse de recombinaison nulle pour la surface opposée,
- ✓ Appliquer une polarisation directe dans l'obscurité ($V \sim 0,5 \text{ Volts}$) puis enregistrer le courant d'obscurité J (en utilisant PC1D).
- ✓ Le courant de recombinaison est calculé en utilisant la formule : $J_{s1} = J e^{\frac{-V}{V_t}}$

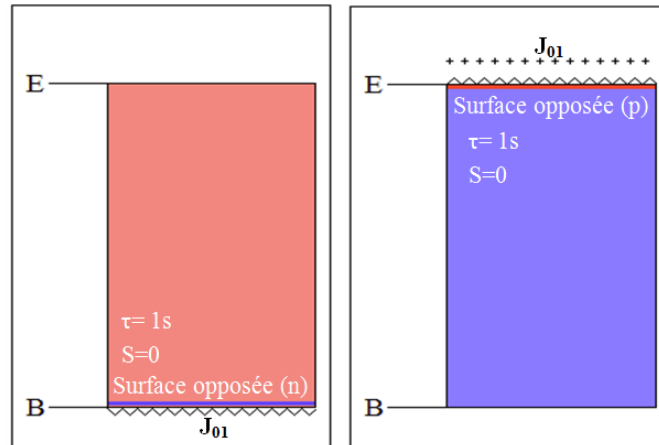


Figure IV.10 : Calculs des courants de recombinaison J_{s1} (à droite : surface avant, à gauche : surface arrière).

Pour déterminer le courant de recombinaison J_{s2} (dans la ZCE), on utilise les mêmes procédures décrites ci-dessus, mais on applique une polarisation directe V dans l'obscurité, plus faible ($V \sim 0,2$ volts). Le courant J_{02} est calculé à partir de la formule $J_{s2} = J e^{\frac{-V}{2V_t}}$. Un calcul détaillé de la densité du courant de saturation J_{s1}, J_{s2} est présenté en Annexe C.

IV.3.2.3 La feuille « Photo-génération » :

La feuille de photo-génération, c'est la feuille d'exécution des calculs optiques, conduisant à une valeur de photo-génération dans chacun des 400 éléments rectangulaires. Sur la feuille Photo-génération (figure IV.11), on peut redéfinir le fichier du spectre solaire global de référence **AM1.5G** utilisé dans les différents calculs.

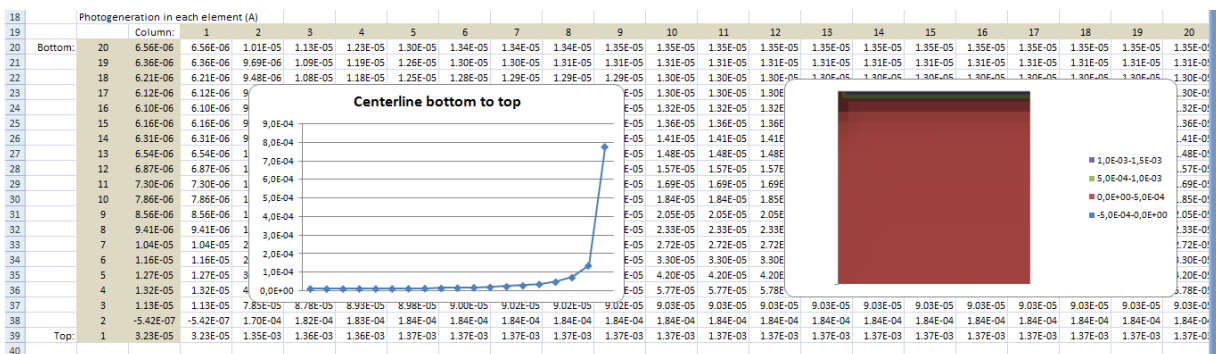


Figure IV.11 : Photogénération à travers la structure simulée.

IV.3.2.4 La feuille « Excitation » :

L'Excitation permet d'ordonner à PC2D de trouver une solution suivant trois modes de fonctionnement : direct « Live », exécutif « Run » et « Drive ».

Le programme peut exécuter sous le mode " Live " en prenant les cellules B4 et B5 de cette feuille égale à « 1 » (figure IV.12). Dans ce mode, toute modification de n'importe quelle cellule du classeur entraîne en conséquence immédiatement l'ajustement de la solution. Chaque ajustement nécessite de nombreuses itérations pour reconverger vers une solution.

Ce mode direct peut être très lent dans certains cas, surtout si nous utilisons le spectre AM1.5G ou si nous modifions de nombreux paramètres. Pour cela, il est préférable d'utiliser le mode « Run », dans ce mode, les cellules B4-B6 sont initialement définies sur « 1 » ou « 0 » (tenant compte de la dernière solution). En cas des modifications apportées à la structure à simuler, le bouton « Reset », « Réinitialiser » dans la cellule L17 sur la feuille d'excitation peut être utilisé pour identifier la cellule et construire une nouvelle cellule propre. Une fois cela fait, lancer le programme (B4=B5=1). Le troisième mode de fonctionnement (Drive) constitue un ensemble de macros. Ces macros sont fournies pour automatiser les tâches communes telles que le balayage de la courbe de courant-tension (I-V), la courbe des rendements quantiques (RQE, RQI) et la courbe du LBIC (**L**aser **B**eam **I**nduced **C**urrent).

La méthode LBIC (courant induit par faisceau lumineux) repose sur la mesure du photocourant généré par éclairage d'une longueur d'onde donnée. Dans l'expérimental, un laser est utilisé pour fournir un éclairage monochromatique à différentes longueur d'onde λ , chacune étant associée à une profondeur de pénétration précise.

Une fois la courbe (I-V) terminée, trois grandeurs sont affichées au-dessus de la courbe (I-V), qui sont : le courant de court-circuit I_{cc} (A), la tension de circuit ouvert V_{co} (V), la puissance maximale de sortie (max power out) en watts (W).

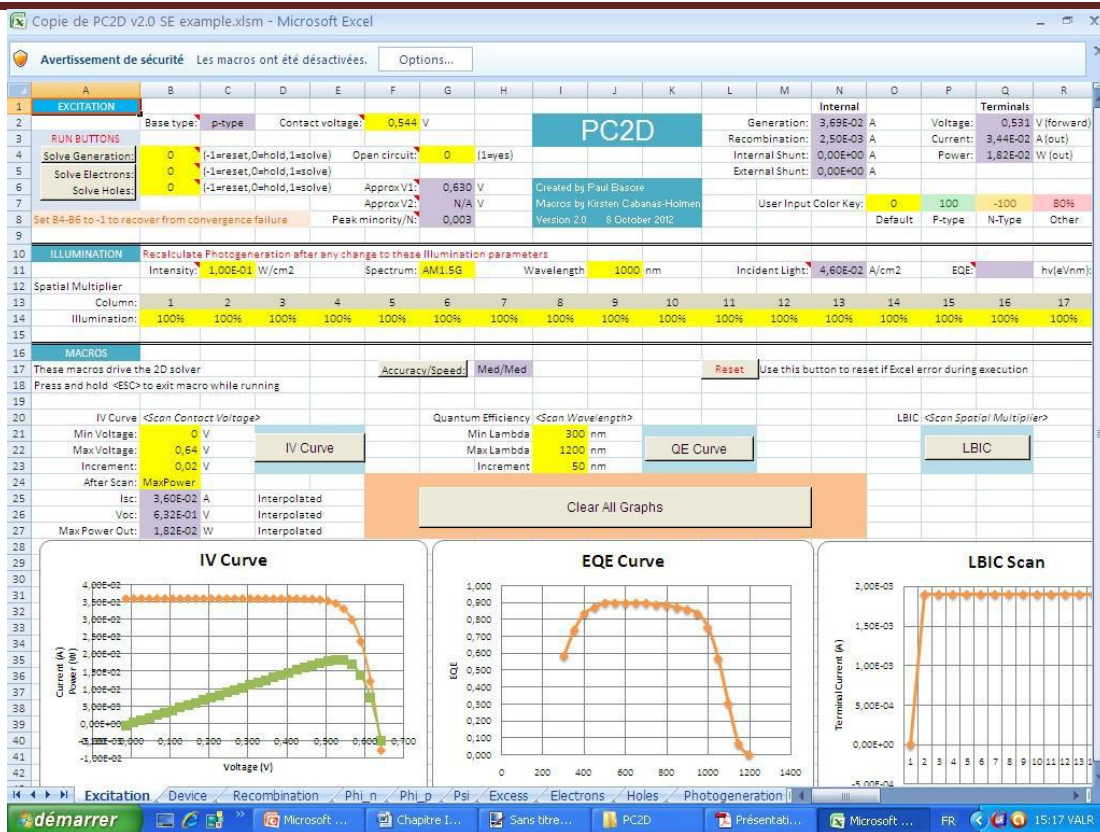


Figure IV.12: Feuille d'exécution (excitation).

IV.3.3 Le simulateur PC3D :

PC3D est un programme d'analyse numérique open source pour simuler le fonctionnement interne des cellules solaires au silicium en 3 dimensions. Il utilise Excel pour fournir une interface familière qui ressemble à PC2D avec douze feuilles et facile à utiliser pour spécifier les paramètres et explorer l'espace de la solution. Il est idéal pour ceux qui cherchent à obtenir une meilleure compréhension de la physique des cellules solaires.

PC3D a été initialement développé en 2019 dans le but de combiner les meilleures fonctionnalités des interfaces utilisateurs de PC1D et PC2D dans un programme qui pourrait modéliser efficacement les cellules solaires au silicium en trois dimensions et fournir un moyen visuel efficace d'explorer la solution résultante. Comme pour PC2D, Microsoft Excel fournit l'interface utilisateur pour PC3D, mais tous les calculs sont effectués dans un code plutôt que dans des formules de feuille de calcul pour des solutions plus rapides. La première version publique était la version 1.3 de fin octobre 2019. Le code du programme est entièrement disponible gratuitement [6].

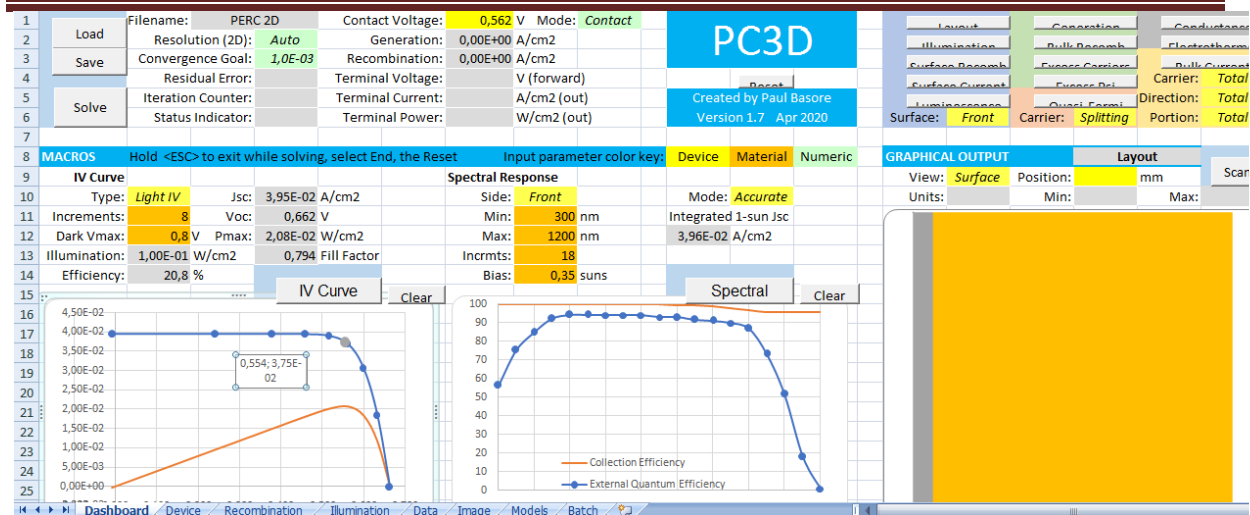


Figure IV.13 : Présentation de la feuille principale de l'interface du logiciel PC3D

IV.4 Mécanismes des pertes résistives de la métallisation de la face avant

La métallisation en face avant est l'une des plus importantes étapes pour la fabrication des cellules solaires à l'échelle industrielle. Au cours des dernières années, la géométrie du motif de la grille de la face avant de la cellule photovoltaïque, a fait l'objet de nombreuses recherches, notamment dans le but d'optimiser les paramètres importants des procédés de métallisation.

Dans cette partie, nous présentons une étude plus détaillée sur les pertes électriques et optiques dans la cellule solaire. Ces différentes pertes doivent donc être réduites pour maximiser le rendement des cellules solaires. Par ailleurs, la géométrie des contacts métalliques de la face avant doit également être optimisée pour réduire les pertes résistives dues à la résistance série et les pertes optiques dues à la réflexion de la lumière incidente sur la grille métallique.

IV.4.1 Les pertes résistives :

La résistance série R_s de la cellule solaire est due à la résistivité des différents composants de la cellule : les résistances de l'émetteur et de la base, la résistance de contact entre le métal et le silicium et finalement les résistances des métaux des contacts avant et arrière.

Il est nécessaire de minimiser le plus extrêmement possible les résistances des divers composants de la cellule, pour limiter son influence sur le facteur de forme FF et le courant de court-circuit I_{cc} de la cellule.

Pour les cellules solaires industrielles au silicium, le facteur de forme diminue d'environ 4,5 % en valeur absolue à 5,5 % par $1 \Omega \cdot \text{cm}^2$ d'augmentation de la résistance série [13].

Les résistances de l'émetteur et de la grille de la face avant (lignes ou doigts (fingers) et busbarres (bus de collecte ou barres collectrices)) contribuent majoritairement à la résistance série.

La figure IV.14 présente les différents éléments résistifs de la résistance série dans le cas d'une cellule standard en silicium avec une grille en face avant et une métallisation pleine plaque en face arrière (cellule Al-BSF). Le courant généré par la cellule solaire est collecté par une couche d'aluminium entièrement métallisée sur la face arrière et par une grille en forme de H (forme de peigne), constitué de fins doigts métalliques à l'avant de la cellule, perpendiculaires aux busbarres.

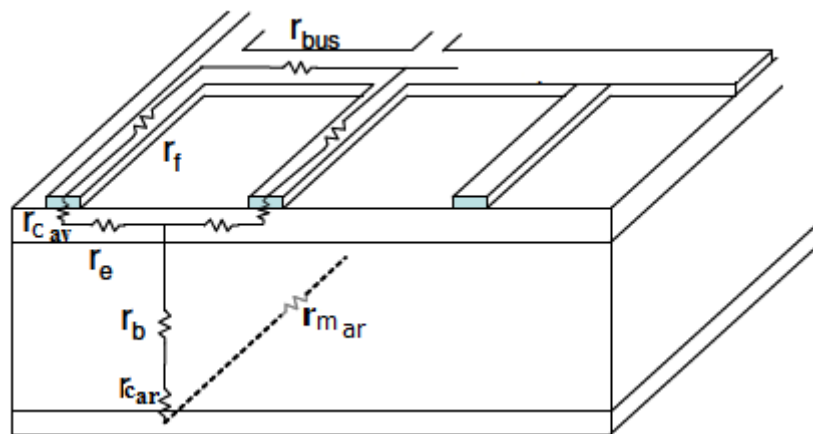


Figure IV.14 : Différentes contributions de la résistance série d'une cellule photovoltaïque [13].

La résistance série totale R_s est égale à la somme des différentes contributions des résistances illustrées sur la figure IV.14 :

Avec :

- ✓ r_{bus} : résistance du busbarre (bus de collecte),
- ✓ r_f : résistance d'une ligne (doigt ou finger) en face avant,
- ✓ $r_{c_{av}}$: résistance de contact de la grille avant (à l'interface métal-émetteur au Si),
- ✓ r_e : résistance de l'émetteur,
- ✓ r_b : résistance de la base,
- ✓ $r_{c_{ar}}$: résistance de contact à l'interface entre la base et la métallisation arrière,
- ✓ $r_{m_{ar}}$: résistance de la couche métallique sur la surface arrière.

Les calculs détaillés des différentes résistances série d'une cellule solaire, sont présentés en **Annexe B**.

IV.4.2 Les pertes optiques par ombrage :

Les contacts métalliques présents sur la face avant de la cellule solaire au silicium, entraînent une perte optique par différents types de réflexion (externes et internes) d'une partie de la lumière incidente (pris en compte dans PC1D, PC2D et PC3D, selon des modèles internes), ce qui limite le courant photo-généré.

En plus de ces pertes optiques, on définit le taux de recouvrement F (taux d'ombre) d'une cellule solaire, comme le rapport entre la surface de recouvrement de la grille métallique et la surface totale de la cellule [14].

Le taux total d'ombre F d'une cellule solaire est la somme du taux de recouvrement des busbarres F_{bus} et des lignes F_{fing} . Pour le déterminer, on définit la plus partie élémentaire sur la face avant comme montré sur la figure A.1 de l'**Annexe A** et où est développé également le calcul détaillé du taux d'ombrage et qui est donné par l'expression suivante :

$$F = F_{bus} + F_{fing} = \frac{1}{d} \left(w_f + \frac{p \cdot W_{bus} (d - w_f)}{L} \right) \quad (IV.1)$$

Avec

F : taux de recouvrement d'une grille métallique en face avant en %,

F_{bus} : taux de recouvrement des busbarres de la grille en %,

F_{fing} : taux de recouvrement des lignes (doigts : fingers) de la grille en %,

d : espace entre les milieux de deux lignes,

W_f : largeur d'une ligne en face avant,

W_{bus} : largeur d'un busbarre,

p : nombre de busbarres,

L : côté de la cellule carrée.

Le taux d'ombre d'une cellule solaire industrielle en silicium est compris entre 7 et 10 % selon la forme géométrique et les dimensions des contacts [15].

IV.5 Optimisation de la géométrie de la grille de métallisation :

L'objectif de l'étude est l'optimisation de la géométrie de la grille de métallisation en face avant et de calculer les pertes de puissance d'une cellule photovoltaïque, une analyse détaillée des pertes optiques et électriques des contacts métalliques supérieurs a été réalisée.

La grille de la métallisation des cellules solaires est conçue grâce au dépôt d'une pâte d'argent sur un masque en forme de peigne, composée des lignes de contact (appelée aussi doigts ou fingers en anglais) et de barres collectrices (busbarres) perpendiculaires aux lignes. Pour la détermination de ces différentes pertes, il est utile de découper le modèle de la grille en différentes cellules unitaires, comme illustré sur la figure IV.15. Chaque cellule unitaire représente le plus petit élément de symétrie du motif de grille.

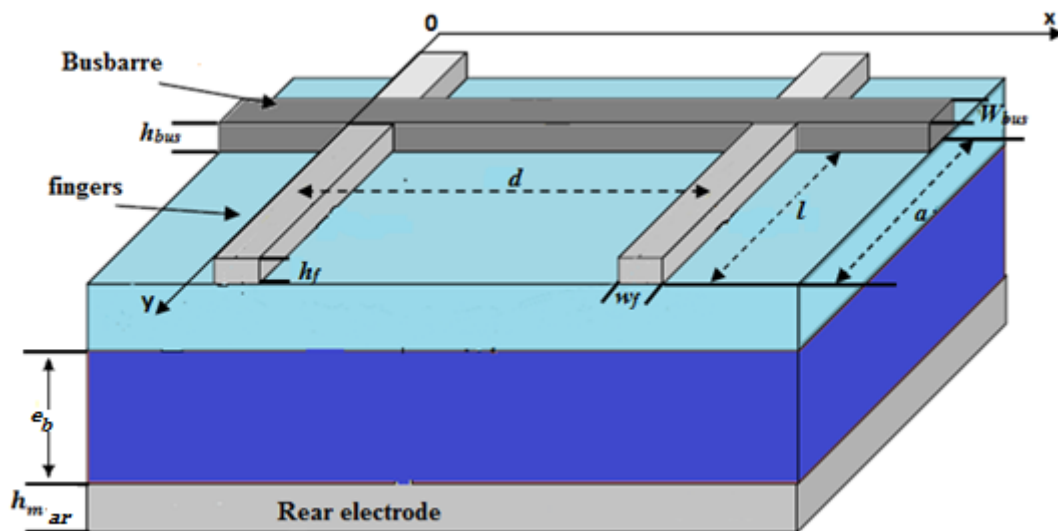


Figure IV.15 : Schéma représentant les principales dimensions d'une cellule photovoltaïque.

Les définitions des symboles utilisés pour le calcul des pertes résistives et optiques de la cellule solaire sont données dans le tableau IV.

Tableau IV.1: Paramètres utilisés pour la simulation du calcul des pertes totales pour une cellule solaire.

Symbole	Définition du symbole
a	Longueur de la cellule unitaire
e_b	Épaisseur de la base
$R_{e\Box}$	Résistance carrée de l'émetteur
l	Longueur du contact
ρ_b	Résistivité de la base
h_{bus}	Hauteur des busbarres
h_f	Hauteur des lignes
$\rho_{mf_{av}}$	Résistivité des lignes en face avant
ρ_{bus}	Résistivité du busbarre
$\rho_{m_{ar}}$	Résistivité du métal déposé en face arrière
$\rho_{c_{av}}$	Résistivité de contact entre les lignes et l'émetteur (Front)
$\rho_{c_{ar}}$	Résistivité de contact face arrière entre le métal et le BSF
$h_{m_{ar}}$	Épaisseur du métal en face arrière

Comme on l'a constaté précédemment dans le chapitre **III.4.5**, les contacts métalliques pour les cellules photovoltaïques industrielles sont déposés sur les deux faces de la cellule. Les contacts en face avant comme en face arrière, sont réalisés par la diffusion des éléments métalliques de la pâte sérigraphique en s'adhérant aux semi-conducteurs après recuit thermique comme cela a été vu au chapitre **III**. Ces éléments métalliques constitutifs sont généralement l'argent pour la pâte de la face avant et un mélange argent et aluminium pour la face arrière ou de l'aluminium seul. Ces contacts métalliques conduisent le courant photo-généré par la cellule solaire vers le circuit extérieur.

Les contacts sont généralement réalisés à l'aide d'un procédé utilisé depuis longtemps en microélectronique, une technologie appelée sérigraphie (voir paragraphe **III.4.5.1** du chapitre précédent) qui domine la marché mondial avec près de 98 % [16]. Une pâte de métallisation à base d'argent de 100 à 200 mg (200 à 900 mg pour l'aluminium) pour une cellule de surface (156,75 mm x 156,75 mm) dont une projection en 2030 est de la réduire entre 50 et 100 mg (pour l'aluminium, c'est entre 200 mg pour une cellule bifaciale à 700 mg

pour la monofaciale) [16], est imprimée sur la face avant à une vitesse d'impression de l'ordre de $0,1$ à $0,3 \text{ m.s}^{-1}$, suivie d'un recuit thermique.

La grille en face avant d'une cellule solaire pour les applications industrielles se compose de 60 à 100 lignes « fingers » avec une largeur de doigts comprise entre 80 à $120 \mu\text{m}$, environ $35 \mu\text{m}$ de largeur des doigts sont actuellement en production [17] avec une prédiction à $20 \mu\text{m}$ vers 2030 [16] et une hauteur variable de 10 à $30 \mu\text{m}$, et 2 à 3 busbarres d'une largeur de 1 à $1,5 \text{ mm}$ pour une hauteur de $12 \mu\text{m}$ en 2020 (figure IV.16), dont une projection en 2030 est de la réduire jusqu'à $8 \mu\text{m}$ [16].

Les cellules avec 3 et 4 busbarres sont à peine à 12 % en production pour l'année 2019. Au cours de cette même année, ce sont les cellules à 5 busbarres qui dominent avec 72 % du marché. Les cellules à 6 busbarres font leur rentrée dans le marché avec 8 %. Toutefois, les prochaines cellules seront dépourvues de busbarres avec l'introduction de nouvelles technologies [16].

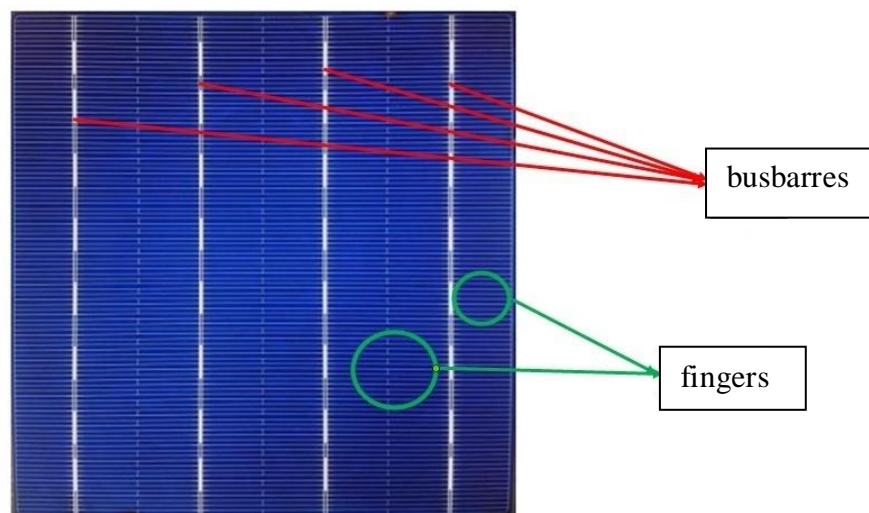


Figure IV.16 : Forme de la grille (fingers + busbarres) avant d'une cellule conventionnelle à 4 busbarres [18].

IV.6 Calcul des pertes totales dues aux résistances série et au taux d'ombre :

IV.6.1 Modèle analytique pour simuler la résistance série et taux d'ombre :

Afin de minimiser les pertes électriques et optiques et d'optimiser les schémas de grille de métallisation. Un modèle analytique inspiré des travaux D. L. Meier et de D.K. Schroder [19] a été utilisé dans ces travaux, pour optimiser la conception de contact avant afin de

réduire la résistance de série et étudier l'effet des différents paramètres de la métallisation sur R_s .

Les expressions utiles pour le calcul des différentes contributions résistives et optiques de la cellule sont données dans les tableaux IV.2 (voir **Annexe B** pour les détails).

Tableau IV.2 : Expression des composants de résistance en série et le taux d'ombrage pour une cellule solaire [19].

Composant résistif	Contribution à la résistance série normalisée $r_i (\Omega \cdot cm^2)$	Contribution à la résistance série $R_i (\Omega)$
Émetteur	$r_e = R_{e\Box} \frac{d^2}{12}$	$R_e = R_{e\Box} \frac{d^2}{12L^2}$
Contact en face avant	$r_{c_{av}} = \frac{d\sqrt{\rho_{c_{av}} R_{e\Box}}}{2} \cot g \left(\frac{w_f}{2} \sqrt{\frac{R_{e\Box}}{\rho_{c_{av}}}} \right)$	$R_{c_{av}} = \frac{d\sqrt{\rho_{c_{av}} R_{e\Box}}}{2L^2} \cot g \left(\frac{w_f}{2} \sqrt{\frac{R_{e\Box}}{\rho_{c_{av}}}} \right)$
Ligne en face avant	$r_f = \frac{dl^2 \rho_{mf_{av}}}{3h_f w_f}$	$R_f = \frac{dl^2 \rho_{mf_{av}}}{3h_f w_f L^2}$
Busbarre	$r_{bus} = \frac{d^2 l \rho_{bus}}{12W_{bus} h_{bus}}$	$R_{bus} = \frac{d^2 l \rho_{bus}}{12W_{bus} h_{bus} L^2}$
Base	$r_b = \rho_b e_b$	$R_b = \frac{\rho_b e_b}{L^2}$
Métal en face arrière	$r_{m_{ar}} = \rho_{m_{ar}} h_{m_{ar}}$	$R_{m_{ar}} = \frac{\rho_{m_{ar}} h_{m_{ar}}}{L^2}$
Contact en face arrière	$r_{c_{ar}} = \rho_{c_{ar}}$	$R_{c_{ar}} = \frac{\rho_{c_{ar}}}{L^2}$
Taux d'ombrage	$F = \frac{1}{d} \left(w_f + \frac{p \cdot W_{bus} (d - w_f)}{L} \right)$	-----

Les symboles des paramètres mentionnés dans le tableau IV.2 et utilisés pour la simulation du calcul des pertes totales pour une cellule solaire et qui ne figurent pas dans ce chapitre, sont mentionnés en Annexe B.

La puissance totale P_t d'une cellule solaire simulée due aux pertes électriques et au taux d'ombrage, dissipée en watts, est donnée par l'équation :

$$P_t = P_0 + P_r \tag{IV.2}$$

Avec

P_r : Puissance dissipée due à la somme des résistances série,

P_0 : Puissance dissipée due aux taux d'ombrage donnée par : $P_0 = P_{0,f} + P_{0,bus}$,

$P_{0,f}$ et $P_{0,bus}$: taux d'ombrage respectivement des contacts et des busbarres.

$$P_t(w) = P_r + P_0 = I_m^2 \sum R_i + F I_m V_m = J_m^2 L^4 \sum R_i + F J_m V_m L^2 \tag{IV.3}$$

La cellule fonctionne à son point maximal avec I_m et V_m , respectivement les courants et les tensions maximaux. J_m , étant la densité de courant correspondante au courant maximal I_m .

$\sum R_i$: Somme des résistances séries dues aux contributions du Tableau V.2 et développées en Annexe B.

À partir de cette relation, le facteur de perte totale est calculée en pourcentage %, donné par l'équation (IV-4) [13][15].

$$\text{Pertetotale}(\%) = \frac{\text{Perte de puissance total}}{\text{puissance de sortie maximal}} = \frac{P_t}{P_m} = \frac{P_t}{V_m I_m} = \frac{P_t}{V_m J_m L^2} \quad (\text{IV.4})$$

IV.7 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les logiciels de simulation des dispositifs photovoltaïques à savoir PC1D « **P**ersonal **C**omputer **O**ne **D**imension » et PC2D « **P**ersonal **C**omputer **T**wo **D**imension ». Ces logiciels de simulation numérique des cellules solaires ont une réputation internationale dans la recherche photovoltaïque. PC1D a été développé à l'université « New South Wales de Sydney » en Australie. Son utilisation est très pratique. Il permet de simuler n'importe quelle structure photovoltaïque. Les résultats de la simulation, sont très proches des résultats expérimentaux, ce qui permet un gain de temps et d'argent.

L'exploitation du logiciel PC2D, nous a permis à simuler à deux dimensions l'effet des paramètres technologiques sur la caractéristique I-V et le rendement (η) d'une cellule solaire PERC à base de silicium de type P puis sur la cellule PERT de type N à l'aide du simulateur à trois dimensions PC3D, que nous verrons dans le prochain et dernier chapitre.

Bibliographie :

- [1] Manual for Sentaurus Device from Synopsys Inc., version VK-2015.06, disponible sur le site :file:///C:/Users/LE%20NOVO/Downloads/Synopsis_Sentaurus_user_manual.pdf, (Consulté le 15-10-2020).
- [2] www.comsol.com/offers/comsol-news-2018, (Consulté le 15-10-2020).
- [3] Manuel d'utilisation de Silvaco, version 5.20.2.R , disponible sur le site : <http://www.Silvaco.com>, (Consulté le 15-10-2020).
- [4] PC1D, 2008. PC1D - Software for modelling a solar cell School of Photovoltaic and Renewable Energy Engineering, disponible sur le site : <http://www.pc3d.info>, (Consulté le 15-10-2020).
- [5] <http://www.pc2d.info/>, (Consulté le 15-10-2020).
- [6] <http://www.pc3d.info>, (Consulté le 15-10-2020).
- [7] PC1D mod 6.1, User Manual, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, D-79110 Freiburg Germany, disponible sur le site : <https://www2.pvlighthouse.com.au/resources/PC1D/PC1Dmod6/PC1Dmod%206-1%20help.pdf> (Consulté le 15-10-2020).
- [8] P. A. Basore et al, " PC2D : A Circular-Reference Spreadsheet Solar Cell Device Simulator ", IEEE Journal of Photovoltaics, 1(1), pp.72–77,2011. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2011.2166376> .
- [9] P. A. Basore et al, " PC1D version 4 for Windows : From analysis to design ", in Proc. 25th IEEE Photovoltaic Spec. Conf ,Washington, DC, May 1996, pp. 377–381 (version 5.9 pour l'année 2006 voir PC3D.info).
- [10] A. Mekemeche, " Modélisation à deux dimensions des propriétés physiques de cellules solaires au silicium à base de substrat de type n. Étude de quelques cas particuliers de cellules innovantes ", Faculté des Sciences Exactes et Informatique, Département de Physique, Thèse doctorat, Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem, Algérie, 2017.
- [11] <https://parlonssciences.ca/ressources-pedagogiques/documents-dinformation/la-reflexion-et-la-refraction>, (Consulté le 22-11-2020).
- [12] K. Cabanas-holmenet al, " PC2D : Applied to a Selective Emitter Cell ", In Energy Procedia, Leuven, Belgium. pp. 1–4, 2012.

- [13] A. Mette, " New concepts for front side metallization of industrial silicon solar cells ". Fraunhofer Institute for Solar Energy System, Thèse doctorat, Université de Freiburg en Breisgau, Allemagne, 2007.
- [14] M. A. Green, Book of " Solar cells: operating principles, technology and system applications ", UNSW, Kensington (1982).
- [15] C. Boulord, " Développement de techniques de métallisation innovantes pour cellules photovoltaïques à haut rendement ", École doctorale, l'institut national des sciences appliquées, Thèse doctorat, Université de Lyon, France, 2011.
- [16] ITRPV (International Technology Roadmap for PhotoVoltaic) 2019, disponible sur le site : <https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/international-technology-roadmap-for-photovoltaic-itrpv-2019>, (Consulté le 24-11-2020).
- [17] ITRPV (International Technology Roadmap for PhotoVoltaic) 2012, disponible sur le site :<https://itrpv.vdma.org>, (Consulté le 24-11-2020).
- [18]" The busbars and the grid fingers of a typical solar cell ", disponible sur le site<https://www.novergysolar.com/fr/solar-busbar-fingers-explained/>, (Consulté le 15-12-2020).
- [19] D. L. Meier and D.K. Schroder, " Contact Resistance: Its Measurement and Relative Importance to Power Loss in a Solar Cell ", IEEE Trans. Electron Devices, vol. 31, n° 5, pp. 647-653, 1984. [doi: 10.1109 / T-ED.1984.21584](https://doi.org/10.1109/T-ED.1984.21584).

Chapitre *V*

*De la p-PERC à la n-
PERT, Résultats et
Discussions*

Chapter V : De la p-PERC à la n-PERT, Résultats et Discussions

Dans ce travail, nous étudions et présentons les résultats de simulation d'une cellule solaire PERC de type P (notée p-PERC) ensuite ceux d'une cellule solaire PERT de type N (notée n-PERT) à base de silicium monocristallin et dont nous comparons les performances par rapport à la première. On rappelle qu'au chapitre précédent (paragraphe III-7), nous avons montré l'intérêt actuel du photovoltaïque sur la technologie de ces deux types de cellules.

Dans un premier temps, en utilisant des simulations à deux dimensions appropriées par PC2D, nous étudions l'influence des différentes régions de la cellule solaire p-PERC comme la base (l'épaisseur ,durée de vie et résistivité) afin d'optimiser ses paramètres dans l'objectif d'améliorer son rendement.

Dans un second temps, nous étudions l'influence des différentes régions de la cellule solaire n-PERT comme la base (épaisseur, durée de vie et résistivité) afin d'optimiser ses paramètres dans le but d'améliorer le rendement. Ensuite, nous faisons une comparaison entre les performances des deux cellules.

Dans la deuxième partie de l'étude de cette seconde cellule (n-PERT), nous avons rajouté une étude sur l'influence de la résistance de couche de l'émetteur. Finalement, dans la dernière section de ce chapitre, on présente le calcul des pertes résistives et optiques de la géométrie de la grille de métallisation en face avant (largeur, hauteur du contact et nombre de busbarres) et d'examiner l'influence de ces paramètres optimaux sur la caractéristique courant-tension de la cellule solaire n-PERT à l'aide d'une simulation numérique à trois dimensions avec PC3D.

V.1 Simulation d'une cellule solaire p-PERC à base de silicium monocristallin de type P.

V.1.1 La structure de la cellule à simuler :

Pour ce travail, la cellule solaire PERC type P de référence utilise comme matériau de base des plaquettes de silicium Cz dopées au bore et de **165 μm** d'épaisseur (dimensions : **15,6 cm \times 15,6 cm**), de surface pseudo-carrée **$A = 243,4 \text{ cm}^2$** , de résistivité **$\rho = 2 \Omega \cdot \text{cm}$** qui correspond à une densité de dopage de **$7,2 \cdot 10^{15} \text{ cm}^{-3}$** et une durée de vie des porteurs minoritaires de **$\tau = 250 \text{ ns}$** [1]. Le schéma de la structure de la cellule PERC utilisée dans cette étude est illustré aux figures V.1 et V.2.

La technologie industrielle de fabrication de cellules solaires PERC type P commence par une texturation de la surface avant [1]. Un traitement chimique permet de révéler des structures pyramidales directes pour réaliser la texturation de la surface d'angles aux sommets de $54,74^\circ$ et d'une profondeur de $3 \mu\text{m}$. Cette texturation minimise les pertes optiques externe et interne en augmentant le trajet total de propagation de la lumière dans le silicium et améliore ainsi le photocourant [2]. Par la suite, un émetteur n^+ diffusé thermiquement de manière homogène ($90 \Omega/\square$), correspondant à une concentration de dopage en surface de $1,0 \cdot 10^{20} \text{cm}^{-3}$ et une profondeur de jonction d'environ $0,4 \mu\text{m}$, est formé par un procédé de diffusion en four de tube à quartz utilisant l'oxychlorure de phosphore liquide POCl_3 . Après ce processus de diffusion, le verre phosphosilicate (PSG) et le revêtement de protection à l'arrière sont retirés simultanément par une gravure HF (hydrofluorique).

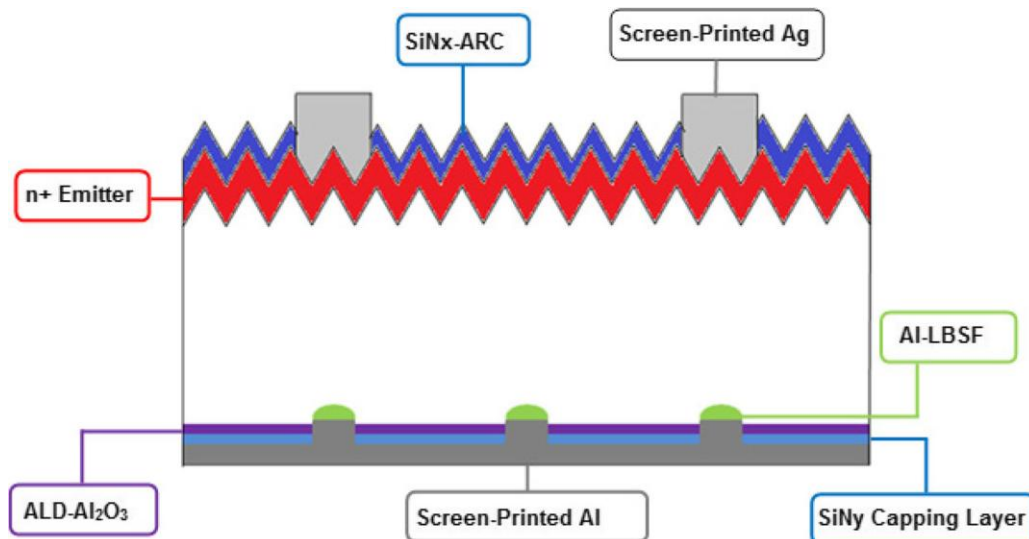


Figure V.1: Les détails des différentes couches de la cellule solaire PERC industrielle.

La passivation de la face arrière est assurée par une couche d'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) d'une épaisseur de 10 nm déposée par dépôt de couche atomique (ALD). Le dépôt d'ALD est suivi d'une étape de dégazage dans un four tubulaire sous atmosphère d'azote N_2 à une température de 550°C pendant 10 min [3]. Ensuite une couche de SiN_y est déposée au-dessus de la couche de passivation Al_2O_3 à l'arrière avec 100 nm d'épaisseur, et sur la face avant, une couche de revêtement antireflet (ARC) SiN_x de 90 nm d'épaisseur est réalisée par dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD). La température de dépôt est d'environ 400°C . La face arrière reçoit des ouvertures de ligne locale par un laser pulsé picosecondes, de 532 nm de longueur d'onde, la largeur et le pas de ces contacts de lignes

formés, sont respectivement de **40 μm** et **1 mm** [4]. Cette étape facilite la formation d'un Al-BSF local profond et uniforme, avec une résistance de couche de **90 Ω/□** et une profondeur de **12 μm**[5]. Après avoir sérigraphié la pâte d'Al et la pâte d'Ag des deux côtés de la cellule, les plaquettes sont recuites dans un four à **170 °C** pour assurer le contact entre la pâte et la cellule.

Les paramètres de la cellule solaire PERC résultante sont représentés schématiquement sur la figure V.2.

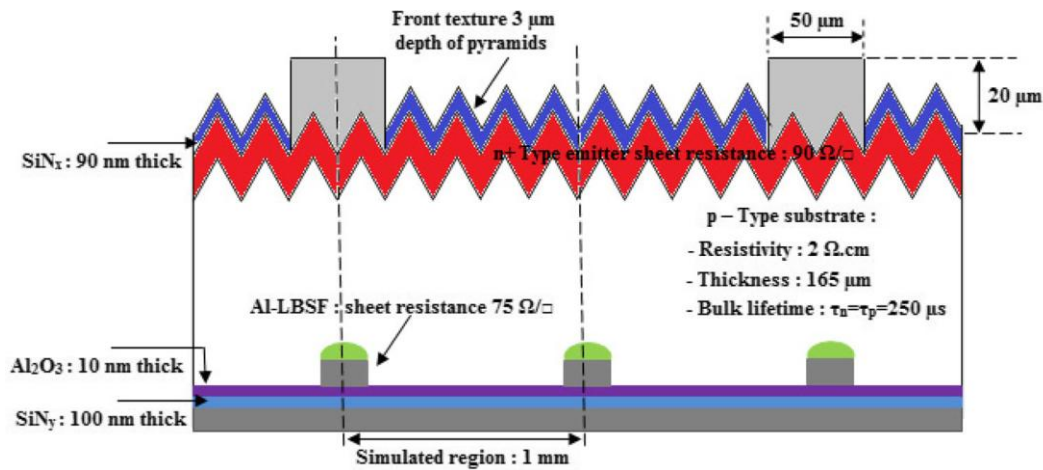


Figure V.2 : Structure et paramètres d'une cellule solaire PERC type P utilisée pour la simulation PC2D.

V.1.2 Résultats et comparaisons :

Pour la simulation de notre cellule solaire PERC de type P, nous utilisons les paramètres d'entrée de simulation de la littérature [1]. Le tableau V.1 représente les paramètres de la cellule de référence utilisée par PC2D à deux dimensions.

La base		
Paramètres	Valeurs initiales	Gamme de variation
Épaisseur (μm)	165	50 à 350
Résistivité de Silicium type P CZ-Si (Ω.cm)	2	2 à 6
La durée de vie des porteurs $\tau_n = \tau_p$ (ns)	250	100 à 3000
Optique de la surface avant		
	Paramètres	Valeurs
Optique	Morphologie	Texturées à pyramides directes aléatoires

	Angle caractéristique (°)	54,74
	Hauteur des pyramides (μm)	3
	Dielectrique Avant	PECVD SiN_x ($n = 2,05$) à $\lambda = 600\text{ nm}$
	Épaisseur (nm)	90
Taux d'ombre (%)	Busbarres	2,5
	Doigts	3,15
Diffusion homogène n⁺ de la surface avant		
	Paramètres	Valeurs
Emetteur	Résistance de couche dopé au Phosphore (Ω/\square)	90
	Profondeur de la jonction (μm)	0,4
	Résistance r_e ($\Omega.cm^2$)	0,1971
Vitesse de recombinaison de la couche de passivation de la face avant	(cm/s)	5.10^3
Région de contact de la surface avant		
	Paramètres	Valeurs
Régions des doigts	Largeur des lignes W_f (μm)	50
	Espacement des contacts d (mm)	2
	Résistivité de contact avant $\rho_{c_{av}}$ ($m\Omega.cm^2$)	3,1
	Résistance r_f ($\Omega.cm^2$)	0,2197
Optique de la surface arrière		
	Paramètres	Valeurs
Optique	Couche de Passivation	ALD : Al_2O_3 ($n = 1,6$)
	Épaisseur du film l (nm)	10
	Dielectrique arrière	PECVD : SiN_x ($n = 2,05$)
	Morphologie	plane
Région du contact local arrière		
	Paramètres	Valeurs
(Al-LBSF)	Résistance de couche (de la face arrière) (Ω/\square)	75
Région du contact	Épaisseur du contact arrière (μm)	30
	Espacement des contacts local arrière (μm)	1000
	Résistivité de contact $\rho_{c_{ar}}$ ($m\Omega.cm^2$)	3,1
	Résistance $r_{c_{ar}}$ ($\Omega.cm^2$)	0,0419

Vitesse de recombinaison sous les contacts arrière	(cm/s)	769
Région passivée de la surface arrière		
Paramètres		Valeurs
Vitesse de recombinaison	(cm/s)	6

Tableau V.1: Paramètres d'entrée utilisés pour la simulation des cellules solaires PERC avec le simulateur PC2D [1].

Dans la simulation (voir Annexe C), les valeurs de densité de courant de saturation J_{01} du front ont été estimées à 450 fA/cm^2 aux contacts métalliques et 870 fA/cm^2 à la passivation de surface. Sur la face arrière, la densité de courant de saturation est modélisée à 10 fA/cm^2 au niveau de la surface métallisée et 890 fA/cm^2 à la surface passivée. Les jonctions PN contribuent à un J_{02} de 1 nA/cm^2 . Pour la résistance série R_s totale (calculée en utilisant la méthode de Meier, voir Annexe B) et la résistance shunt, elles sont respectivement de $0,5967 \Omega \cdot \text{cm}^2$ et $140 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$ [1].

Dans nos travaux, les paramètres optiques qui sont utilisés dans notre simulation sont tirés de la littérature à partir d'exemples de cellules solaires PERC. Pour les comparaisons, nous présentons d'abord une approche entre les résultats du modèle de simulation PC2D [6] et les résultats expérimentaux de la cellule solaire PERC. Les performances obtenues des cellules PERC expérimentales et simulées de référence sont résumées dans le tableau V.2 [7].

Paramètres de la cellule	$J_{cc} (\text{mA/cm}^2)$	$V_{co} (\text{V})$	$FF (\%)$	$\eta (\%)$
PERC expérimentale [1]	39,43	0,661	79,38	20,69
PERC simulée dans ce travail	39,41	0,661	80,00	20,85

Tableau V.2: Performances expérimentale et simulée de la cellule solaire PERC type P.

La figure V.3 montre que les résultats de la courbe J-V simulée correspondent assez bien aux données J-V mesurées, comme c'est indiqué dans le tableau V.2. Les résultats trouvés (densité de courant de court-circuit J_{cc} , tension en circuit-ouvert V_{co} , facteur de forme FF et le rendement de conversion η) sont approximativement les mêmes que ceux des résultats d'expérience de la cellule solaire [1], sauf pour le rendement de conversion, un gain absolu de $0,16 \%$ est obtenu par le simulateur PC2D.

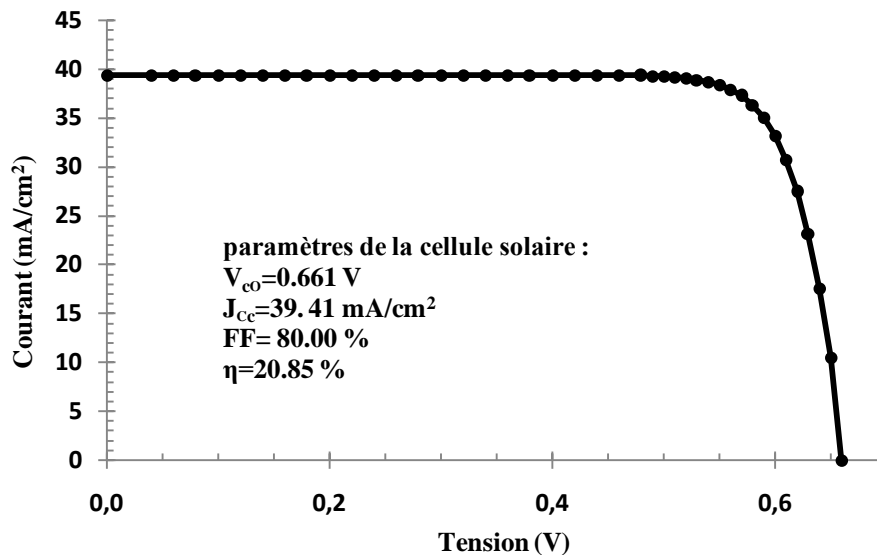


Figure V.3 : Courbe J-V simulée pour la cellule solaire de référence PERC

Les résultats de simulation de la cellule solaire sont donc en bon accord avec les données expérimentales. Cette approche nous permet d'optimiser géométriquement notre cellule solaire PERC type P en faisant varier différents paramètres, à l'aide du programme de simulation PC2D.

V.1.3 L'optimisation :

Puisque nous avons trouvé à peu près des résultats concordants entre les calculs et l'expérience, nous passons à présent à l'optimisation de quelques paramètres de cette cellule (épaisseur de la plaquette e_b , durée de vie des porteurs minoritaires τ_p et résistivité de la base ρ_b) dans l'objectif d'améliorer davantage le rendement de conversion.

V.1.3.1 Effet des paramètres de la base :

V.1.3.1.1 Effet de l'épaisseur du substrat

L'un des moyens proposés pour réduire le coût de fabrication de la cellule solaire, est de réduire l'épaisseur de la plaquette, mais cela pose un problème majeur dans la diminution du photo-courant [8]. Dans cette étude, on considère les quatre paramètres de la structure PERC type P (densité de courant de court-circuit J_{cc} , tension en circuit-ouvert V_{co} , facteur de forme FF et rendement de conversion η) en fonction de la variation l'épaisseur e_b de la base.

D'après le résultat de la simulation (figure V.4), pour des épaisseurs de plaquettes inférieures à 100 μm , le piégeage de la lumière devient difficile et provoque une forte baisse de J_{cc} , ce qui entraîne par conséquent une forte diminution du rendement. À partir de cette valeur, nous aurons une augmentation du rendement avec l'augmentation de l'épaisseur de la

plaquette jusqu'à **170 μm** . Dans ce cas, la longueur de diffusion des porteurs minoritaires est d'environ **860 μm** , ce qui explique une amélioration supérieure à 5 du rapport de la longueur de diffusion sur l'épaisseur, permettant ainsi une meilleure collecte des porteurs [9].

Le facteur de forme diminue de **80,13 %** à **100 μm** à **79,59 %** à **350 μm** en raison de l'augmentation de la résistance de base. Sinon, le rendement le plus élevé de **20,85 %** est enregistré pour cette cellule solaire d'épaisseur optimisée.

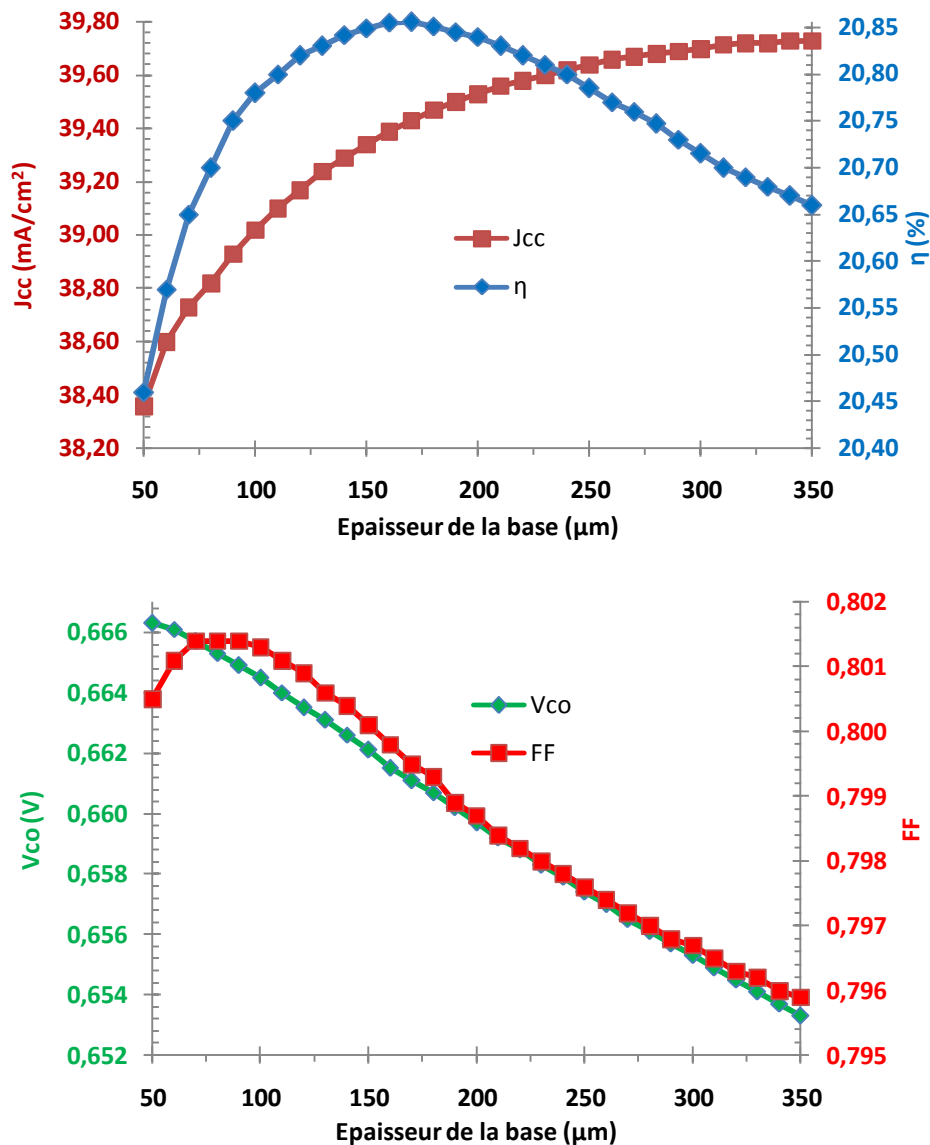


Figure V.4: Effets de l'épaisseur de la base sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).

V.1.3.1.2 Effet de la durée de vie :

Sur la figure V.5, nous observons que l'augmentation de la durée de vie des porteurs minoritaires permet une amélioration remarquable des quatre paramètres de la structure

PERC. Ainsi, lorsque τ augmente de **100** à **1600 μs** , le rendement passe de **20,29** à **21,33** %. Pour une durée de vie des porteurs minoritaires supérieure à **1600 μs** , un rendement maximal de **21,38** % est obtenu pour **3000 μs** avec de bonnes valeurs de tension en circuit-ouvert (V_{co}) et de court-circuit (J_{cc}), respectivement de **670 mV** et **39,52 mA/cm²** et un facteur de forme (FF) de l'ordre de **80,65** %. L'augmentation de la durée de vie des porteurs minoritaires assure donc une meilleure collecte des porteurs générés.

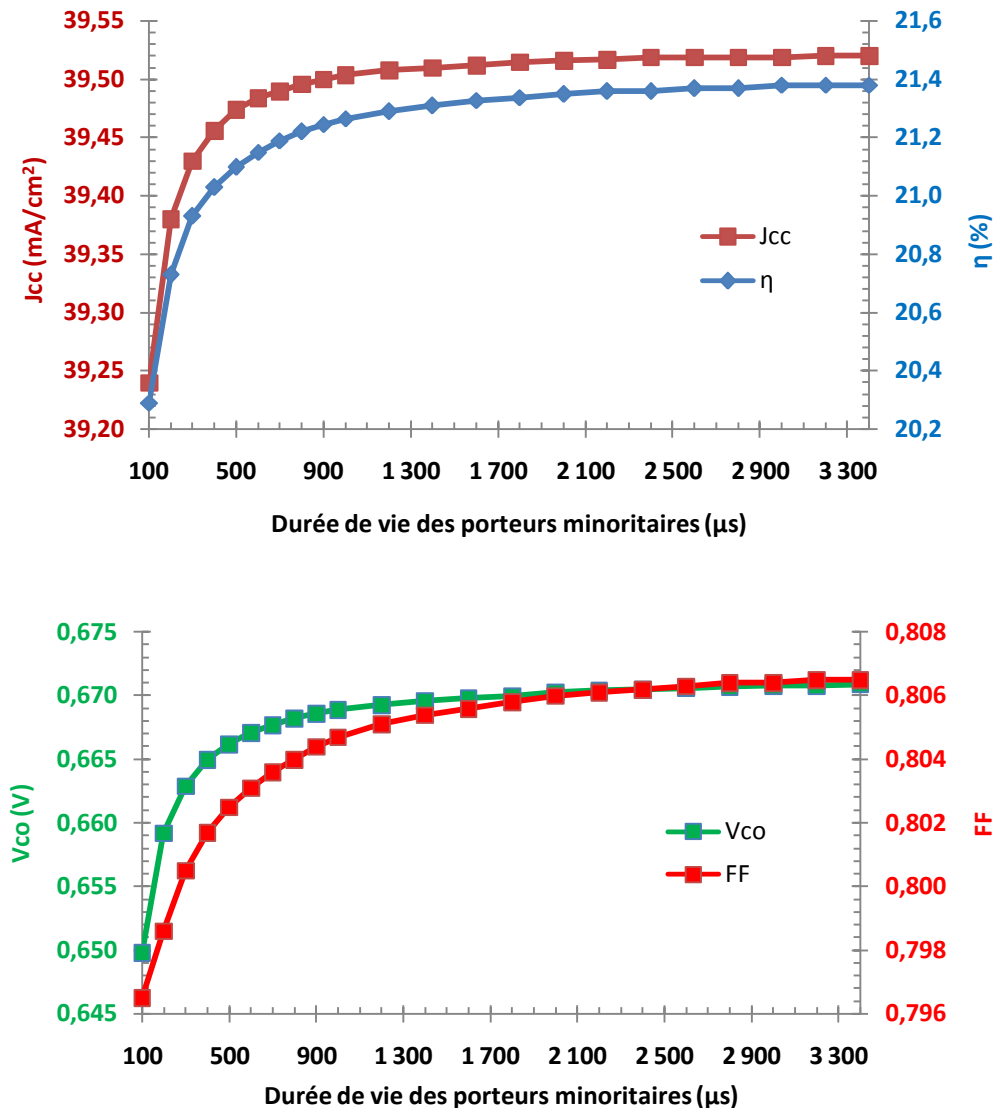


Figure V.5: Effets de la durée de vie des porteurs minoritaires sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).

V.1.3.1.3 Effet de la résistivité :

La figure V.6 montre l'évolution du courant de court-circuit, de la tension en circuit-ouvert, du facteur de forme et du rendement de la cellule en fonction de la résistance de la

base. Dans cette simulation, on remarque que la tension en circuit-ouvert diminue avec l'augmentation de la résistance de la base. De même, le FF diminue en augmentant la résistivité. La nette influence de la résistivité est également observée pour J_{cc} montrant la diminution de la densité de courant de court-circuit avec la diminution de la résistivité. Ainsi, le rendement passe de **21,13 %** à **19,97 %** lorsque la résistivité passe de **1** à **6 $\Omega \cdot \text{cm}$** , ceci s'explique aisément par l'augmentation de la résistance série due à l'augmentation de la résistance du substrat.

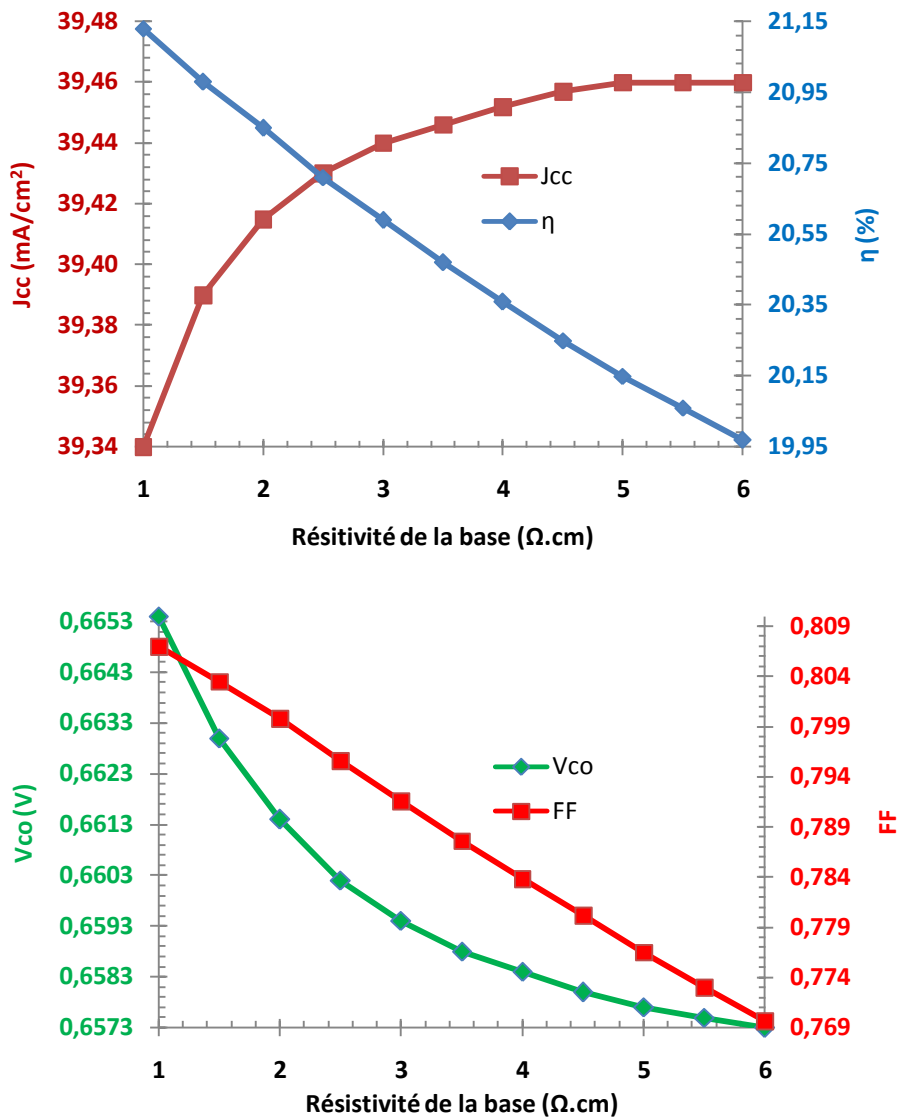


Figure V.6: Effets de la résistivité de la base sur les paramètres de la cellule solaire PERC (J_{cc} , V_{co} , FF et η).

Enfin, les résultats ont donné un rendement maximal de **21,47 %** avec $J_{cc} = 39,46 \text{ mA/cm}^2$, $V_{co} = 0,672 \text{ V}$ et $FF = 80,98 \%$ pour les valeurs optimisées : **170 μm** ,

3000 μs et 1 $\Omega \cdot \text{cm}$ d'épaisseur du substrat, de durée de vie des porteurs minoritaires et de la résistivité de la base, respectivement.

V.2 Simulation d'une cellule solaire n-PERT à base de silicium monocristallin de type N.

Comme on l'a déjà mentionné dans le dernier chapitre (paragraphe III.7), les cellules solaires au silicium monocristallin de type N présente une alternative intéressante au silicium monocristallin de type P. C'est pour cette raison que nous avons choisi d'étudier ici la cellule PERT à substrat de type N dont nous tentons à la fin de montrer que ses performances par rapport à la PERC à substrat P, tendent vers l'amélioration. Ensuite, pour performer davantage la cellule n-PERT, nous avons également étudié l'optimisation de quelques uns de ses paramètres ainsi que la minimisation de ses pertes optiques et résistives.

V.2.1 La structure de la cellule à simuler :

En raison de la périodicité des structures des cellules solaires, nous n'avons pas simulé toute la surface de la cellule solaire, mais seulement une partie élémentaire qui va servir de base de travail pour l'étude et l'optimisation des performances de ce type de cellules. Le pitch (le pas en français) est défini comme la largeur de la structure élémentaire de la structure n-PERT de la cellule de référence [10] comme cela est indiquée sur la figure V.7. Cette largeur étant égale à la moitié de la distance séparant deux doigts adjacents de la métallisation.

Comme nous le verrons ici-bas, une cellule solaire n-PERT expérimentale de référence est choisie dans la littérature pour y être comparée à l'étude d'une cellule solaire n-PERT simulée.

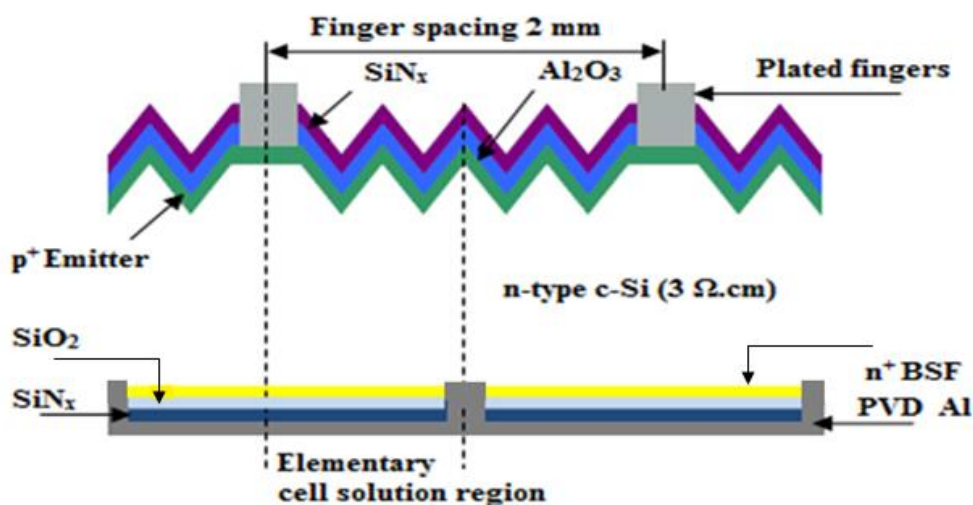


Figure V.7: Structure de la cellule solaire simulée n-PERT au silicium.

V.2.2 Paramètres de la structure simulée :

Dans notre travail, nous proposons l'étude de la structure de la cellule solaire n-PERT illustrée sur la précédente figure V.7, inspirée à partir des travaux de Jian Sheng et al [10]. C'est une cellule solaire p^+nn^+ au silicium monocristallin de surface carrée de **156,3 cm²** (**12,5 x 12,5 cm²**) obtenue par le procédé Czochralski (Cz), dont le substrat initial est dopé au phosphore à une concentration d'environ **1,56.10¹⁵ cm⁻³** pour une résistivité de **3 Ω.cm**.

Les wafers monocristallins subissent une texturation en surface dans un bain alcalin au KOH. La simulation engendre une structure de surface en forme de pyramides directes d'angles à leurs sommets de **54,74** et de hauteurs caractéristiques allant de **1** à **6 μm**[11]. Cette texturation réduit la réflexion totale de la surface et on s'attend à une augmentation du courant de court-circuit de la cellule solaire [12].

Ensuite, une diffusion thermique est simulée à haute température (**950° C**) par un processus de diffusion dans un four à tube de quartz [13]. Sur la face avant, un émetteur p^+ dopé au bore émanant d'une source gazeuse au BBr_3 (voir paragraphe III.4.2.1, chapitre III), est formé de manière homogène avec une résistance de couche de **55 Ω/□** correspondant à une concentration de dopage de surface de **1,6.10¹⁹ cm⁻³** avec une profondeur de jonction de **1,8 μm**. Sur la surface arrière, une diffusion homogène d'une couche mince dopée au phosphore n^+ est produite à partir d'une source gazeuse au $POCl_3$ [14]. Cette couche surdopée permet la formation d'un champ de surface arrière (BSF : *Back Surface Field*), de résistance de couche de **170 Ω/□** (résistance de couche de la face arrière) avec une concentration de dopage en surface de **1,8.10¹⁹ cm⁻³** pour une profondeur de jonction de **0,45 μm**.

Ensuite, le substrat est immergé pendant 1 minute dans une solution d'acide fluorhydrique (HF) diluée à 5 % pour éliminer le verre de silicate de bore (BSG : Boron Silicate Glass déposée sur l'émetteur de la face avant durant la diffusion thermique du Bore et le verre de silicate de phosphore (PSG : Phosphorus Silicate Glass sur la face arrière [15], introduit durant la diffusion du phosphore. Une étape d'oxydation thermique fait progresser une fine couche de passivation de SiO_2 (**900 °C**) à l'arrière, à **5 nm** d'épaisseur, après élimination de l'oxyde natif du front (SiO_2) par une solution HF.

La face avant est passivée avec une épaisseur de **5 Å** de couche d'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) déposée par un dépôt de couche atomique par la technique ALD, puis recouverte de **70 nm** d'une couche antireflet (CAR : ARC) en nitrure de silicium (SiN_x) [16]. La couche de

passivation arrière est un film de SiN_x d'une épaisseur de **80 nm** déposée au dessous de **5 nm** d'oxyde de silicium thermique (SiO₂). Les films (couches minces) de SiN_x sont déposés par une méthode de dépôt chimique en phase vapeur assistée par plasma (PECVD) sur les surfaces avant et arrière et à une température de **400 C**.

Après le dépôt des couches de passivation sur les deux surfaces de la cellule, une étape de formation de contact est réalisée sur la face par le procédé de placage (voir chapitre III, paragraphe III.4.5) de multicouches **Ni / Cu / Ag** [10]. Pour le contact arrière, environ une épaisseur de couche de **2 μm** d'Al est déposée sur toute la zone arrière, par évaporation thermique, en utilisant le procédé PVD (**Physical Vapor Deposition**) [17].

Enfin, la dernière étape consiste à utiliser un laser ultraviolet à une nanoseconde (durée impulsion) pour une longueur d'onde de **532 nm** à l'arrière pour ouvrir sélectivement les couches de passivation SiO₂ / SiN_x afin que le contact arrière à l'Aluminium puisse toucher le BSF **n⁺**. Ce procédé est suivi d'un recuit complet [18], en formant le gaz ambiant (FGA : **Forming Gas Ambient**) à des températures comprises entre **250 et 500°C** afin d'assurer le contact électrique entre la pâte et les deux faces de la cellule [19].

Les paramètres d'entrée mesurés à partir de la cellule de référence pour la simulation sous PC3D sont résumés dans le tableau V.3 ci-après.

Tableau V.3: Valeurs des paramètres de la cellule de référence n-PERT [10].

Paramètres d'entrée pour la simulation PC3D de la cellule solaire n-PERT.			
Symboles (unité)	Paramètres	Valeurs	Gamme de variation
e_b (μm)	Épaisseur de la base	180	80 à 350
ρ_b (Ω.cm)	Résistivité de la base mono-c-Si type N	3	1 à 5
$\tau_{n,p}$ (ms)	Durée de vie des électrons [20]	0,1	-
	Durée de vie des trous [10]	3,8	0,1 à 10
$R_{e\Box}$ (Ω/□)	Résistance de couche de l'émetteur	55	40 à 140
Propriétés électriques	Symbole (unité)	Paramètres	Valeurs
	D_p (cm ² /s)	Constante de diffusion des trous [20]	12
	D_n (cm ² /s)	Constante de diffusion des électrons [20]	34,8
	n_i (cm ⁻³)	Concentration intrinsèque des porteurs à 300 K [10]	8,6.10 ⁹
	$R_{sh,BSF}$ (Ω/□)	Résistance de couche BSF	170
	R_s (Ω.cm ²)	Résistance série totale	0,75
Recombinaisons	Symbole	Paramètres	Valeurs
	$j_{01, pass. avant}$	Densité de courant de saturation de l'émetteur dans la région de passivation avant (fA/cm ²)	29,6

$j_{01, \text{cont. avant}}$	Densité de courant de saturation sous les contacts métalliques avant (fA/cm ²)	27,8
$j_{01, \text{pass. arrière}}$	Densité de courant de saturation dans la région de la passivation arrière (fA/cm ²)	10,9
$j_{01, \text{cont arrière}}$	Densité de courant de saturation sous les contacts métalliques arrière (fA/cm ²)	12
$j_{01, \text{Bulk}}$	Densité de courant de saturation dans la base (fA/cm ²)	31,8
J_{02}	Densité de courant de saturation de la ZCE de la jonction PN (nA/cm ²)	1

V.2.3 Caractéristique électrique de la cellule solaire n-PERT :

La figure V.8 montre les résultats de la simulation des caractéristiques courant-tension comme indiquée dans la fenêtre PC3D, de la cellule solaire de référence n-PERT éclairée par le spectre solaire AM1.5 d'une puissance lumineuse normalisée à 1000 W/m² pour une température de 25°C. Les valeurs trouvées pour les quatre paramètres (densité de courant de court-circuit J_{cc} , tension de circuit-ouvert V_{co} , facteur de forme FF et rendement η) présentent de meilleurs paramètres de sortie que ceux obtenus par la cellule solaire de référence étudiée par Sheng [10].

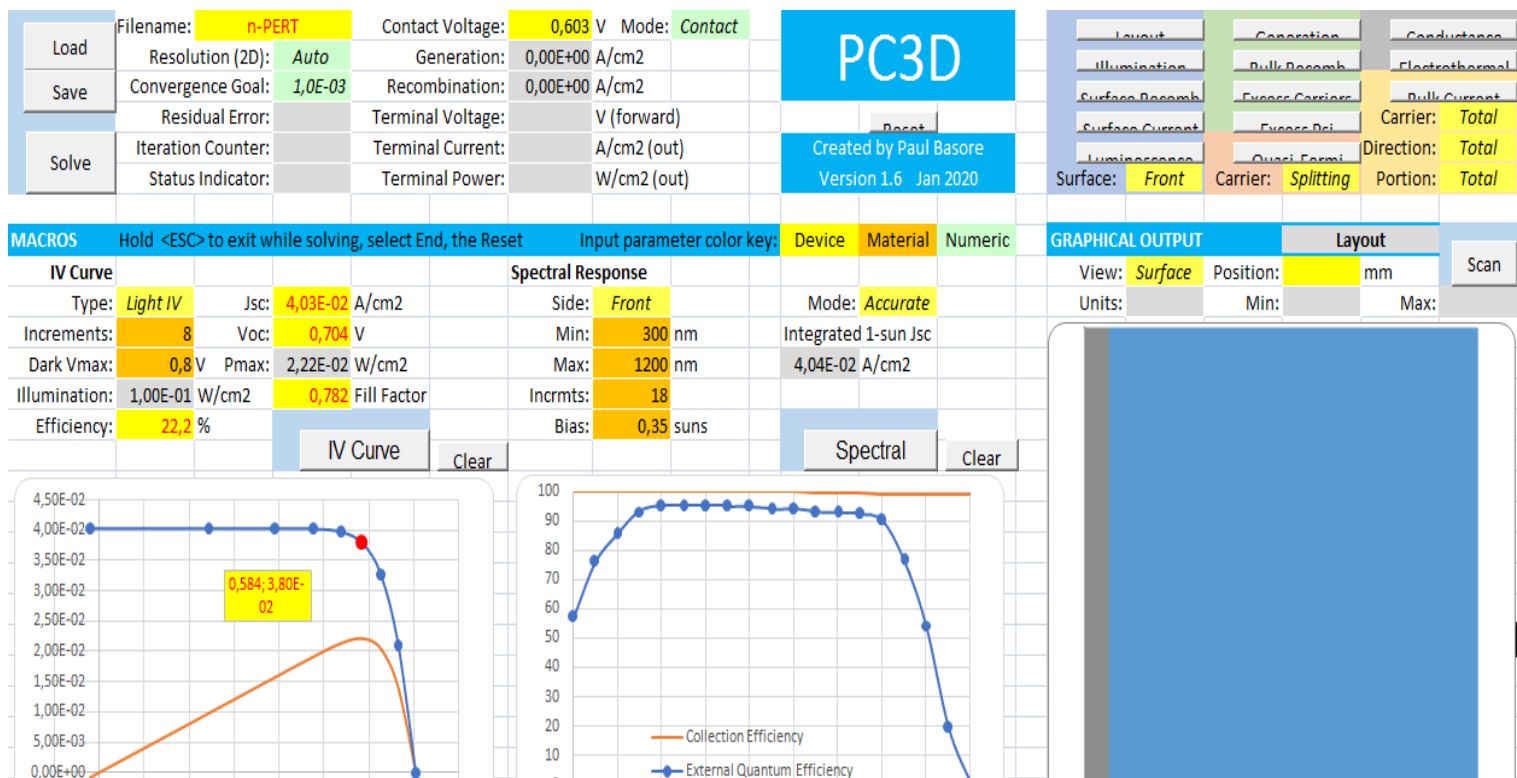


Figure V.8 : les résultats de simulation présente dans la fenêtre PC3D

En effet, les résultats de simulation des caractéristiques courant-tension (figure V.9) obtenus à partir de la cellule solaire de référence [10] sont rassemblés dans le tableau V.4, extraits à partir de la figure V.8 .

Tableau V.4 : les performances d'une cellule solaire n-PERT expérimentale et simulée.

Paramètres de la cellule	J_{cc} (mA/cm ²)	V_{co} (V)	FF (%)	η (%)
Mesurée [10]	40,09	0,684	79,76	21,85
Cette étude	40,34	0,704	78,16	22,20

Ces résultats obtenus indiquent clairement que le logiciel PC3D est particulièrement adapté pour étudier avec plus de précisions les cellules et en particulier la cellule solaire comme celle de PERT de type N. À cet effet, nous avons essayé d'améliorer le rendement obtenu par la simulation de **22,20 %** en modifiant quelques uns de ses différents paramètres du substrat (l'épaisseur e_b , la durée de vie des porteurs minoritaires τ_p la résistivité ρ_b) et la résistance carrée de l'émetteur.

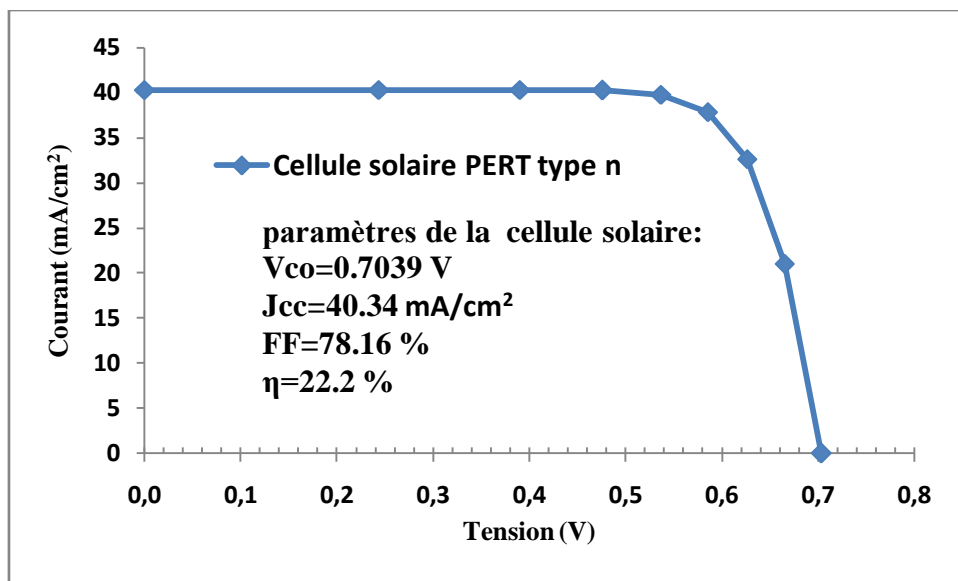


Figure V.9: Caractéristique courant-tension (J-V) de la cellule solaire de référence n-PERT.

Du moment qu'on a trouvé une amélioration des performances de la cellule solaire de référence n-PERT, on passe à l'optimisation des paramètres des régions de la base (l'épaisseur, durée de vie, résistivité) et de l'émetteur.

V.2.4 Comparaison entre les cellules solaires n-PERT et p-PERC :

Avant l'optimisation des paramètres de leurs bases respectives, les grandeurs photovoltaïques des deux types de cellules p- PERC et n-PERT obtenues sont résumées à titre de comparaison dans le tableau V.5.

Tableau V.5 : Comparaison entre les performances photovoltaïques de la structure p-PERC et de la structure n-PERT.

Paramètres de la cellule	J_{cc} (mA/cm^2)	V_{co} (V)	FF (%)	η (%)
p-PERC	39,41	0,661	80,00	20,85
n-PERT	40,34	0,704	78,16	22,20

Selon les valeurs du tableau ci-dessus, on remarque que les performances des cellules à substrat de type N sont nettement meilleures à celles de type P. En comparant les résultats électriques obtenus des deux structures photovoltaïques, on constate un gain significatif en rendement absolu de conversion de l'ordre de **1,35%**, obtenu, avec des différences absolues d'environ **0,93 mA/cm²** pour J_{cc} et **0,043 V** pour V_{co} malgré une diminution significative du facteur de forme.

D'après les résultats effectués pour l'optimisation des propriétés électriques des deux types de cellules conventionnelles, on conclut que la cellule solaire est à base de silicium de type

N est non seulement réalisable, mais elle présente autant de performances par rapport à la cellule solaire à base de silicium de type P. Cela est dû aux avantages suivants :

- ✓ Une durée de vie élevée des porteurs minoritaires dans les substrats de type N qui est de l'ordre de la milliseconde (**3,8 ms**) par rapport à celle du type P, qui est de l'ordre du dixième de la milliseconde (**0,25 ms**),
- ✓ Une bonne passivation de l'émetteur au bore p^+ réalisée avec la couche d' Al_2O_3 .

Nous continuons dans ce qui suit à optimiser les paramètres de la structure n- PERT tels que la résistance carrée de l'émetteur ainsi que les pertes optiques et résistives.

V.2.5 Optimisation de la cellule n-PERT :

Comme on va le constater plus loin, l'optimisation des paramètres des différentes régions de la base et de l'émetteur a un effet sur les performances de la cellule photovoltaïque.

L'épaisseur, la durée de vie et la résistivité sont les paramètres les plus importants du substrat (la base). Ces trois paramètres ont un rôle dans la collecte des porteurs de charge qui ont pour effet d'améliorer le rendement de conversion.

La résistance carrée de l'émetteur a également un effet sur le rendement des cellules solaire, son principal effet est l'augmentation de la densité du courant de court-circuit J_{cc} .

V.2.5.1 Effet des paramètres de la base :

V.2.5.1.1 Effet de l'épaisseur du substrat

Les variations de (J_{cc} , V_{co} , FF et η) avec l'épaisseur de la plaquette sont illustrées sur la figure V.10. Compte-tenu des résultats de la simulation (figure V.10), une légère augmentation de J_{cc} de **39,69** à **40,84 A/cm²** est gagnée lorsque l'épaisseur de la plaquette augmente de **100** à **320 μm** , le facteur de forme (FF) décroît considérablement de **78,36 %** à **77,65 %**. Cette diminution est due à l'augmentation de la résistance de la base. L'impact de l'épaisseur de la plaquette sur la tension en circuit-ouvert V_{co} , observée sur la même figure, est presque indépendant de cette épaisseur. La variation de ces différents paramètres se traduit par l'existence d'un substrat d'épaisseur optimale qui correspond au rendement le plus élevé de **22,24 %**, comme c'est également indiqué cette même figure.

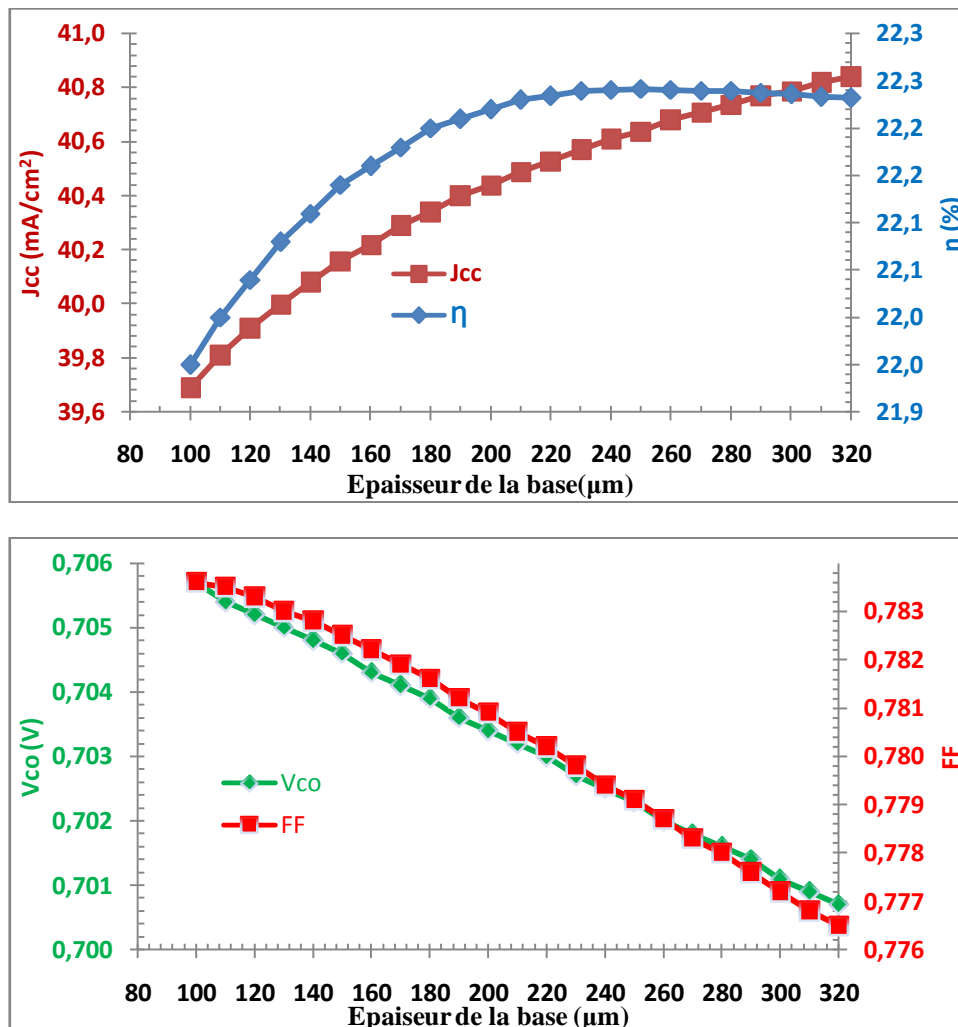
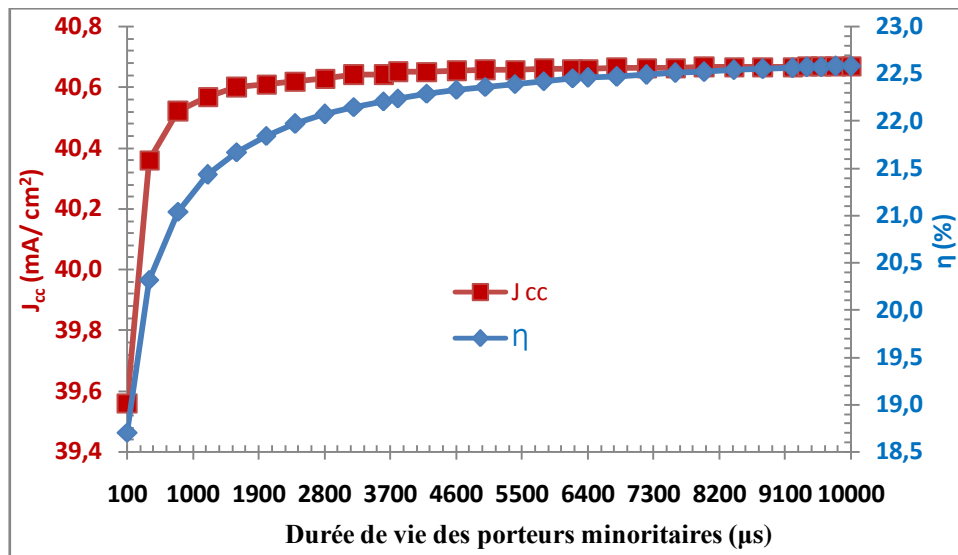


Figure V.10 : Effet de l'épaisseur de la base sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).

L'épaisseur du substrat est optimisée à **250 nm** pour la cellule solaire n-PERT, ce qui s'explique par l'absorption maximale des photons dans le substrat. Au-delà de cette valeur critique de l'épaisseur de la base, une légère diminution du rendement de conversion est atteinte, qui peut s'expliquer par le fait que la distance latérale parcourue par les porteurs de charges minoritaires, est importante, réduisant ainsi la probabilité de leur collecte.

V.2.5.1.2 Effet de la durée de vie

La variation des quatre paramètres (courant de court-circuit, tension en circuit-ouvert, facteur de forme et rendement) de la structure n-PERT en fonction de la durée de vie des porteurs minoritaires (trous) est représentée sur la figure V.11. Les résultats de la simulation avec PC3D sur l'influence de la durée de vie, montrent une amélioration des paramètres électriques de la structure n-PERT avec l'augmentation de la durée de vie des porteurs minoritaires τ_p . Un rendement maximal de **22,58 %** est obtenu pour une durée de vie des porteurs τ_p maximale de **10 ms**, avec d'excellentes propriétés électriques de tension en circuit-ouvert, de courant de court-circuit et de facteur de forme ($J_{cc} \sim 40,67 \text{ mA/cm}^2$, $V_{co} \sim 0,7051 \text{ V}$ et $FF \sim 78,75 \%$). Les durées de vie des porteurs les plus longues réduisent les taux de recombinaison et donnent un rendement de conversion maximal [21].



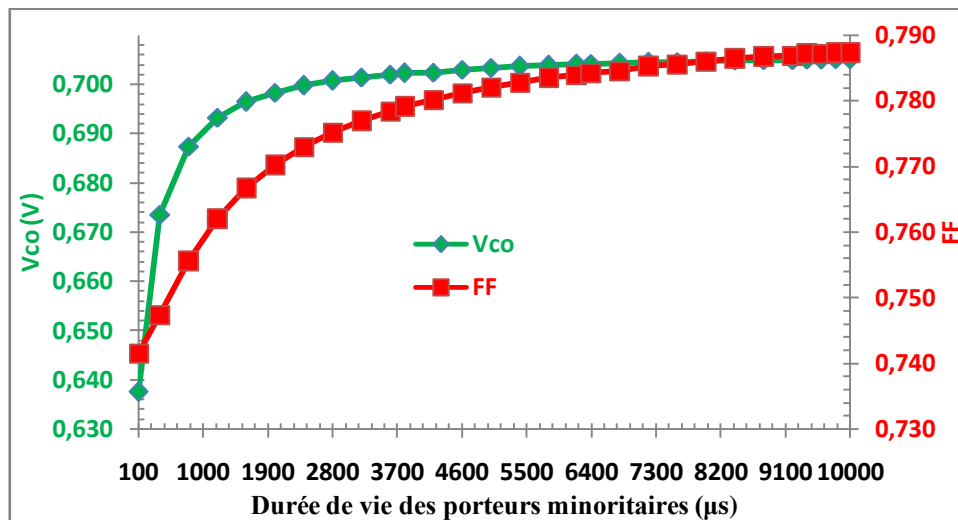


Figure V.11 : Effets de la durée de vie sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).

V.2.5.1.3 Effet de la résistivité

La figure V.12 représente l'évolution des principaux paramètres (J_{cc} , V_{co} , FF et η) de la cellule sous éclaircissement en fonction de la résistivité de la base. Les résultats de la simulation montrent que la densité de courant de court-circuit présente une légère augmentation dans la plage de $40,64 - 40,67 \text{ mA/cm}^2$ contrairement à la tension de circuit-ouvert qui présente une légère diminution de $0,7054 - 0,7050 \text{ V}$, comme nous le constatons sur cette même figure. Le facteur de forme FF diminue pour une résistivité de la base plus élevée (faible dopage). Cette diminution du facteur de forme est le résultat d'une résistance série plus élevée causée par la résistance du substrat.

Une forte diminution du rendement de la cellule solaire (due à la diminution du facteur de forme) est observée pour la variation de $1 \Omega \cdot \text{cm}$ à $3,5 \Omega \cdot \text{cm}$. Au-delà de cette valeur, le rendement tend vers une saturation. En effet, les résultats donnent un rendement de conversion maximal de $22,80 \%$ avec $J_{cc} = 40,64 \text{ mA/cm}^2$, $V_{co} = 0,7054 \text{ V}$ et $FF = 79,55 \%$ pour des valeurs optimisées de $250 \mu\text{m}$, 10 ms et $1 \Omega \cdot \text{cm}$ respectivement de l'épaisseur de la plaquette, de la durée de vie des porteurs de charges minoritaires (trous) et de la résistivité de la base.

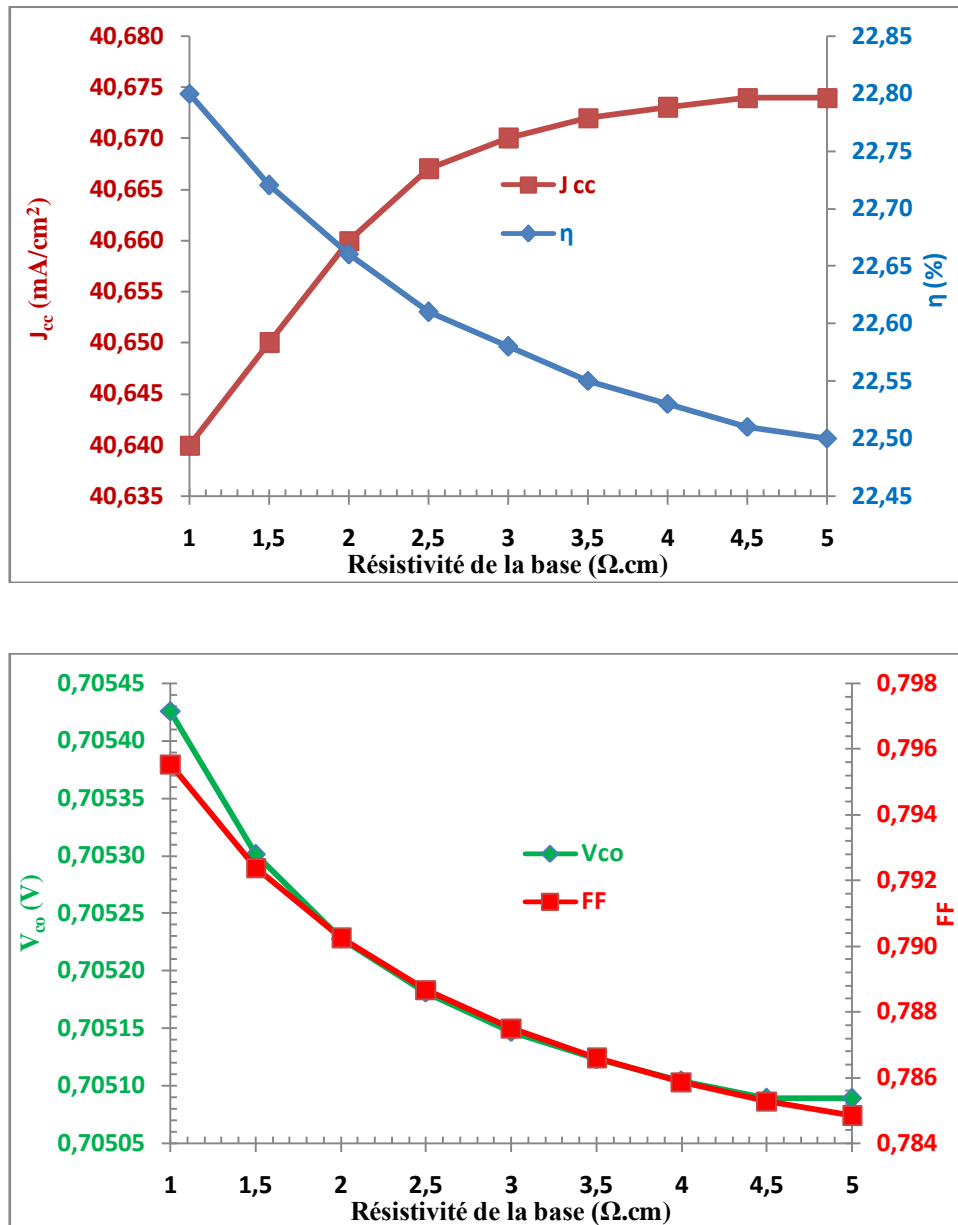


Figure V.12: Effets de la résistivité de la base sur les paramètres de la cellule solaire (J_{cc} , V_{co} , FF et η).

V.2.5.2 Effet de la résistance de couche de l'émetteur de la cellule n-PERT

L'évolution du rendement de conversion en fonction du dopage de l'émetteur est représentée sur la figure V.13. Dans cette étude, nous considérons les paramètres initiaux de la base du tableau V.3, de l'épaisseur de la plaquette à **180 μm** , de la résistivité du substrat à **3 $\Omega \cdot \text{cm}$** et de la durée de vie des porteurs de charge minoritaires à **3,8 ms**.

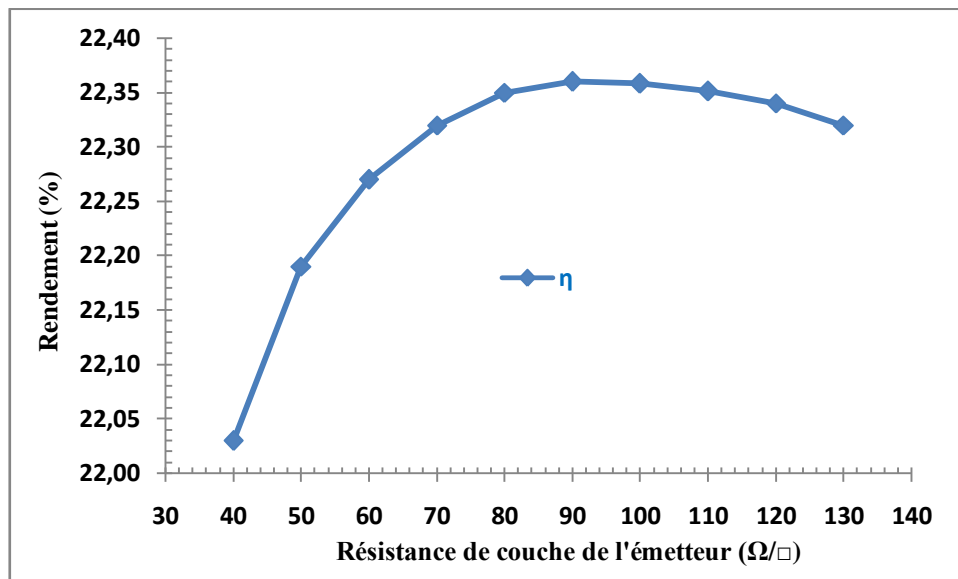


Figure V.13: Simulations PC3D des performances de la cellule n-PERT pour différentes résistances de couche de l'émetteur.

Sur cette figure, nous observons que l'augmentation de la résistance de couche de l'émetteur (réduction du dopage de l'émetteur) permet une amélioration remarquable du rendement de conversion de la structure. En effet, la réduction de la concentration diminue le courant de recombinaison dans l'émetteur de $44,26 \text{ fA/cm}^2$ pour une résistance de couche de $40 \Omega/\square$ à $10,7 \text{ fA/cm}^2$ pour $130 \Omega/\square$ (calculées avec PC1D selon la méthode décrite en Annexe C du chapitre précédent).

On note également que le rendement de conversion augmente jusqu'à une valeur maximale de $22,36\%$ pour une résistance de couche d'émetteur de $90 \Omega/\square$, puis il commence à diminuer (pour une résistance carrée de l'émetteur supérieure à $90 \Omega/\square$). Cet effet est dû à l'augmentation de la résistance en série totale causée par la résistance élevée de la couche de l'émetteur.

V.2.6 Performance de la cellule solaire optimisée :

Dans cette étude, nous fixons les valeurs optimisées de l'épaisseur de la plaquette à $250 \mu\text{m}$, la résistivité du substrat à $1 \Omega \cdot \text{cm}$, la durée de vie des porteurs minoritaires (trous) à 10 ns et la résistance de couche de l'émetteur à $90 \Omega/\square$.

Les valeurs optimales des paramètres technologiques de la base (épaisseur, durée de vie, résistivité) et de la résistance de couche de l'émetteur améliorent les performances de la cellule solaire, et par conséquent un rendement énergétique est atteint à $22,83\%$ comme le montre les valeurs du tableau V.6 ci-dessous simulées avec les valeurs optimales.

Tableau V.6: Résultats de simulation de la cellule solaire n-PERT optimisée.

Paramètres de la cellule	J_{cc} (mA/cm ²)	V_{co} (V)	FF (%)	η (%)
Cellule optimisée	40,64	0,710	79,12	22,83

V.2.7 Simulation de l'influence de la géométrie de la grille en face avant sur les pertes optiques et électriques d'une cellule n-PERT carrée à 5 pouces.

La structure de la cellule utilisée pour cette étude est représentée sur la figure IV.7. C'est une cellule de surface 12,5 cm x 12,5 cm dont les étapes de fabrication sont décrites au paragraphe V.2.2. La cellule de référence [10] possède des contacts métalliques en face avant, composés d'un empilement de métaux Ni / Cu / Ag, de largeurs variables. La face arrière est supposée métallisée en pleine plaque avec une pâte d'aluminium déposée par évaporation thermique utilisant le procédé PVD (**Physical Vapor Deposition**) (Chapitre III, paragraphe III.4.5).

Nous étudions ici l'influence de la géométrie de grille (largeur et hauteur du contact et nombre de busbarres) sur les caractéristiques et le comportement électrique de la cellule solaire dans l'objectif d'améliorer son rendement de conversion énergétique. Les paramètres utilisés pour le calcul des différentes contributions résistives et optiques de la cellule solaire n-PERT sont résumés dans le tableau V.7 dont certains d'entre eux sont extraits de la cellule de référence [10]. Les paramètres géométriques utilisés dans ce tableau sont ceux des figures IV.14, IV.15 et IV.16 du chapitre précédent.

Dans notre étude, les caractéristiques I-V sont calculées, rappelons-le, dans les conditions standards : un spectre solaire AM1.5G sous un éclairement de **1000 W/m²** et à une température de **25 °C**.

Tableau V.7 : Paramètres utilisés pour la simulation du calcul des pertes totales pour la cellule solaire n-PERT.

Symboles	Définition des symboles	Valeurs		
L (cm)	Côté de la cellule carrée [10]	12,5		
S_{cpv} (cm ²)	Surface de la cellule photovoltaïque	156,25		
e_b (μm)	Épaisseur de la base [10]	180		
p	Nombre de busbarres	3	4	5
l (cm)	Longueur d'une partie de la ligne dans la cellule	2	1,5	1,2

	élémentaire (Figure IV.15 et Figure A.1)			
a (cm)	Longueur de la cellule unitaire (Figure V.15 et Figure A.1).	2,08	1,56	1,25
W_{bus} (mm)	Largeur des busbarres [22]	1,5	1,125	0,9
d (mm)	Espacement entre les milieux de deux lignes adjacentes	Variable : de 0,25 à 0,96		
n	Nombres de lignes par cellule	Variable : de 50 à 130		
w_f (μm)	Largeur des contacts lignes [24]	Variable : 40, 60 et 80		
h_f (μm)	Hauteur des lignes	Variable : 10, 15 et 20		
h_{bus} (μm)	Hauteur des busbarres [23]	12		
ρ_b ($\Omega \cdot \text{cm}$)	Résistivité de la base [10]	3		
$\rho_{mf_{av}}$ ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	Résistivité des lignes (Ni/Cu/Ag) [10]	3,5		
ρ_{bus} ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	Résistivité des busbarres (Argent) [10]	3,5		
$\rho_{m_{ar}}$ ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	Résistivité de l'aluminium déposé en face arrière [10]	3		
$\rho_{c_{av}}$ ($\text{m}\Omega \cdot \text{cm}^2$)	Résistivité de contact entre les lignes et l'émetteur (Front) [10]	0,8		
$\rho_{c_{ar}}$ ($\text{m}\Omega \cdot \text{cm}^2$)	Résistivité de contact face arrière entre Al et le BSF [10]	1		
$h_{m_{ar}}$ (μm)	Épaisseur du métal (Al) en face arrière [19]	2		

On rappelle que la longueur l d'une partie de la ligne dans la cellule élémentaire et la longueur a de la cellule unitaire dépendent de L , p , et W_{bus} (équation A9 et figure A.1 en Annexe A et figure V.15).

V.2.7.1 Le calculateur PV Lighthouse

Pour calculer les différentes contributions de la résistance série et le taux d'ombrage , nous avons utilisé le modèle de calcul de Meier (voir Annexe A et B) et le calculateur du site web PV Lighthouse [25] (Grid calculator) qui est une ressource en ligne libre d'accès qui permet de spécifier la géométrie et la conception des cellules solaires tels que les dimensions des cellules solaires, le nombre de leurs busbarres et de ses doigts, la largeur et la hauteur des busbarres et des fingers (figure V.14). Ce calculateur détermine ainsi la résistance série et le taux d'ombre de la grille métallique en faces avant et arrière figure V.15 et dont l'image de la

géométrie de métallisation de la face avant et l'arrière d'une cellule solaire est également affichée (figure V.16)

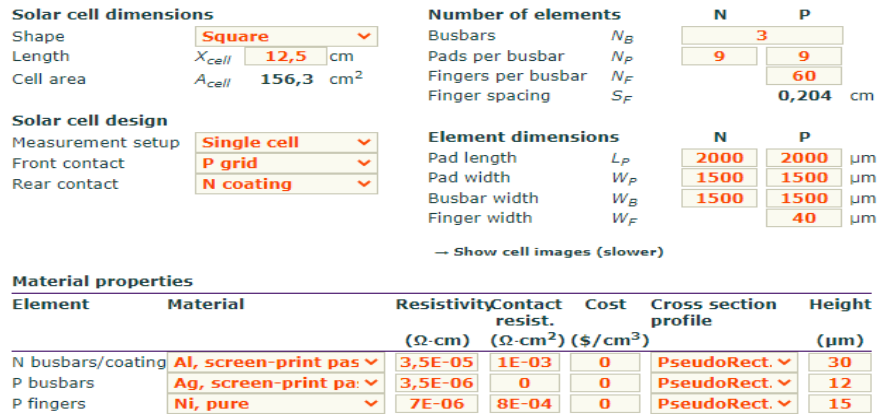


Figure V.14: Partie de la visualisation du calculateur de PV Lighthouse [25].

	R_s grid (Ω-cm ²)	R_s contact (Ω-cm ²)	R_s total (Ω-cm ²)	Front metal coverage (%)	A (cm ²)	V (cm ³)	Cost (\$)
N elements							
N pads	—	—	—	—	0,8100	0,0024	—
N busbars	0,0335	0,0000	0,0335	—	4,8150	0,0143	—
N coating	0,0151	0,0010	0,0161	—	150,6250	0,4519	—
N METAL (Rear)	0,0486	0,0010	0,0496	—	156,2500	0,4662	—
P elements							
P pads	—	—	—	—	0,8100	0,0010	—
P busbars	0,0091	—	0,0091	—	4,8150	0,0058	—
P fingers	0,4040	0,0432	0,4472	—	2,8920	0,0036	—
P METAL (Front)	0,4131	0,0432	0,4563	5,4509	8,5170	0,0094	—
TOTAL FOR CELL	0,4617	0,0442	0,5059	5,4509	164,7670	0,4756	—

Figure V.15 : Calcul de la résistance de (grille , contact) en faces avant et arrière.

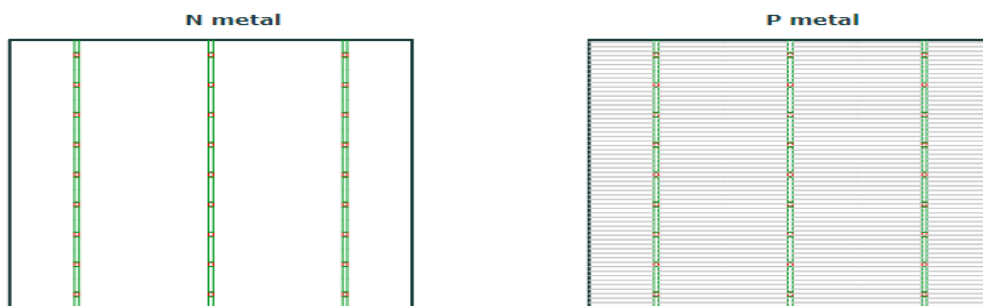


Figure V.16 : Géométrie de la métallisation en faces avant (à droite) et arrière (à gauche) (ici le cas de 3 busbarres et 60 doigts).

V.2.7.2 Effets de la largeur des lignes sur les pertes optiques, résistives et totales.

Afin d'avoir la résistance série (R_s) la plus faible possible et d'optimiser les résistances de la grille, nous avons calculé les pertes résistives de la cellule solaire n-PERT et

nous avons étudié l'influence des différents paramètres de la métallisation tels que la largeur des lignes w_f , la hauteur des lignes h_f et le nombre de busbarres p sur la résistance série.

La figure V.17 montre l'impact des largeurs de lignes w_f sur les pertes optiques (Taux d'ombre) et résistives pour différents nombres de lignes. Pour ces calculs, la hauteur de ces lignes h_f en face avant est supposée constante et égale à $15 \mu\text{m}$ avec 3 busbarres.

On remarque que les pertes optiques (Effet de l'ombre) augmentent avec l'augmentation du nombre de lignes et la croissance des largeurs de lignes w_f . Tandis que l'influence des largeurs de lignes sur la résistance de série R_s est à l'opposée de celle (effet d'ombre F) où R_s diminue avec l'augmentation de nombre de lignes et de la largeur de lignes (Figure V.17).

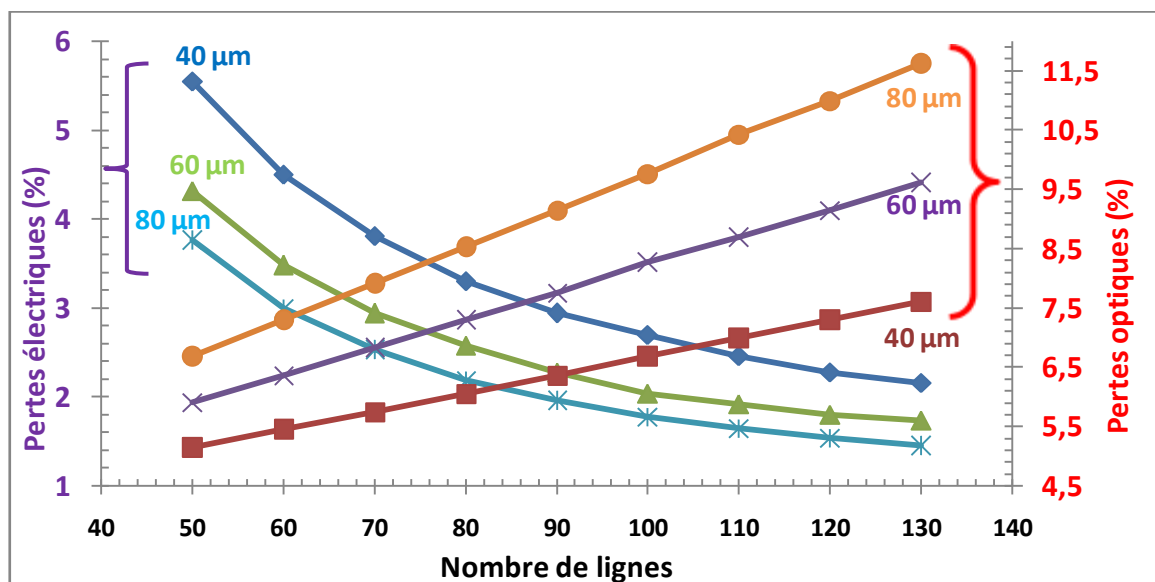


Figure V.17: Evolution des pertes optiques et résistives en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres).

Sur la Figure V.18 ci-dessous, nous avons tracé le facteur de pertes totales en fonction du nombre de lignes, et ce, pour différentes largeurs de lignes w_f (40 , 60 et $80 \mu\text{m}$). Sur cette figure, nous observons que l'augmentation des pertes totales (résistives et optiques) augmentent avec l'accroissement de la largeur des lignes.

On note également que le facteur des pertes totales diminue avec l'augmentation du nombre de lignes. Il atteint une valeur minimale de $9,31\%$ pour une distance entre les lignes $d = 1,38 \text{ mm}$ (90 lignes de contacts) et pour une largeur des lignes à $w_f = 40 \mu\text{m}$, puis commence à augmenter.

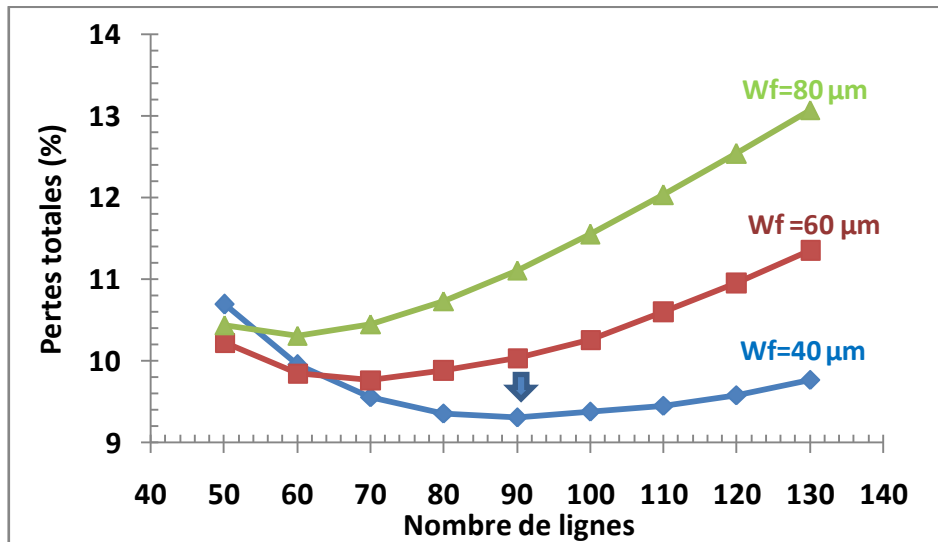


Figure V.18: Evolution des pertes totales en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres).

On déduit que pour les petites distances entre les doigts (avant l'atteinte de la distance minimale), c'est l'effet d'ombre qui domine les pertes. Par contre, lorsque la distance entre les doigts augmente, c'est la résistance série qui inverse la tendance.

V.2.7.3 Effets de la largeur des lignes sur le rendement de conversion η et le facteur de forme FF pour différents nombres de lignes

Après avoir calculé les pertes résistives dues à R_s et le taux d'ombre pour différentes largeurs de ligne w_f , en fonction du nombre de lignes pour une hauteur constante égale à $h_f=15 \mu\text{m}$ et $p = 3$ busbarres, On va maintenant étudier l'impact de ces pertes sur FF et η de la cellule n-PERT.

En effet, la variation du rendement de conversion en fonction du nombre de lignes (et indirectement en fonction de la distance entre les lignes) pour différentes largeurs des lignes est illustrée dans la figure V.19. Cette figure indique clairement une augmentation du rendement avec l'augmentation du nombre de lignes puis une diminution après avoir atteint un maximum.

On remarque que plus la largeur des lignes (w_f) est petite, plus que le rendement augmente jusqu'à une valeur optimale. Ceci explique que les pertes optiques (Effet de l'ombrage) causées par les doigts pour une largeur ($w_f = 40 \mu\text{m}$) a moindre effet que les autres épaisseurs (figure V.17). L'augmentation des largeurs des lignes entraîne une augmentation des pertes optiques et une diminution des pertes résistives(dues à la diminution de la résistance des lignes).

Ce résultat indique que l'épaisseur optimale des contacts réalisés ne devrait pas être plus large. Nous avons trouvé une distance optimale entre les lignes de **1,38 mm** (90 lignes de contacts) pour une largeur de ces lignes de $w_f = 40 \mu\text{m}$ et un nombre de busbarres égal à 3 et $h_f=15 \mu\text{m}$, ce qui engendre un rendement η de **22,34 %** (figure V.19).

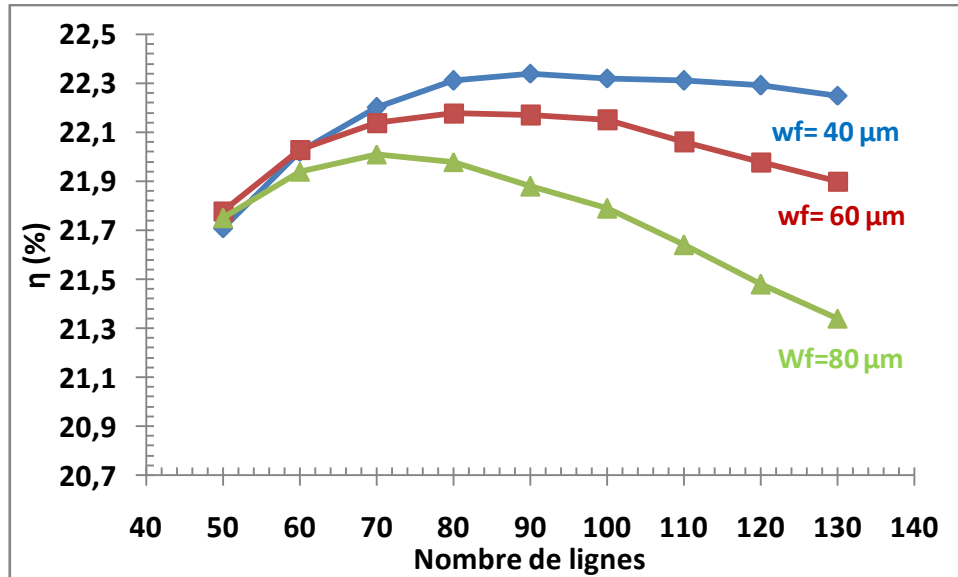


Figure V.19 : Evolution du rendement η en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu\text{m}$ et $p = 3$ busbarres).

D'autres part, une augmentation du nombre de lignes conduit à une amélioration du facteur de forme FF de la cellule solaire de type N, cette amélioration est due à une diminution de la résistance série (voir figure V.20).

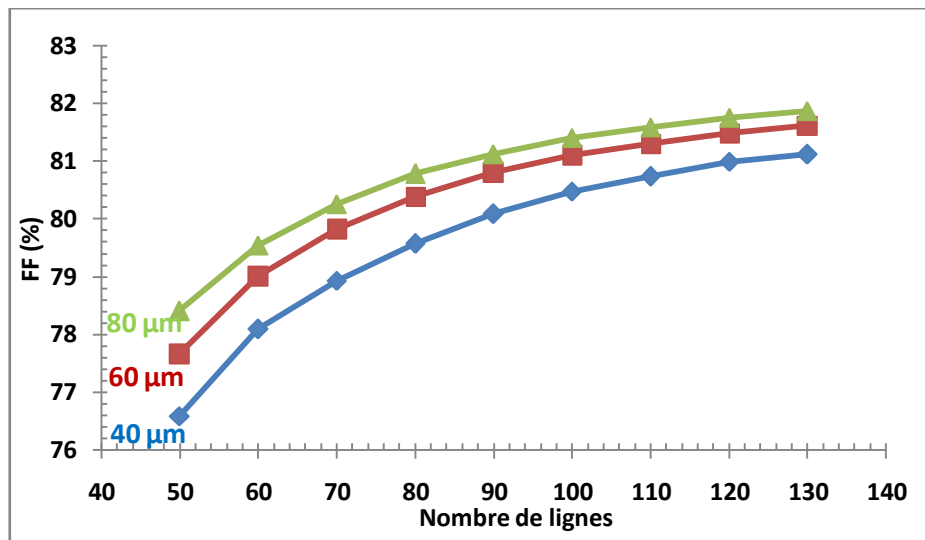


Figure V.20 : Evolution du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes pour différentes largeurs de ces lignes ($h_f=15 \mu\text{m}$ et $p = 3$ busbarres).

V.2.7.4 Effet de la hauteur des lignes sur les pertes optiques, résistives et totales.

La figure V.21 représente évolution des pertes optiques (Taux d'ombre) et résistives en fonction du nombre de lignes et pour différents hauteurs de ces lignes h_f . Pour ces calculs, la largeur des lignes est fixée à $w_f = 40 \mu\text{m}$ avec $p=3$ busbarres.

Lorsque la hauteur des lignes croît, les pertes résistives diminuent avec l'augmentation du nombre de lignes. Cette décroissance est due à la diminution de la résistance série des lignes de la face avant voir (tableau IV.2 du chapitre IV).

On observe une nette augmentation des pertes optiques lorsque le nombre de lignes augmente, ceci reste constant pour différente hauteurs de lignes h_f .

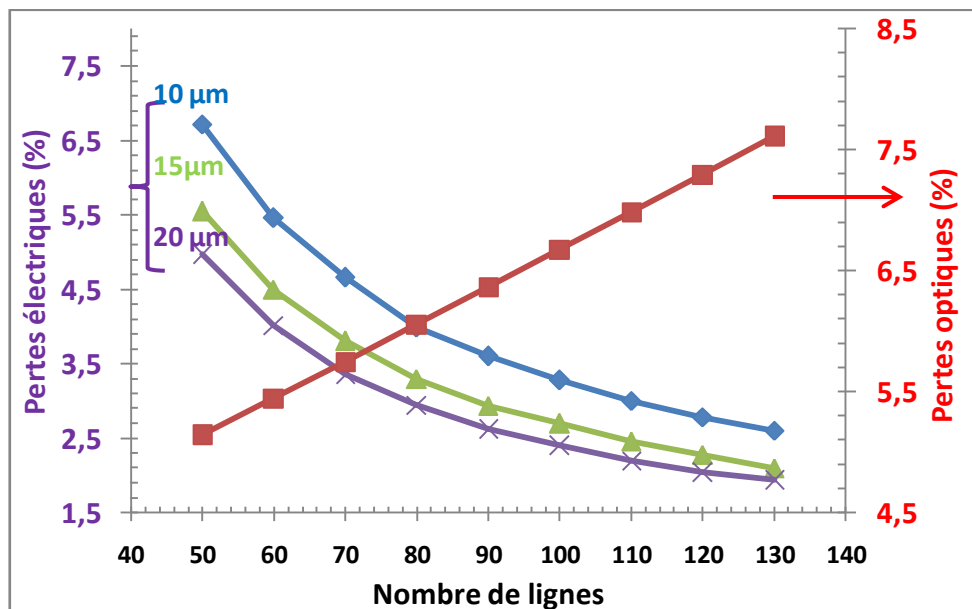


Figure V.21 : Evolution des pertes optiques et résistives en fonction du nombre de lignes pour différentes hauteurs de ces lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ avec $p=3$ busbarres).

La figure V.22 illustre l'influence de la hauteur de lignes en fonction du nombre de lignes sur le facteur des pertes totales. Donc, comme on le remarque, ce facteur diminue lorsque la hauteur des lignes h_f augmente.

Les résultats obtenus montrent que le facteur des pertes totales peut atteindre une valeur minimale de 9% pour une hauteur de ligne de $h_f = 20 \mu\text{m}$ et une distance entre les lignes de $d = 1,38 \text{ mm}$ (correspondante à 90 doigts).

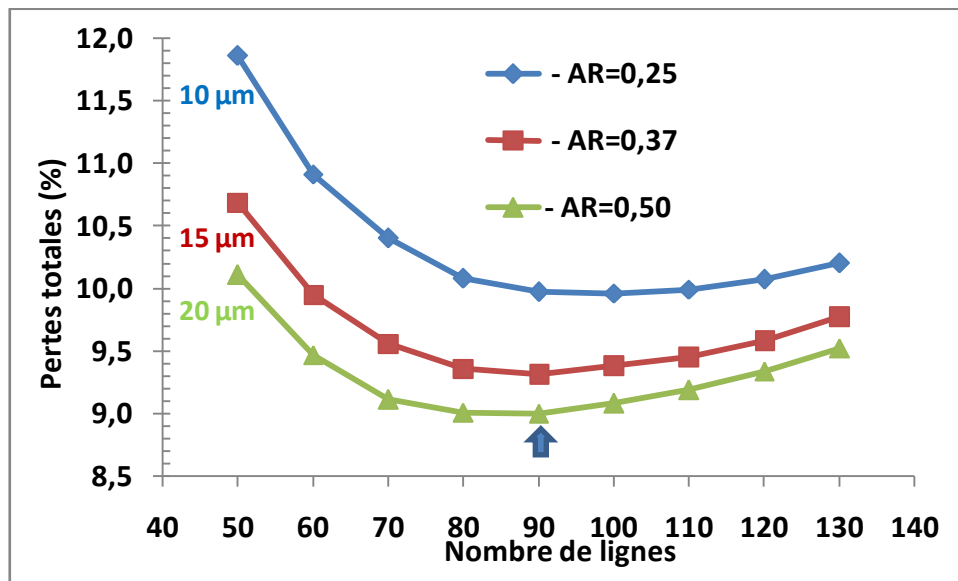


Figure V.22 : Evolution des pertes totales en fonction de la hauteur des lignes pour différents nombres de lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres).

V.2.7.5 Effet du Ratio (hauteur/largeur) des lignes sur le rendement de conversion η pour différents nombres de ces lignes.

Le paramètre variable est le ratio h_f/W_f (Rapport Hauteur/Largeur ou « AR » Aspect Ratio en anglais) qui définit le rapport entre la hauteur et la largeur des lignes. Pour ces calculs, nous avons choisi une résistance de couche de l'émetteur de $55 \Omega/\square$. Pour les contacts, la largeur des lignes w_f est fixée à $40 \mu\text{m}$ et le nombre de busbarres à 3.

Un haut ratio AR de ces lignes génère des pertes (optiques et résistives) relativement faibles entraînant par conséquent une meilleure performance de la cellule solaire n-PERT. En effet, selon les courbes de la figure V.23 ci-dessous, le ratio (hauteur/largeur) augmente de 0,25 quand h_f passe de $10 \mu\text{m}$ à $20 \mu\text{m}$, ce qui permet l'augmentation du rendement maximum de 22,18 % à 22,42 %. Par conséquent, les performances maximales sont atteintes quand la hauteur des contacts est de $h_f = 20 \mu\text{m}$.

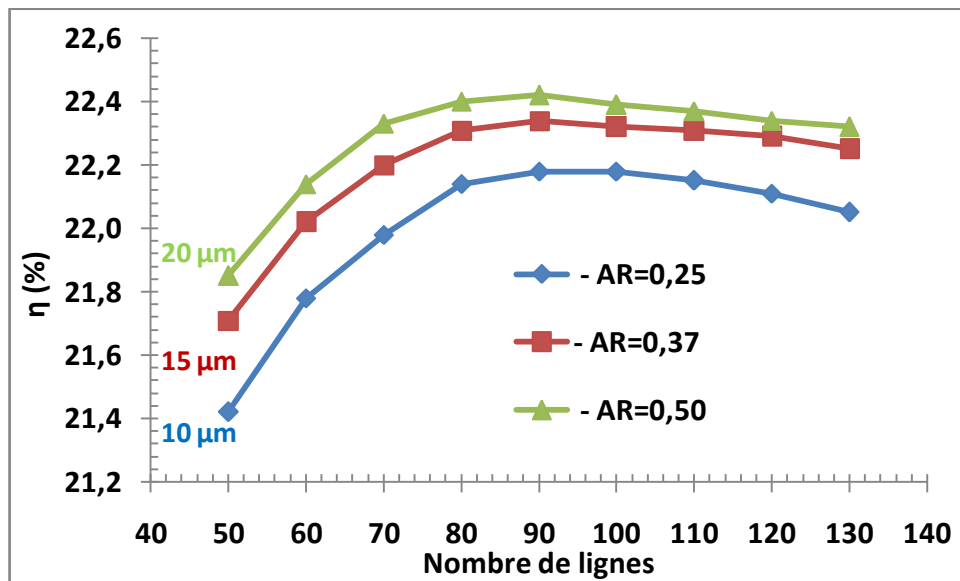


Figure V.23 : Evolution du rendement η en fonction du nombre de lignes pour différentes hauteurs de ces lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres).

La variation du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes est représentée sur la figure V.24. Ainsi, une augmentation du nombre de lignes conduit à une amélioration du facteur de forme **FF** de la cellule solaire de type N

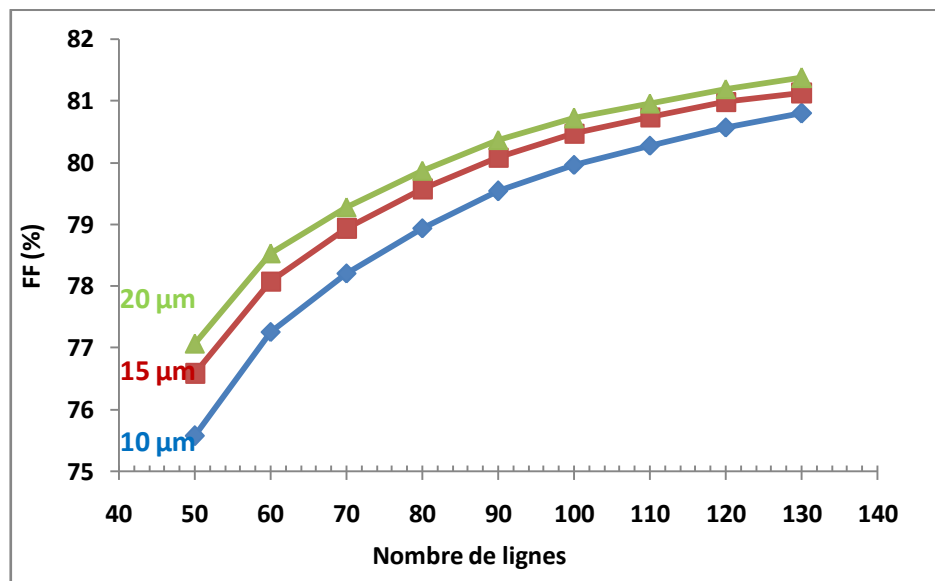


Figure V.24 : Evolution du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes pour différentes hauteurs de ces lignes ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $p=3$ busbarres.)

V.2.7.6 Effets du nombre de busbarres sur les pertes optiques, résistives et totales.

La figure V.25 montre l'effet du nombre de busbarres sur les pertes optiques (Taux d'ombre) et résistives pour différents nombre de lignes. Pour ces calculs, la hauteur et la largeur de ces lignes sont supposées constants et égales à $h_f = 20 \mu\text{m}$ et $w_f = 40 \mu\text{m}$ respectivement.

À partir de cette figure V.25, il apparaît que plus le nombre de lignes augmente, plus les pertes résistives dues à la résistance série totale diminue avec la l'augmentation du nombre de busbarres, par contre, les pertes optiques augmentent avec l'élévation du nombre de busbarres et du nombre de lignes.

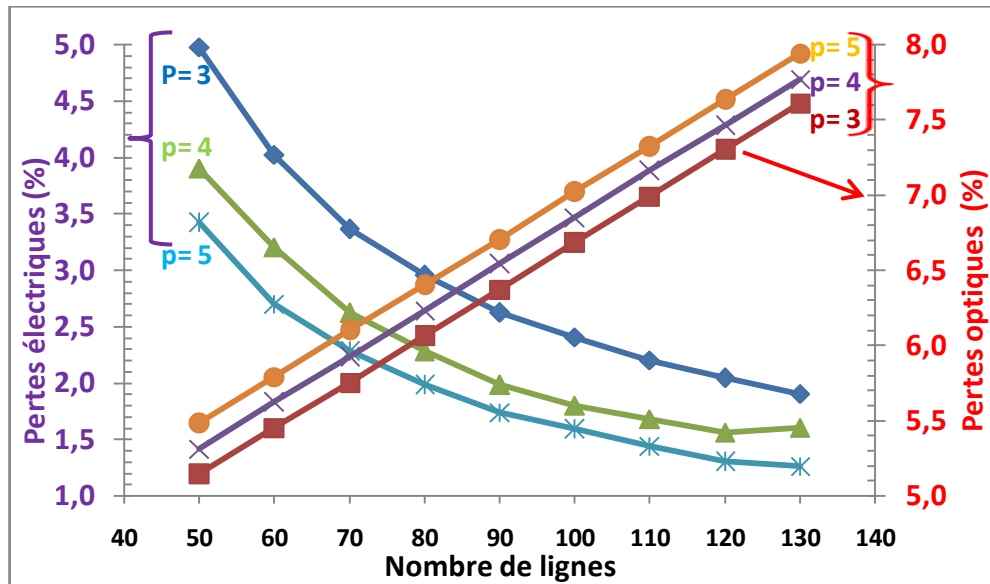


Figure V.25 : Evolution des pertes optiques et résistives en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).

La figure V.26 ci-dessous représente la variation du facteur de pertes totales en fonction du nombre de lignes, et ce, pour différents nombres de busbarres.

Sur cette dernière figure, nous observons que les pertes totales diminuent avec l'augmentation du nombre de busbarres. On note que le facteur de pertes totales peut atteindre une valeur minimale de 8,37% pour une distance entre les lignes $d = 1,56 \text{ mm}$ (nombre de lignes à 80) et pour un nombre de busbarres égales à 5.

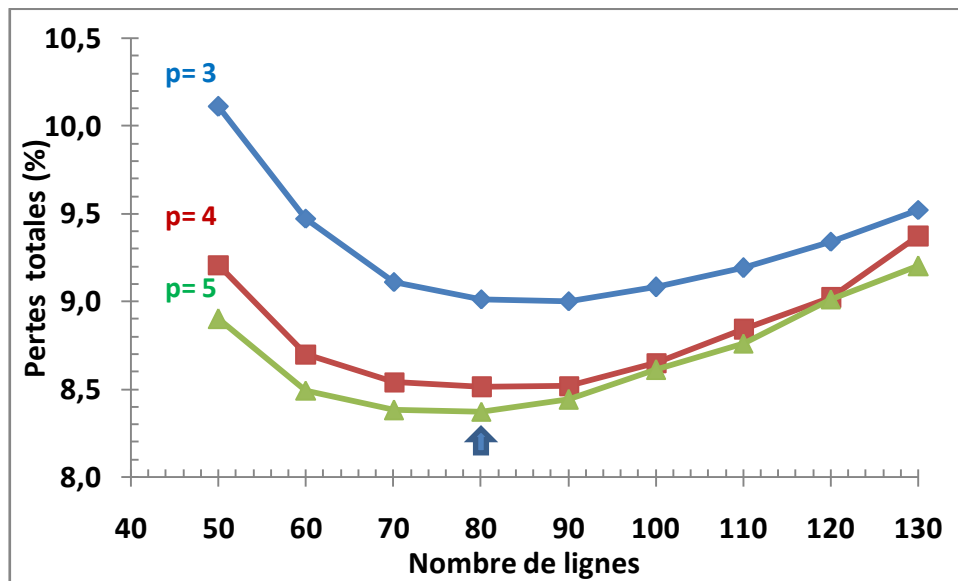


Figure V.26: Evolution des pertes totales en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).

V.2.7.7 Effet du nombre de busbarres sur le rendement de conversion η et le facteur de forme FF pour différents nombres de doigts.

La figure V.27 illustre la variation du rendement de conversion η en fonction du nombre de fingers, pour différents nombres de busbarres. On remarque que plus le nombre de busbarres est grand, plus le rendement s'améliore.

L'augmentation du nombre de busbarres correspond à une diminution de la résistance série (diminution des pertes résistives) (figure V.25), et donc une augmentation du facteur de forme FF (figure V.28).

Ces différentes variations résultent de l'existence d'une distance minimale entre les lignes et un nombre optimal de busbarres qui engendre un meilleur rendement pour la cellule solaire n-PERT.

Effectivement, une distance optimale d'environ **1,56 mm** (80lignes de contacts) et **5** busbarres pour lesquels le facteur de pertes totales atteint une valeur minimale (figure V.26), conduit à un rendement de **22,63 %**.

Une fois que le nombre de lignes augmente (faible distance entre les lignes), une baisse du rendement commence à apparaître. Cette diminution du rendement est due, comme on s'y attendait, aux pertes par l'effet d'ombrage (pertes optiques).

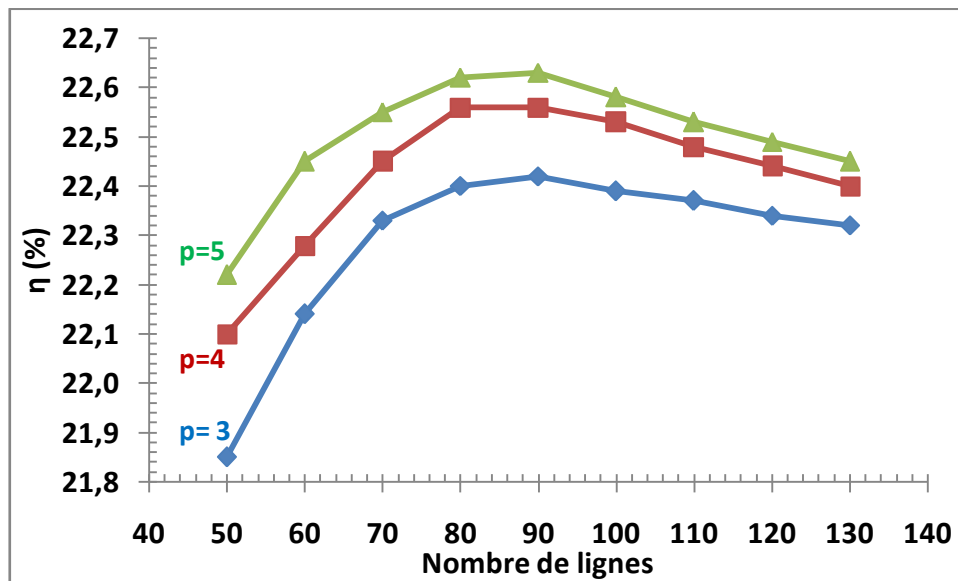


Figure V.27: Evolution du rendement η en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).

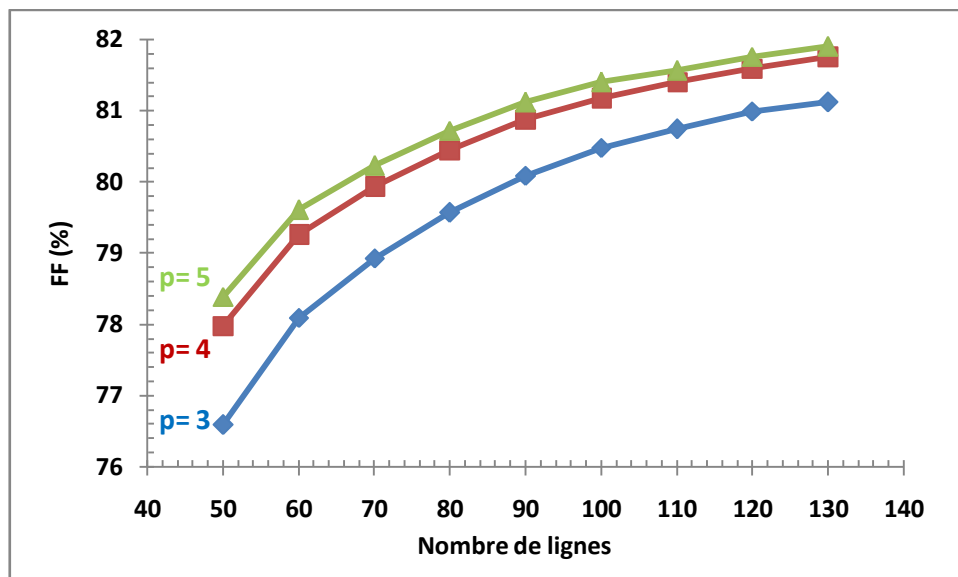


Figure V.28 : Evolution du facteur de forme FF en fonction du nombre de lignes pour différents nombres de busbarres ($w_f = 40 \mu\text{m}$ et $h_f = 20 \mu\text{m}$).

V.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes appuyés sur le logiciel de simulation à deux dimensions PC2D et à trois dimensions PC3D, récent et plus évolué à la conversion photovoltaïque des dispositifs à semi-conducteurs. Dans un premier temps, nous avons exposé les résultats de la simulation d'une cellule solaire PERC à base de silicium monocristallin de type P. Les résultats numériques obtenus par le logiciel de simulation à deux dimensions

PC2D a montré l'atteinte d'un rendement η de **20,85 %** pour la cellule solaire p-PERC. La simulation de la courbe I-V se caractérise par un courant de court-circuit J_{cc} (**39,41 mA/cm²**), une tension de circuit-ouvert V_{co} (**0,661V**) et un facteur de forme FF (**80%**). Ces caractéristiques $I - V$, ont permis l'optimisation de l'épaisseur de la plaquette, la durée de vie des porteurs minoritaires et la résistivité de la base.

Ce meilleur rendement (**20.85 %**) est obtenu pour une épaisseur optimisée de **170 μm** , pour une résistivité de la base de **2 $\Omega \cdot \text{cm}$** et une durée de vie de **250 μs** . Quant au facteur de forme, il diminue de **80,13 %** à **79,59 %** à des épaisseurs respectives de la base de **100 μm** et **350 μm** et ce, en raison de l'augmentation de la résistance de la base.

L'augmentation de la durée de vie des porteurs minoritaires permet une amélioration remarquable des quatre paramètres électriques de la structure p-PERC. Pour une durée de vie des porteurs minoritaires supérieure à **1600 μs** , un rendement maximal de **21,38 %** est obtenu pour **3000 μs** avec des valeurs appréciables de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) et de court-circuit (J_{cc}) respectivement de **0,670 V** et **39,52 mA/cm²** et un facteur de forme (FF) de **80,65 %**.

L'augmentation de la résistance de la base, a engendré la diminution de la tension circuit-ouvert V_{co} et du facteur de forme FF . L'impact de la résistivité a également été observé sur la densité de courant de court-circuit J_{cc} , diminuant ainsi avec l'abaissement de la résistivité.

On constate aussi que le rendement passe de **21.13 %** à **19.97 %**, lorsque la résistivité croît de **1** à **6 $\Omega \cdot \text{cm}$** , ceci s'explique aisément par l'augmentation de la résistance série due à l'augmentation de la résistance du substrat.

Dans la deuxième partie, nous avons simulé la caractéristique $I - V$ d'une cellule solaire PERT de type N expérimentée par Jian Sheng et al, sous les mêmes conditions d'éclairement solaire de AM1.5.

Ainsi, on a obtenu des paramètres de sortie tels que la densité de courant de court-circuit J_{cc} (**40,34 mA/cm²**), le rendement de conversion électrique η (**22,2%**), la tension de circuit-ouvert V_{co} (**0,704 V**) et le facteur de forme FF (**78,16%**). Ces résultats de simulation nous ont permis d'optimiser les paramètres des différentes régions les plus importants de la cellule solaire comme la base et l'émetteur.

Pour la base, nous avons remarqué d'abord une légère augmentation de la densité de courant de court-circuit J_{cc} qui passe de **39,69** à **40,84 A/cm²** lorsque l'épaisseur de la plaquette augmente de **100** à **320 μm**, de plus, le facteur de forme FF diminue considérablement de **78,36%** à **77,65%** en augmentant l'épaisseur du substrat (la base). Cette diminution étant due à l'augmentation de la résistance de base. La variation de ces différents paramètres se traduit par l'existence d'un substrat d'épaisseur optimale de **250 μm** qui correspondent à un rendement le plus élevé d'une valeur de **22,24%** pour la cellule solaire n-PERT.

Une amélioration des paramètres électriques de la structure n-PERT avec l'augmentation de la durée de vie des porteurs minoritaires conduit à un rendement de **22,58%** pour une durée de vie maximale des porteurs minoritaires de **10 ms**.

L'analyse de l'influence de la résistance de la base nous a montrés qu'une cellule solaire de résistivité optimale de **1 Ω.cm** peut atteindre des rendements élevés, de l'ordre de **22,8%**, avec $J_{cc} = 40,64 \text{ mA/cm}^2$, $V_{co} = 0,7054 \text{ V}$ et $FF = 79,55\%$.

Une comparaison des propriétés électriques entre la cellule étudiée n-PERT et la cellule solaire p-PERC est effectuée afin de mettre en évidence les potentialités de la filière technologique du silicium de type N. Cette comparaison génère un gain important en rendement de conversion de l'ordre de **1,35%** en absolu, qui est lié à une augmentation de la tension de circuit-ouvert V_{co} (+**0,043V**) et de la densité de courant de court-circuit J_{cc} (+**0,93mA/cm²**). Cette amélioration du rendement est due essentiellement à la durée de vie élevée des porteurs minoritaires τ_p du substrat de type N qui est de l'ordre de la milliseconde (**3,5 ms**) par rapport à celle du type P qui est de l'ordre du dixième de la milliseconde (**0,25 ms**). Cela est dû aussi à la bonne passivation de l'émetteur en bore p^+ réalisée avec la couche d' Al_2O_3 déposée sur la face avant des cellules en silicium de type N par rapport à la couche classique de SiN_x . C'est pourquoi le silicium de type N peut représenter une alternative intéressante au niveau de la recherche et du développement industriel pour l'amélioration de l'énergie photovoltaïque.

D'autre part, l'analyse de l'émetteur de la cellule solaire a montré que l'augmentation de la résistance de couche de l'émetteur permet une amélioration remarquable du rendement de

conversion de la structure. Une optimisation du rendement de **22,36%** est acquis pour une résistance de couche de l'émetteur de **90 Ω/\square** .

Notre optimisation indique un rendement de **22,83%**, pour des valeurs optimales des paramètres technologiques de la base : durée de vie (**10 ms**), épaisseur (**250 μm**), résistivité (**1 $\Omega.\text{cm}$**) et résistance de couche de l'émetteur (**90 Ω/\square**).

On a terminé ce chapitre par une étude sur l'influence de la géométrie de la grille en face avant (largeur et hauteur des lignes et nombre de busbarres) sur les caractéristiques courant – tension sous éclairément à l'aide d'une simulation numérique à trois dimensions avec PC3D.

Cette étude a montré que l'épaisseur optimale des doigts ne devrait pas être plus large. Nous avons trouvé une distance optimale entre les lignes de **1,38 mm**(90 lignes de contacts) pour une largeur de ligne de **$w_f = 40 \mu\text{m}$** qui correspond à un facteur de pertes totales minimal (optiques et résistives) égal à 9,31%, ce qui se traduit par un rendement de **$\eta = 22,34 \%$** .

Un haut ratio AR ou (Rapport Hauteur/Largeur des lignes) entraîne une meilleure performance de la cellule solaire n-PERT. Par conséquent, les performances maximales atteintes pour un rendement de **22,42%** pour un facteur de perte totale minimal égal à **9 %** et lorsque la hauteur des lignes est de **$h_f = 20 \mu\text{m}$** .

L'augmentation du nombre de busbarres correspond à une diminution de la résistance série, et donc une augmentation du facteur de forme **FF**. Une distance optimale d'environ **1,56 mm**(80 lignes de contacts) pour lesquels le facteur de pertes totales est minimal et est égal à **8,37%** pour la cellule solaire de type n-PERT à **5** busbarres et qui aboutit à un rendement de **22,63 %**.

Bibliographie:

- [1] H. Huang et al, " 20.8% industrial PERC solar cell: ALD Al₂O₃ rear surface passivation, efficiency loss mechanisms analysis and roadmap to 24% ", Solar Energy Materials and Solar Cells, 161 : 14-30, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.11.018>
- [2] X. Tan et al, " Small pyramidal textured ultrathin crystalline silicon solar cells with double-layer passivation ", Optics Express, 2(13) : 14725-14731, (2017).
<https://doi.org/10.1364/OE.25.014725>
- [3] S. Werner et al, " Key aspects for fabrication of P-type CZ-si PERC solar cells exceeding 22 % conversion efficiency ", Proc. 33rd EU PVSEC, Amsterdam, The Netherlands, 2017.
- [4] R. Horbelt et al, " Surface recombination velocity of local Al-contacts of PERC solar cells determined from LBIC measurements and 2D simulation ", Energy Procedia , 92 : 82-87, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.033>
- [5] J. Müller et al, " Contact formation and recombination at screen printed local aluminum-alloyed silicon solar cell base contacts ", IEEE Trans. Electron Devices vol. 58 (10 : 3239–3245, 2011. <https://doi.org/10.1109/TED.2011.2161089>
- [6] P. A. Basore, PC2D V3.2, PERC. examples, [in http://pc2d.info/home/examples](http://pc2d.info/home/examples), (Consulté le 21 Juin 2018).
- [7] L. Zidi, A. Mekemeche & M. Beghdad, " Performance Analysis on Conversion Efficiency of PERC Solar Cell by PC2D Simulation ", Silicon, 11(5), 2479-2485, 2019, Springer Nature. <http://dx.doi.org/10.1007/s12633-019-00127-3>
- [8] J. Cui et al, " Optimization of the Phosphorus Doped BSF Doping Profile and Formation Method for N-type Bifacial Solar Cells ", Photovoltaic Research, 4(2) : 31-41, 2016. <http://dx.doi.org/10.21218/CPR.2016.4.2.031>
- [9] P. Papet, " Nouveaux concepts pour la réalisation de cellules photovoltaïques à contacts interdigués sur substrats minces en silicium cristallin ", Thèse de Doctorat, INSA de Lyon France, 2007.
- [10] J. Sheng et al, " Development of a large area n-type PERT cell with high efficiency of 22% using industrially feasible technology ", Solar Energy Materials & Solar Cells, 0927-0248/&Published by Elsevier B.V, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2016.03.032>
- [11] G. Hashmi et al, " Study of the Enhancement of the Efficiency of the Monocrystalline Silicon Solar Cell by Optimizing Effective Parameters Using PC1D Simulation ", Department

of Electrical and Electronic Engineering, University of Dhaka, Dhaka, Bangladesh Silic, 2018.

[12] H. Park et al, " Improvement on surface texturing of single crystalline silicon for solar cells by saw-damage etching using an acidic solution ", Solar Energy Materials & Solar Cells 93, 1773–1778, 2009. [Doi.org: 10.1016/j.solmat.2009.06.012](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.06.012)

[13] Y. Tao et al, " High-Efficiency Front Junction n-Type Crystalline Silicon ", Georgia Institute of Technology, School of Electrical and Computer Engineering, University Center of Excellence for Photovoltaics, Atlanta, GA, USA, 2017. [Doi.org/10.5772/65023](https://doi.org/10.5772/65023)

[14] W.Duan, et al, " Aroute towards high effiency n-type PERT solar cells ", Photovoltaic Solar Energy, 2016.

[15] K. Ryu et al, " High efficiency large area n-type front junction silicon solar cells with boron emitter formed by screen printing technology ", Progress in Photovoltaics : Research and Applications Prog. Photovolt: Res. Appl, 2014. <http://dx.doi.:10.1002/pip.2486>.

[16] A. Richter et al, " Towards industrial n-type PERT silicon solar cells: rear passivation and metallization scheme ", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg, Germany Silicon PV : 17-20 April, Freiburg, Germany, 2011.

[Doi:10.1016/j.egypro.2011.06.169](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.06.169).

[17] J. Nekarda et al, " industrial PVD metalization for high efficiency crystalline silicon solar cells", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Heidenhofstrasse 2, D-79110 Freiburg, Germany,2009. [Doi: 10.1109/PVSC.2009.5411146](https://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411146) .

[18]Y. Tao et al, " 20.7% efficient ion-implanted large area n-type front junction silicon solar cells with rear point contacts formed by laser opening and physical vapor deposition ", Progress in Photovoltaics : Research and Applications Prog. Photovolt : Res.; 22 :1030–103, Appl, 2014. [Doi: 10.1002/pip.2545](https://doi.org/10.1002/pip.2545)

[19] L. Tous et al, " Evaluation of advanced p-PERL and n-PERT large area silicon solar cells with 20.5% energy conversion efficiencies ",Progress in Photovoltaics : Research and Applications Prog., 2014. [Doi: 10.1002/pip.2478](https://doi.org/10.1002/pip.2478) .

[20] P. A. Basore, PC3D V1.3, July 2019. About PC3D, in : <https://www.pc3d.info/pc3d-examples>,.

[21] W. Shockley, Bell. " The theory of p-n Junctions in semiconductors and p-n junction transistors ", (s.d.). Syst. Techn. J., 28(1949), p. 435.

[22] S-R. Kyung, " Developement of low –cost and high-efficiency commercial size N-Type Silicon Solar cells" , Thèse doctorat, School of Electrical and Computer Engineering , Georgia Institute of Technology USA, 2015.

[23] S. Thibert, " Etude de la métallisation de la face avant des cellules photovoltaïques en silicium " , Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, France, 2015.

[24] W. Cai, " 22.2% efficiency n-type PERT solar cell " , State Key Laboratory of Photovoltaic Science and Technology, Trina Solar, No. 2 Trina Road, Trina PV Park, New District, Changzhou, Jiangsu Province, China 21303 Energy Procedia 92,399 – 403, 2016.

[25] <https://www.pvlighthouse.com.au/>(Consulté le 02 -05-2021).

Conclusion générale

Conclusion générale

La majorité des panneaux photovoltaïques vendus proviennent presque totalement de la filière silicium cristallin (monocristallin et multicristallin) qui domine largement la production photovoltaïque mondiale depuis plus de 50 ans. Aujourd'hui le matériau le plus couramment utilisé dans le photovoltaïque reste le silicium, malgré la concurrence de nouveaux matériaux. De plus, il bénéficie également d'une implantation importante dans l'industrie de la microélectronique.

Actuellement, les cellules solaires à base du silicium monocristallin souvent appelées cellules de première génération représentent environ 37% de la production des cellules.

Ce type de cellules atteint aujourd'hui un rendement de conversion record en laboratoire de 24,7% grâce à la présence de très bonnes propriétés électroniques résultant de sa grande pureté chimique et de l'absence de défauts structuraux. Malgré cela, le coût de fabrication de ce type de matériau de base élaboré par les deux procédés, la méthode Czochralski (Cz) et la méthode de la zone flottante (Fz), réalisées à haute température, reste élevé pour des applications photovoltaïques terrestres.

Aujourd'hui, la majorité des panneaux PV fabriqués utilisent des cellules solaires basées sur des plaquettes (ou substrats) de silicium cristallin de type P. Afin de réduire les coûts de production des panneaux, un effort particulier a été porté, ces dernières années, sur le développement des cellules à la fois pour améliorer leurs rendements et réduire leurs coûts de production.

De nombreuses variantes technologiques existent, ou qui sont en cours de développement et d'exploitation par de nombreux laboratoires à travers le monde, qui visent à une augmentation du rendement par rapport à celle d'une cellule solaire classique comme l'Al-BSF. Certains modèles sont déjà industrialisés. On peut citer à titre d'exemple les cellules solaires à technologie PERC (**P**assivated **E**mitter and **R**ear **C**ell) avec un substrat de silicium monocristallin type P. Cette architecture PERC permet essentiellement d'améliorer la capture de la lumière (diminuer la recombinaison des porteurs) près de la surface arrière de la cellule et donc de maximiser la production d'électrons. Ce type de cellules représente un terrain d'investigation idéal pour atteindre des rendements de conversion plus élevés.

Cette architecture de cellules est donc actuellement considérée comme l'une des plus prometteuses pour produire des modules avec un rendement supérieur à des coûts compétitifs.

Il existe d'autres types de structures de cellules qui ont un potentiel intéressant pour atteindre des hauts rendements de conversion, ces types de structures dites à contact localisé que sont les cellules PERT (**P**assivated **E**mitter **R**ear **T**otally diffused) et la structure PERL (**P**assivated **E**mitter **R**ear **L**ocally diffused), présentent un émetteur fortement dopé au bore (type p^+) en face avant. Les structures de cellules solaires PERT et PERL au silicium type N permettent d'atteindre des performances photovoltaïques élevées. Cependant, des procédés industriellement réalisables pour la fabrication de ces dispositifs à haut rendement sont nécessaires.

Les cellules les plus puissantes actuellement fabriquées adoptent l'architecture de type N. Il a en effet été montré que leurs qualités électriques sont supérieures à celles du c-Si de type P. La principale raison derrière cette amélioration est que le silicium cristallin c-Si de type N possède des durées de vie des porteurs élevées, particulièrement grâce à sa moindre sensibilité aux défauts chimiques et cristallographiques. De plus, les cellules au silicium cristallin de type N dopées au phosphore sont beaucoup moins sujettes à la dégradation de leurs durées de vie sous l'effet de l'éclairement (en anglais « **LID** :**L**ight **I**nduced **D**egradation ») que les cellules solaires de type P (dopées au Bore). Les phénomènes du LID sont en effet liés aux paires Bore - Oxygène qui se forment sous illumination, et agissent alors comme des défauts très recombinants responsables de la perte de rendement de conversion des cellules photovoltaïques. Malgré tous les avantages liés aux propriétés du silicium type N, ce dernier n'est pas majoritairement utilisé dans l'industrie photovoltaïque. En effet, le procédé de fabrication des cellules solaires de type N est cependant plus énergivore que le procédé standard, puisque deux diffusions gazeuses à haute température sont nécessaires, la diffusion de BBr_3 pour réaliser l'émetteur dopé au bore en face avant et $POCl_3$ pour former le BSF sur la face arrière. De plus, la passivation de l'émetteur dopé au Bore en face avant, était considérée comme un point bloquant, sachant que le nitrure de silicium SiN_x n'est pas le matériau idéal pour la passivation de ces émetteurs, donc l'ajout d'une fine couche supplémentaire de passivation comme celle de l' Al_2O_3 , déposée par ALD (**A**tomic **L**ayer **D**eposition) est nécessaire.

L'objectif de notre travail entre dans ce cadre précis est lié à l'étude et à la simulation d'une cellule solaire p-PERC à base de substrat au silicium cristallin de type P puis d'une cellule n-PERT à base de silicium cristallin type N et ce, dans le but d'optimiser les paramètres physiques des différentes régions principales (la base et l'émetteur). Nous avons

Conclusion générale

montré également l'effet des différentes pertes totales (résistives et optiques) dues essentiellement à la grille de la métallisation en face avant.

Dans un premier temps, on a utilisé des simulations à deux dimensions par PC2D, nous avons étudié l'influence des différentes régions de la cellule solaire p-PERC comme la base (épaisseur, durée de vie, et résistivité) afin d'optimiser ses paramètres dans l'objectif d'améliorer son rendement.

La structure de cellule utilisée pour la simulation est de type PERC qui sont fabriquées à partir de plaquettes de silicium monocristallin de type P d'une épaisseur de l'ordre de **165 μm** , de résistivité **$\rho = 2 \Omega \cdot \text{cm}$** et d'une durée de vie des porteurs minoritaires de **$\tau = 250 \text{ ns}$** . Cette structure se caractérise en face avant par un émetteur **n^+** obtenu par diffusion au phosphore de résistance de couche de **90 Ω/\square** , passivé par une fine couche de nitrure de silicium SiN_x pour limiter les recombinaisons en face avant. Les contacts en face avant se font par l'application d'une pâte de métallisation à base d'argent suivi d'un recuit rapide. La face arrière est dopée par diffusion au phosphore (**p^+**) avec une résistance de couche de **75 Ω/\square** , suivie d'un dépôt de deux couches de passivation ($\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiNy}$). Le contact de la face arrière est réalisé par un dépôt d'aluminium. À partir des paramètres de la cellule PERC pris de la littérature, les résultats obtenus sont : **$J_{cc} = 39,41 \text{ mA/cm}^2$** , **$V_{co} = 0,661 \text{ V}$** , **$FF = 80,00\%$** et **$\eta = 20,85\%$** .

L'optimisation de quelques-uns des paramètres de cette cellule ont donné un rendement optimal de **21,47 %** avec **$J_{cc} = 39,46 \text{ mA/cm}^2$** , **$V_{co} = 0,672 \text{ V}$** et **$FF = 80,98\%$** pour les valeurs optimisées : **170 μm** , **3000 μs** et **1 $\Omega \cdot \text{cm}$** d'épaisseur de substrat, de durée de vie des porteurs minoritaires et de résistivité de la base, respectivement.

Dans un second temps, nous avons étudié l'influence des différentes régions de la cellule solaire n-PERT comme la base (durée de vie, résistivité et épaisseur) afin d'optimiser ses paramètres.

La simulation est réalisée par le programme PC3D. Ce logiciel est particulièrement conçu pour la simulation des dispositifs photovoltaïques et tient compte de tous les facteurs pouvant limiter les performances photoélectriques dans les cellules solaires notamment les pertes résistives et optiques.

Conclusion générale

Afin de valider nos résultats de PC3D, on a d'abord simulé la cellule solaire de référence PERT (**P**assivated **E**mitter and **R**ear **T**otally diffused) inspirée des travaux de Jian Sheng, élaborés sur ce même type de cellules. C'est une cellule solaire p^+nn^+ au silicium monocristallin (Cz-Si), dopé au phosphore à une concentration d'environ $1,56 \cdot 10^{15} \text{ cm}^{-3}$ pour une résistivité de $3 \Omega \cdot \text{cm}$, d'épaisseur $180 \mu\text{m}$ et de surface $125 \text{ mm} \times 125 \text{ mm}$,

Ces plaquettes sont texturées de pyramides directes d'angles de $54,74^\circ$ aux sommets et de tailles caractéristiques allant de 1 à $6 \mu\text{m}$. L'émetteur homogène d'une résistance de couche de $55 \Omega/\square$ est obtenu à partir d'une diffusion thermique au bore et qui correspond à une concentration superficielle de dopage de $1,6 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$. La face avant est passivée avec 5 \AA de couche d'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) déposée par dépôt de couche atomique (ALD), puis recouverte de 70 nm de couche de passivation antireflet (ARC) en nitrure de silicium (SiN_x), déposée par dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD).

Le contact en face avant des cellules solaires au silicium à haut rendement se fait par le procédé de placage de multicouches Ni / Cu / Ag. Le Phosphore est diffusé en face arrière pour former une couche fortement dopée (n^+) de résistance carrée $170 \Omega/\square$.

La face arrière est passivée par une fine couche de nitrure de silicium SiN_x avec une épaisseur de 80 nm déposée au-dessous de 5 nm d'oxyde de silicium thermique (SiO_2). Pour le contact arrière, environ $2 \mu\text{m}$ d'épaisseur de la couche d'Al est déposée sur l'ensemble de la face arrière, par évaporation thermique, en utilisant le procédé PVD (**P**hysical **V**apor **D**eposition).

L'exécution du programme PC3D a donné les résultats suivants : les paramètres de sorties trouvés tels que la densité de courant de court-circuit J_{cc} (**$40,34 \text{ mA/cm}^2$**), tension de circuit ouvert V_{co} (**$0,704 \text{ V}$**), facteur de forme FF (**$78,16\%$**) et le rendement de conversion η (**$21,2\%$**) sont en très bon accord avec les données expérimentales. Cet étalonnage nous a permis d'optimiser les paramètres des différentes régions les plus importantes de la cellule solaire telles que la base en particulier son épaisseur, sa durée de vie et sa résistivité.

Concernant la variation de l'épaisseur du substrat, nous avons relevé d'abord une légère augmentation de la densité de courant de court-circuit J_{cc} de **$39,69$ à $40,84 \text{ mA/cm}^2$** lorsque cette épaisseur de la plaquette augmente de **100 à $320 \mu\text{m}$** , de plus, le facteur de forme FF diminue considérablement de **$78,38\%$ à $77,65\%$** pour cette même variation. Cette

diminution étant due à l'augmentation de la résistance de base. La variation de ces différents paramètres se traduit par l'existence d'une épaisseur optimale de **250 μm** qui correspondent à un rendement maximal (**22,24%**).

Une amélioration des paramètres électriques de la structure n-PERT avec l'augmentation de la durée de vie des porteurs minorités conduit à un rendement maximal de 22,58% pour une durée de vie des porteurs maximale de 10 ms, avec d'excellentes propriétés électriques de tension en circuit-ouvert, de courant de court-circuit et de facteur de forme ($V_{co} \sim 0,7051 \text{ V}$, $J_{cc} \sim 40,67 \text{ mA/cm}^2$ et $FF \sim 78,75\%$).

Par ailleurs, l'analyse de l'influence de la variation de la résistivité de la base, a montré une légère augmentation de la densité de courant de court-circuit, dans la plage **40,64 – 40,67 mA/cm^2** , contrairement à la tension de circuit-ouvert qui présente une légère diminution dans la fourchette **0,7054 – 0,7051 V**. Le facteur de forme FF diminue pour une résistivité de base plus élevée (faible dopage de base). Cette diminution du FF est le résultat d'une résistance série plus élevée du substrat.

Nous avons montré avec la simulation qu'une cellule solaire de résistivité de base optimale de $1 \Omega \cdot \text{cm}$ pouvait atteindre des rendements élevés, de l'ordre de 22,8%, avec $J_{cc} = 40,64 \text{ mA/cm}^2$, $V_{co} = 0,7054 \text{ V}$ et $FF = 79,55\%$.

Afin de compléter notre étude, nous avons jugé important de procéder à une comparaison entre la cellule étudiée n-PERT et la cellule solaire PERC de type P afin de mettre en évidence les potentialités de la filière technologique du silicium de type N.

En comparant les résultats électriques obtenus à partir de la cellule solaire de type N étudiée par rapport à la cellule de type P, un gain important est obtenu en rendement de conversion de l'ordre de **1,35%** en absolu, lié à une augmentation de la tension de circuit-ouvert V_{co} (+0.043 V) et la densité de courant de court-circuit J_{cc} (+ **0,93 mA/cm^2**). Cette amélioration du rendement est due essentiellement à une durée de vie élevée du substrat de type N qui est de l'ordre de la milliseconde par rapport à celle du type P qui est de l'ordre d'un dixième de la milliseconde. Cela est aussi dû à la bonne passivation de l'émetteur en bore p^+ réalisée avec la couche d' Al_2O_3 déposée sur la face avant des cellules en silicium de type N par rapport à la couche classique de SiNx . C'est pourquoi le silicium de type N peut

représenter une alternative intéressante au niveau de la recherche et du développement industriel pour l'amélioration de l'énergie photovoltaïque.

Dans la deuxième partie de l'étude de cette seconde cellule (n-PERT), nous avons rajouté une étude sur l'influence de la résistance de couche de l'émetteur et enfin nous avons abordé l'influence de la géométrie de la grille en face avant (largeur, hauteur du contact et nombre de busbarres) sur les caractéristiques courant – tension sous éclairement à l'aide d'une simulation numérique avec PC3D.

Ainsi, l'augmentation de la résistance de couche de l'émetteur a permis une amélioration remarquable du rendement de conversion de la structure. En effet, la réduction de la concentration diminuera le courant de recombinaison dans l'émetteur de **44,26 fA/cm²** pour **40 Ω/□** à **10,7 fA/cm²** pour **130 Ω/□**. On a obtenu une optimisation du rendement de conversion de 22,36% pour une résistance de couche d'émetteur de **90 Ω/□**. Au-delà de cette valeur, le rendement de conversion diminue car la résistance série devient prédominante.

La simulation de la géométrie des contacts de la face avant a montré une amélioration supplémentaire de la performance des cellules solaires.

L'étude des pertes résistives et optiques de différents paramètres de la géométrie de grille (la largeur, la hauteur du contact et le nombre de busbarres) nous a permis également d'évaluer l'influence de ces derniers sur le rendement des cellules solaires.

Les résultats obtenus montrent que la diminution des largeurs des contacts (fingers) entraîne une augmentation de rendement de conversion de la cellule solaire. En effet la diminution des largeurs des doigts a induit une diminution des pertes optiques et une augmentation de la résistance de série (dues à l'augmentation de la résistance des doigts), ce qui augmente les performances de la cellule.

Nous avons trouvé qu'une distance optimale de **1,38 mm** entre les doigts (0 doigts) correspond à un minimum de pertes, pour une largeur des lignes ($w_f = 40 \mu m$). À cette valeur optimale, le rendement de conversion atteint son maximum à **22,34%**.

Par la simulation numérique à trois dimensions, nous avons montré la possibilité d'utiliser des contacts de hauteurs plus importantes environ **20 μm**, car une augmentation de du rendement à été observé de 22,18 % à 22,42 % lorsque la hauteur du contact h_f passe de

10 μm à 20 μm . Par conséquent, les performances maximales sont atteintes quand $h_f = 20 \mu\text{m}$ pour une distance optimale entre les doigts de **1,38 mm** (**0**doigts).

Nous avons également observé que l'augmentation du nombre de busbarres sur la face avant des cellules solaires entraîne une augmentation des propriétés électriques des cellules solaires, ce qui peut s'expliquer par la forte augmentation du facteur de forme FF et la diminution de la résistance de série des cellules solaires. Une cellule solaire avec cinq busbarres et une distance optimale entre les contacts d'environ **1,56 mm** (**80** doigts) conduit à un rendement maximal de **22,63%**.

Dans l'ensemble, notre travail nous a permis, à l'aide de nos simulations à deux et à trois dimensions, de mieux comprendre le comportement électrique de la cellule solaire à base de silicium monocristallin, en définissant certains paramètres que nous avons jugés appropriés pour offrir de bonnes performances pour ce type de cellules.

La simulation par PC2D et PC3D nous a permis d'analyser l'influence de divers paramètres de la cellule solaire de silicium monocristallin et de calculer les paramètres photovoltaïques (J_{cc} , V_{oc} , FF, η) qui caractérisent cette cellule solaire.

Ce travail ouvre la voie à de nouvelles perspectives et à de riches axes de recherche dans le domaine du photovoltaïque et en particulier dans cette filière des cellules solaires à substrats en silicium monocristallin de type N. Parmi les différentes directions d'investigation, nous pouvons citer une étude plus approfondie sur quelques paramètres de métallisation dont les effets n'ont pas été abordés tels que la résistivité de contact de la grille en face avant $\rho_{c_{av}}$ ($\text{m}\Omega.\text{cm}^2$), la résistivité de lignes de contact $\rho_{mf_{av}}$ ($\mu\Omega.\text{cm}$) en face avant et la hauteur du busbarre h_{bus} . D'autres paramètres nécessitent aussi plus d'études comme les propriétés optiques pour la même structure de la cellule solaire avec le programme PC3D. Ce travail peut également ouvrir la voie aux études de simulation avec le programme à deux dimension PC2D et à trois dimension PC3D pour des cellules solaires de type n-PERT à émetteurs sélectif et graduel, n-PERT bifaciales et d'autres structures plus complexes telles que les cellules à contact arrière interdigités sur des substrats de type N.

Annexes

Annexe

Dans le but de compléter notre étude portant sur l'impact, sur une cellule solaire, des pertes optiques par effet de l'ombrage ainsi que des pertes résistives, nous rappelons ici la méthode de détermination de ces pertes suivant la méthode de D. L. Meier [1], détaillée ci-après en **Annexes A** et **B**, respectivement pour les premières et les secondes pertes, suivie, en **Annexe C**, de la méthode de la détermination des densités de courant de saturation J_{s_1} et J_{s_2} dans une cellule PV, utilisée par P. A. Basore en PC2D et PC3D.

Annexe A

Les pertes optiques (pertes par ombrage)

Une cellule conventionnelle est composée de contacts métalliques en faces avant et arrière ; les premiers ombragent le cœur du dispositif et réduisent le nombre de photons pouvant atteindre la partie métallisée pour être absorbés et convertis.

Le taux d'ombrage est le rapport entre la surface de recouvrement de la grille métallique et la surface totale de la cellule voir figure (A.1) dans laquelle, on désigne la plus petite partie qui se répète, à savoir la cellule élémentaire définie par le rectangle délimité par les lignes en tirets sur cette même figure où :

d : est la distance entre les milieux de deux lignes adjacentes,

w_f : est l'épaisseur des lignes,

W_{bus} : est l'épaisseur d'un busbarre (barre collectrice),

l : est la longueur de la ligne dans la cellule unité.

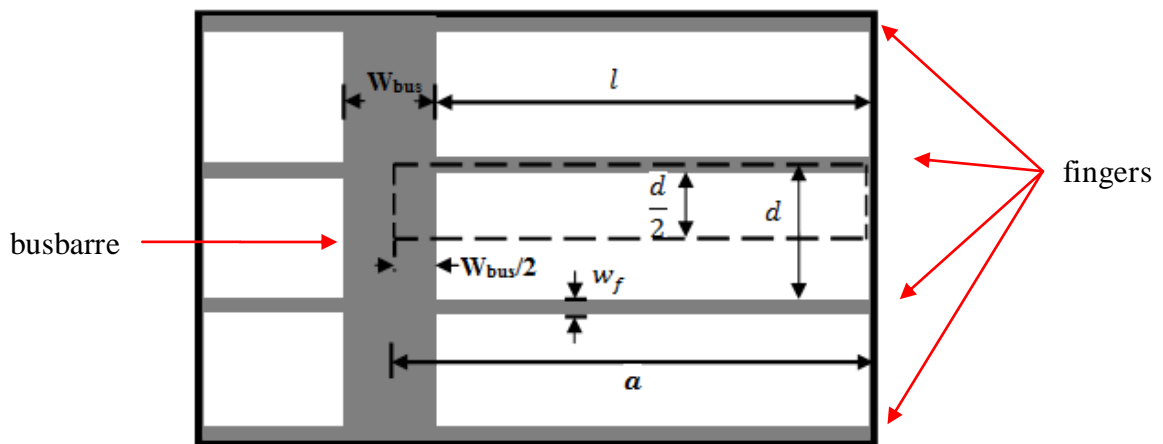


Figure A. 1 :Schéma d'une partie de la grille de la cellule en forme de peigne et la représentation de la cellule élémentaire (encadrée en lignes tirets), utilisée pour le calcul des pertes optiques et résistives.

Calcul du taux d'ombre F

Le taux d'ombre dans la cellule unité est définie par :

$$F = F_{bus} + F_{fing} \quad (\text{A.1})$$

Où F : est le taux total de recouvrement en % dans la cellule unité de la grille métallique en forme de peigne (H) en face avant,

F_{bus} : le taux de recouvrement des busbarres de la grille dans cette même cellule unité en %,

F_{fing} : le taux de recouvrement des lignes (doigts) de la grille en % dans la même cellule unité.

Géométriquement, la surface de recouvrement de la grille métallique dans la cellule unité est donné par :

$$S = S_{bus} + S_{fing} \quad (\text{A.2})$$

Avec géométriquement, la surface de recouvrement du busbarre :

$$S_{bus} = \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot \frac{W_{bus}}{2}, \quad (\text{A.3})$$

Et la surface de recouvrement de la ligne :

$$S_{fing} = \left(\frac{w_f}{2} \right) \cdot l \quad (\text{A.4})$$

Soit :

$$S = \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot \frac{W_{bus}}{2} + \left(\frac{w_f}{2} \right) \cdot l \quad (\text{A.5})$$

Le calcul de l dépend du nombre p de busbarres dans la grille, de côté L de la cellule (que l'on prend ici comme carrée) et de la largeur W_{bus} du busbarre.

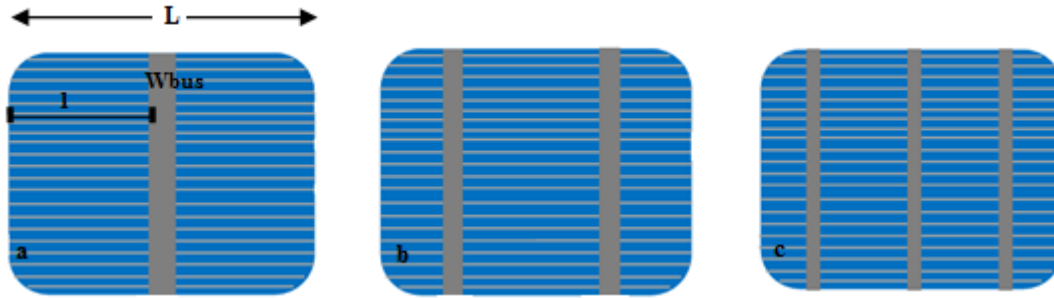


Figure A. 2 :Géométrie de la métallisation face avant avec de gauche à droite, 1(a), 2(b) et 3(c) busbarres.

Soit une cellule avec p busbarres, on a :

On obtient géométriquement : $L = p(W_{bus} + 2l)$

Soit :

$$l = \frac{1}{2} \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right) \quad (\text{A.9})$$

En remplaçant l par sa relation dans l'équation[A.5] , on obtient :

$$S = \frac{W_{bus}}{2} \cdot \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) + \frac{w_f}{2} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right) \right] \quad (\text{A.10})$$

Le taux d'ombrage est défini comme :

$$F = \frac{S}{S_T} \quad (\text{A.11})$$

Avec :S, la surface de recouvrement de la grille métallique,

S_T , la surface totale de la cellule unitaire qui est déterminée géométriquement comme suit :

$$S_T = \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot \left(l + \frac{W_{bus}}{2} \right) \quad (\text{A.12})$$

En remplaçant S et S_T par leurs expressions dans l'équation(A.11), on obtient :

$$F = \frac{\frac{W_{bus}}{2} \cdot \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) + \frac{w_f}{2} \cdot l}{\left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot \left(l + \frac{W_{bus}}{2} \right)} = \underbrace{\frac{W_{bus}}{2 \left(l + \frac{W_{bus}}{2} \right)}}_{\text{Taux d'ombrage busbarre } F_{bus}} + \underbrace{\frac{l \cdot w_f}{2 \left(l + \frac{W_{bus}}{2} \right) \cdot \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right)}}_{\text{Taux d'ombrage finger } F_{fing}} \quad (\text{A.13})$$

Taux d'ombrage busbarre F_{bus}	Taux d'ombrage finger F_{fing}
--	---

En remplaçant l par son expression en (A.9), le taux de recouvrement des busbarres devient alors :

$$F_{bus} = \frac{W_{bus}}{2 \left(l + \frac{W_{bus}}{2} \right)} = \frac{W_{bus}}{2 \left(\frac{1}{2} \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right) + \frac{W_{bus}}{2} \right)} = \frac{W_{bus}}{2 \left(\frac{L}{2p} - \frac{W_{bus}}{2} + \frac{W_{bus}}{2} \right)} = \frac{W_{bus}}{2 \left(\frac{L}{2p} \right)}$$

On arrive à : $F_{bus} = \frac{p \cdot W_{bus}}{L}$ (A.14)

Par ailleurs, et de la même manière, de l'équation (A.13), le taux de recouvrement des lignes s'écrit :

$$\begin{aligned} F_{fing} &= \frac{l \cdot w_f}{2 \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot \left(l + \frac{W_{bus}}{2} \right)} = \frac{w_f \left[\frac{1}{2} \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right) \right]}{2 \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot \underbrace{\left[\frac{1}{2} \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right) + \frac{W_{bus}}{2} \right]}_{\frac{L}{2p}}} \\ &= \frac{2p \cdot w_f \left[\frac{1}{2} \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right) \right]}{2 \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot L} \\ F_{fing} &= \frac{p \cdot w_f \left(\frac{L}{p} - W_{bus} \right)}{2 \left(\frac{d}{2} + \frac{w_f}{2} \right) \cdot L} = \frac{w_f (L - p \cdot W_{bus})}{L (d + w_f)} \quad (\text{A.15}) \end{aligned}$$

Le taux de recouvrement F d'une grille métallique est donc donnée par :

$$F = F_{bus} + F_{fing} = \frac{p \cdot W_{bus}}{L} + \frac{w_f (L - p \cdot W_{bus})}{L (d + w_f)} = \frac{p \cdot W_{bus}}{L} + \frac{w_f}{(d + w_f)} - \frac{W_{bus} \cdot p \cdot w_f}{L(d + w_f)} \quad (\text{A.16})$$

Pour $d \gg w_f$ on a $(d + w_f) \approx d$, soit :

$$F = \frac{p \cdot W_{bus}}{L} + \frac{w_f}{d} - \frac{W_{bus} \cdot p \cdot w_f}{L \cdot d} = \frac{w_f}{d} + \frac{d \cdot p \cdot W_{bus}}{d \cdot L} - \frac{W_{bus} \cdot p \cdot w_f}{d \cdot L} = \frac{w_f}{d} + \frac{p \cdot W_{bus} (d - w_f)}{d \cdot L}$$

Le calcul du taux de recouvrement F d'une grille métallique nous ramène à l'équation finale :

$$F = \frac{1}{d} \left[w_f + \frac{p \cdot W_{bus} (d - w_f)}{L} \right] \quad (\text{A.17})$$

Il faut rajouter à cette expression les contributions de l'ombrage des hauteurs des busbarres (h_{bus}) et des lignes (h_f) dans le cas où l'on tiendra compte.

N.B : À titre d'exemple, le taux d'ombre dû aux contacts de la face avant d'une cellule industrielle standard en silicium est compris généralement entre 7 et 10 % [2].

Bibliographie:

[1] D. L. Meier and D.K. Schroder, " Contact Resistance : Its Measurement and Relative Importance to Power Loss in a Solar Cell ", IEEE Transactions on Electron Devices, Volume : 31 , Issue : 5 , May 1984, pp. 647-653.

[DOI: 10.1109 / T-ED.1984.21584](https://doi.org/10.1109/T-ED.1984.21584)

[2] C. Boulord, " Développement de techniques de métallisation innovantes pour cellules photovoltaïques à haut rendement ", Thèse doctorat, INSA de Lyon, France, 2011.

Annexe B

Les pertes résistives

Dans cette partie, on définit les différentes expressions décrivant la perte de puissance associée à diverses régions d'une cellule solaire. La perte de puissance est associée au courant traversant la couche d'émetteur, à travers l'interface de contact, le long des doigts de la grille et des busbarres, et à travers la base de la cellule. La méthode de calcul des pertes de puissance est inspirée des travaux de D. L. Meier et de D. K. Schroder [1].

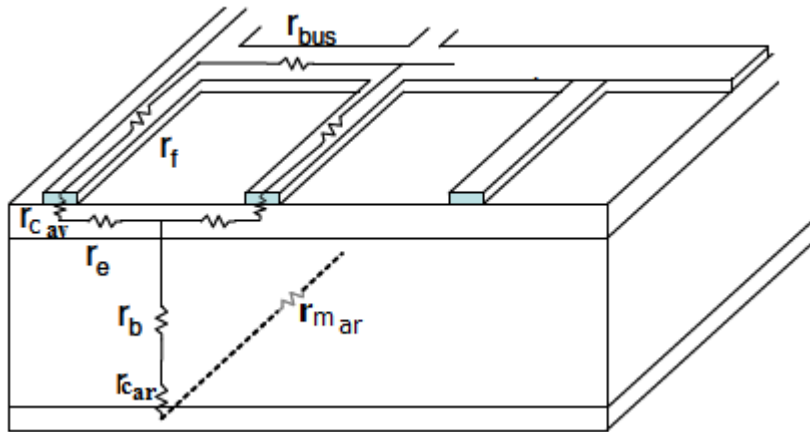


Figure B. 1 : Différentes contributions de la résistance série d'une cellule photovoltaïque[2].

B.1 Résistance normalisée de l'émetteur r_e

La figure B.2 montre la distribution du courant dans l'émetteur et les doigts de la grille. Le courant circulant verticalement depuis la base est détourné horizontalement à l'intérieur de l'émetteur vers les doigts de la grille.

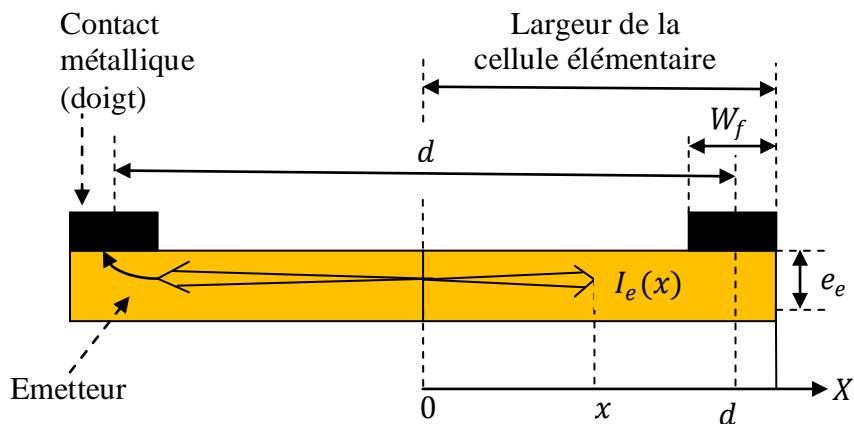


Figure B. 2: Direction du flux de courant dans l'émetteur de type N d'une cellule à substrat de type P.

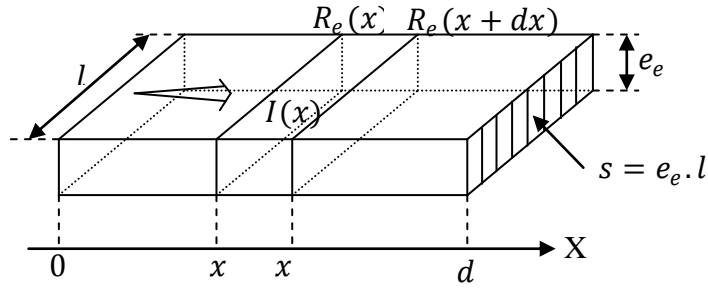


Figure B. 3 : Vue en perspective de la partie droite de la couche d'émetteur de la figure B.2.

On part de la cellule solaire élémentaire (c.s.e.) (largeur : $\frac{d}{2}$, longueur : l) montrée sur la précédente figure B.3.

On note que la direction du courant dans un volume élémentaire (cellule unité à laquelle on rajoute l'épaisseur e_e de l'émetteur), s'effectue latéralement dans l'émetteur, du milieu entre les lignes vers ces dernières. Au fait, le courant choisit le chemin le plus court pour atteindre les lignes. Il s'amplifie à fur et à mesure qu'il s'approche des lignes.

La perte de puissance, entre x et $x + dx$, associée au courant traversant la couche de l'émetteur du semi-conducteur (couche N^+ pour une cellule de base de type P), (voir figure B.3), est donnée, selon la loi d'ohm, comme suit :

$$[dP_e]_{c.s.e.} = I_e(x) dU = I_e^2(x) dR_e \quad (\text{B.1})$$

$$\text{Avec : } dU_e = I_e(x) dR_e \quad (\text{B.2})$$

dU_e : est la différence de potentiel entre les extrémités de l'élément dx de l'émetteur,

$I_e(x)$: est le courant passant à travers ce même élément dx ,

et où dR_e est la résistance de l'émetteur entre x et $x + dx$, c-à-dire de l'élément dx :

$$dR_e(x) = R_e(x + dx) - R_e(x) = \rho_e \frac{dx}{s} = \rho_e \frac{dx}{e_e l} = \frac{\rho_e}{e_e} \frac{dx}{l} \implies$$

$$dR_e(x) = R_e \frac{dx}{l} \quad (\text{B.3})$$

ρ_e et $R_{e\Box} = \frac{\rho_e}{e_e}$ (voir équation (IV.18), chapitre IV), sont respectivement la résistivité et la résistance carrée de l'émetteur.

En intégrant sur toute la longueur latérale de l'émetteur, il vient alors :

$$[P_e]_{c.s.e.} = \int_0^{\frac{d}{2}} I_e^2(x) dR_e(x) \quad (\text{B.4})$$

Le courant $I_e(x)$ est compris entre $I_e(x = 0) = 0$ et $I_e\left(x = \frac{d}{2}\right) = I_{e_{max}}$, son expression au point x est :

$$I_e(x) = J_e \cdot l \cdot x \quad (\text{B.5})$$

Avec J_e la densité du courant dans l'émetteur.

d'où :

$$I_{e_{max}} = J_e \cdot l \cdot \frac{d}{2} \quad (\text{B. 6})$$

L'équation (B.4) devient alors :

$$\begin{aligned} [P_e]_{c.s.e.}' &= \int_0^{\frac{d}{2}} (J_e l x)^2 (R_{e\Box} \frac{dx}{l}) = \frac{J_e^2 l^2}{l} R_{e\Box} \int_0^{\frac{d}{2}} x^2 dx \\ &==> [P_e]_{c.s.e.}' = J_e^2 l R_{e\Box} \left[\frac{x^3}{3} \right]_{x=0}^{x=d/2} \\ &==> [P_e]_{c.s.e.}' = J_e^2 l R_{e\Box} \frac{d^3}{24} \end{aligned} \quad (\text{B. 7})$$

Pour chaque doigt, on a une contribution d'un courant venant de gauche et d'une seconde part venant de droite, ce qui nous ramène à multiplier les pertes par 2, soit :

$$[P_e]_{c.s.e.} = 2 [P_e]_{c.s.e.}' = J_e^2 l R_{e\Box} \frac{d^3}{12}$$

Comme la cellule comporte p busbarres, si on a besoin d'une étude par rapport à celui-ci, on remplace alors l par son expression en (A.9).

En normalisant cette expression de la perte de puissance de l'émetteur, par rapport à la surface de surface unitaire ($\approx d \cdot l$), il vient :

$$\begin{aligned} [\mathcal{P}_e]_{c.s.e.} &= \frac{J_e^2 l R_{e\Box} d^3}{d \cdot l \cdot 12} ==> \\ &[\mathcal{P}_e]_{c.s.e.} = J_e^2 \underbrace{R_{e\Box} \frac{d^2}{12}}_{r_e} \end{aligned} \quad (\text{B. 8})$$

Avec r_e , la résistance de l'émetteur normalisée à la surface élémentaire qui est exprimée en $\Omega \cdot \text{cm}^2$:

$$r_e = R_{e\Box} \frac{d^2}{12} \quad (\text{B. 9})$$

N.B. : Pour déterminer la résistance de l'émetteur exprimée en Ω d'une cellule de surface $S = L^2$, il suffit de diviser la résistance normalisée r_e par cette même surface telle que :

$$R_e(\Omega) = \frac{r_e(\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = R_{e\Box} \frac{d^2}{12L^2} \quad (\text{B. 10})$$

Notons que la résistance carrée (résistance de couche ou sheet) de l'émetteur très mince peut-être directement déterminée expérimentalement par la méthode des 4 pointes évoquées dans le chapitre IV, paragraphe IV.8.1, ce qui permet de déterminer indirectement la résistance de l'émetteur en mesurant la valeur de la distance inter-lignes.

Théoriquement, la résistance carrée est également extraite à partir de PC1D, par un modèle interne, et ce, en connaissant les profils de dopage de l'émetteur et de la base. Un fichier de dopage mesuré expérimentalement peut-être intégré dans ce simulateur, sinon c'est le modèle théorique qui est pris en charge comme le profil en forme de fonction erreur complémentaire (émetteur réalisé par diffusion thermique) ou le profil gaussien (émetteur réalisé par implantation ionique).

B.2 Résistance de contact avant $r_{c_{av}}$

La figure B.4 montre le trajet de courant sous un doigt de la grille avec l , la longueur d'une partie du doigt de la grille, w_f la largeur du doigt de grille et I le courant électrique.

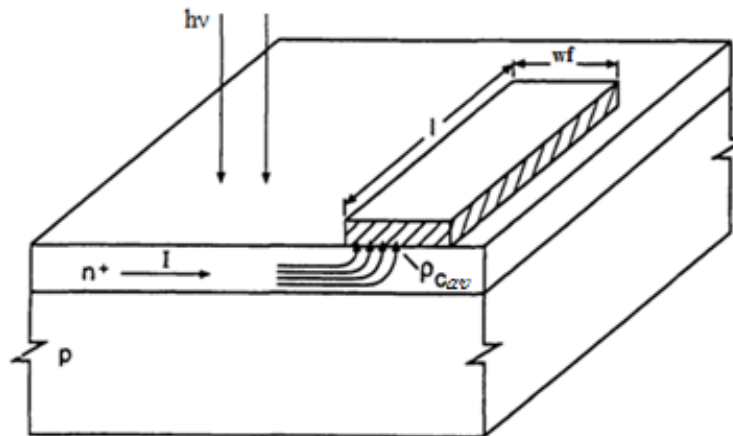


Figure B. 4 : Chemin du courant sous un doigt de la grille [3]

La perte de puissance due à la résistance de contact entre le doigt de la grille et le semi-conducteur peut être calculée en supposant que le courant constant et est donné par :

$$[P_{c_{av}}]_{c.s.e.} = 2 I_{c_{av}}^2 R_{c_{av}} \quad (B.11)$$

Compte tenu du concept de longueur de transfert L_T , la résistance de contact avant [4] est donnée par (voir paragraphe IV.8.1 du chapitre IV) :

$$R_{c_{av}} = \frac{R_{e\Box} L_T}{l} \coth \frac{w_f}{2L_T} \quad (B.12)$$

Où L_T est la longueur de transfert [5] :

$$L_T = \sqrt{\frac{\rho_{c_{av}}}{R_{e_{\square}}}} \quad (\text{B.13})$$

Dans le cas où $\frac{w_f}{2} > 1,5 L_T \rightarrow \coth\left(\frac{w_f}{2L_T}\right) = \coth\left(\frac{w_f}{2} \sqrt{\frac{R_{e_{\square}}}{\rho_{c_{av}}}}\right) = 1$, la résistance de contact devient : $R_{c_{av}} = \frac{R_{e_{\square}} L_T}{l} = \frac{\sqrt{\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}}}}{l}$, et est donc indépendante de la largeur de grille w_f .

Étant donné que la perte de puissance associée à la résistance de contact avant est : $2 I_{c_{av}}^2 R_{c_{av}}$, et $I_{c_{av}} = J_{c_{av}} l \frac{d}{2}$, l'expression de la résistance de contact donne une perte de puissance :

$$[P_{c_{av}}]_{c.s.e} = 2 J_{c_{av}}^2 l^2 \left(\frac{d}{2}\right)^2 \frac{(\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}})^{1/2}}{l} = J_{c_{av}}^2 l \left(\frac{d^2}{2}\right) (\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}})^{1/2} \quad (\text{B.14})$$

En normalisant cette expression de la perte de contact avant, par rapport à la surface de surface unitaire ($\approx d.l$), il vient :

$$[P_{c_{av}}]_{c.s.e} = \frac{P_{c_{av}}}{(d.l)} = J_{c_{av}}^2 \underbrace{\left(\frac{d}{2}\right) (\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}})^{1/2}}_{r_{c_{av}}} \quad (\text{B.15})$$

Avec $r_{c_{av}}$, la résistance de contact avant, normalisée à la surface élémentaire et qui s'exprime en $\Omega \cdot \text{cm}^2$:

$$r_{c_{av}} (\Omega \cdot \text{cm}^2) = \left(\frac{d}{2}\right) \sqrt{\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}}} \quad (\text{B.16})$$

Où $\rho_{c_{av}}$ est la résistivité de contact (exprimée généralement en $m\Omega \cdot \text{cm}^2$), et $R_{e_{\square}}$ est la résistance carrée de la couche (émetteur) sous le contact en Ω / \square .

Connaissant la surface de la cellule, on accède finalement à la résistance de contact $R_{c_{av}}$ exprimée en Ω :

$$R_{c_{av}} (\Omega) = \frac{r_{c_{av}} (\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = \frac{d}{2L^2} \sqrt{\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}}} \quad (\text{B.17})$$

Dans le cas où $\frac{w_f}{2} n$ est pas supérieur à $1,5 L_T$:

$$R_{c_{av}} (\Omega) = \frac{d}{2L^2} \sqrt{\rho_{c_{av}} R_{e_{\square}}} \coth\left(\frac{w_f}{2} \sqrt{\frac{R_{e_{\square}}}{\rho_{c_{av}}}}\right)$$

B.3 Résistance d'une ligne de la grille face avant r_f

La figure B.5 représente une ligne de la grille de largeur de w_f et de longueur l . La largeur est supposée constante et on suppose que le courant est généré uniformément et qu'il circule latéralement dans le doigt.

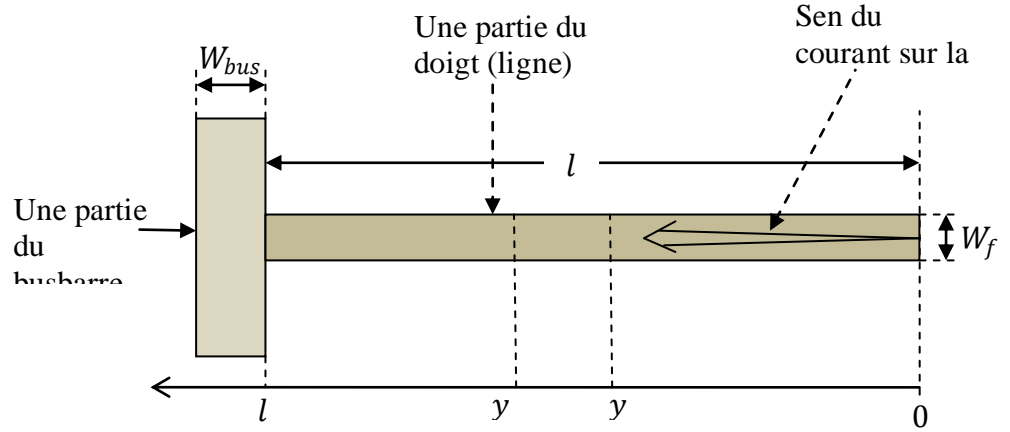


Figure B. 5: Vue de haut d'une partie de la grille de contact de la surface avant.

Associée au flux de courant le long du doigt de grille, la perte de puissance est :

$$dP_f = I_f^2(y) dR_f$$

$$[P_f]_{c.s.e} = \int_0^l I_f^2(y) dR_f \quad (\text{B.18})$$

Considérons un élément dy à une distance y de l'extrémité du doigt. Le courant $I_f(y)$ traversant l'élément dy est :

$$I_f(y) = 2 \int_l^y J_f \frac{d}{2} dy = 2J_f \left(\frac{d}{2} \right) (y) \quad (\text{B.19})$$

La résistance élémentaire dR_f d'un doigt (finger) est donnée selon la loi d'ohm par :

$$dR_f = \frac{\rho_{mf_{av}}}{A_f} dy \quad (\text{B.20})$$

$\rho_{mf_{av}}$: Résistivité du métal de la ligne,

$A_f = w_f \cdot h_f$ est la section transversale du doigt de la grille,

Où w_f, h_f : sont respectivement la largeur et la hauteur du contact (doigts), $\rho_{mf_{av}}$ en ($\mu\Omega \cdot m$), la résistivité du doigt.

En remplaçant l'équation (B.19) et (B.20) dans l'équation (B.18), il vient :

$$[P_f]_{c.s.e} = 4 \left(\frac{d}{2}\right)^2 J_f^2 \left(\frac{\rho_{mf_{av}}}{A_f}\right) \int_0^l y^2 dy \quad (B.21)$$

L'intégration de y de 0 à l donne la perte de puissance dans le doigt :

$$[P_f]_{c.s.e} = (1/3)d^2 l^3 J_f^2 \left(\frac{\rho_{mf_{av}}}{A_f}\right)$$

$$[P_f]_{c.s.e} = \frac{J_f^2 (d^2 l^3 \rho_{mf_{av}})}{(3h_f w_f)} \quad (B.22)$$

L'expression de la perte de puissance de ligne de la grille avant, normalisée par rapport à la cellule de surface unitaire ($d.l$) est :

$$[\mathcal{P}_f]_{c.s.e} = \frac{[P_f]_{c.s.e}}{(d.l)} = J_f^2 \underbrace{\frac{dl^2 \rho_{mf_{av}}}{3h_f w_f}}_{r_f} \quad (B.23)$$

La résistance normalisée d'une ligne r_f (le long d'un contact) est donnée par :

$$r_f (\Omega \cdot \text{cm}^2) = \frac{dl^2 \rho_{mf_{av}}}{3h_f w_f} \quad (B.24)$$

Connaissant la surface de la cellule, on accède finalement à la résistance de la ligne exprimée en Ω :

$$R_f (\Omega) = \frac{r_f (\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = \frac{dl^2 \rho_{mf_{av}}}{3h_f w_f L^2} \quad (B.25)$$

B.4 Résistance des busbarres r_{bus}

La figure B.6 montre la distribution du flux du courant photo-généré sur la face avant à travers les doigts vers le busbarre (barre collectrice).

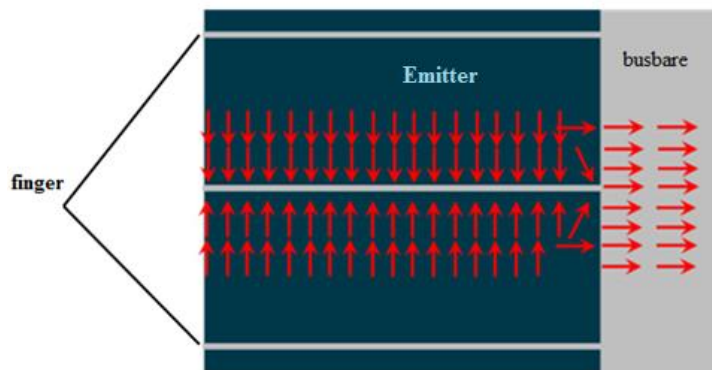


Figure B. 6: Distribution du courant dans la grille de métallisation[6].

La perte de puissance associée à la barre collectrice peut être traitée de manière similaire à la perte de puissance associée aux doigts de la grille :

$$[P_{bus}]_{c.s.e} = 2 \int_0^{\frac{d}{2}} I_{bus}^2(x) dR_{bus} \quad (\text{B.26})$$

Les facteurs de l'intégrale peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{cases} I_{bus}(x) = \int_{\frac{d}{2}}^x J_{bus} l dx = J_{bus} l \left(x - \frac{d}{2}\right) & (\text{B.27}) \\ dR_{bus} = \left(\frac{\rho_{bus}}{A_{bus}}\right) dx & (\text{B.28}) \end{cases}$$

Où $A_{bus} = W_{bus} \cdot h_{bus}$ avec W_{bus} , h_{bus} , respectivement la largeur et la hauteur de busbarre, ρ_{bus} est la résistivité du busbarre.

On remplace l'équation [B.28] et [B.27] dans l'équation [B.26] on trouve :

$$\begin{aligned} [P_{bus}]_{c.s.e} &= 2l^2 J_{bus}^2 \left(\frac{\rho_{bus}}{W_{bus} h_{bus}}\right) \int_0^{\frac{d}{2}} \left(x - \frac{d}{2}\right)^2 dx \\ [P_{bus}]_{c.s.e} &= 2l^2 J_{bus}^2 \left(\frac{\rho_{bus}}{W_{bus} h_{bus}}\right) \frac{1}{3} \left(\frac{d}{2}\right)^3 = J_{bus}^2 \frac{\rho_{bus}}{W_{bus} h_{bus}} \frac{d^3 l^2}{12} \end{aligned} \quad (\text{B.29})$$

Expression de la perte de puissance de busbarre, normalisée en cellule de surface unitaire ($d.l$) est :

$$[\mathcal{P}_{bus}]_{c.s.e} = \frac{[P_{bus}]_{c.s.e}}{(d.l)} = J_{bus}^2 \underbrace{\frac{\rho_{bus}}{W_{bus} h_{bus}} \frac{d^2 l}{12}}_{r_{bus}} \quad (\text{B.30})$$

La résistance normalisée le long du busbarre est :

$$r_{bus}(\Omega \cdot \text{cm}^2) = \frac{d^2 l \rho_{bus}}{12 W_{bus} h_{bus}} \quad (\text{B.31})$$

Connaissant la surface de la cellule, on accède finalement à la résistance du busbarre exprimé en Ω :

$$R_{bus}(\Omega) = \frac{r_{bus}(\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = \frac{d^2 l \rho_{bus}}{12 W_{bus} h_{bus} L^2} \quad (\text{B.32})$$

B.5. Résistance de la base r_b

Le courant généré circule généralement perpendiculairement à la surface de la cellule depuis la base de la cellule puis latéralement à travers la couche dopée supérieure jusqu'à ce qu'il soit collecté au niveau d'un contact de surface supérieure (voir Figure B.7 ci-après).

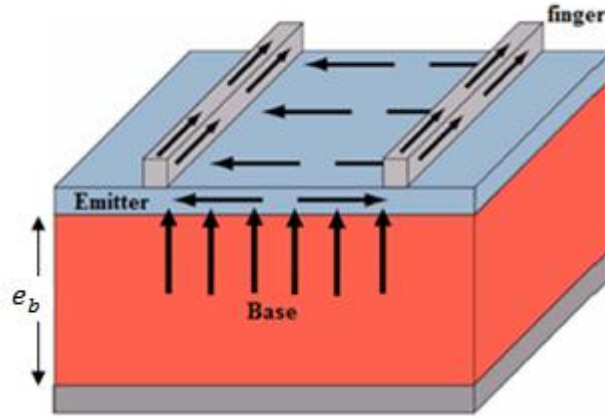


Figure B. 7: Direction du flux de courant dans la base, l'émetteur et les doigts.

La résistance et le courant de la base sont supposés constants [7], le flux de courant à travers la base de la cellule entraîne une perte de puissance donnée simplement par :

$$P_b = I_b^2 R_b = J_b^2 l d \rho_b e_b \quad (\text{B.33})$$

Expression de la perte de puissance de ligne de la base, normalisée en cellule de surface unitaire ($d.l$) est :

$$[\mathcal{P}_b] = \frac{P_b}{(d.l)} = J_b^2 \underbrace{\rho_b e_b}_{r_b} \quad (\text{B.34})$$

La résistance normalisée la base est donné par :

$$r_b (\Omega \cdot \text{cm}^2) = \rho_b e_b \quad (\text{B.35})$$

Où ρ_b est la résistivité de la base ($\Omega \cdot \text{cm}$) du semi-conductrice et e_b (cm) l'épaisseur de la base.

Connaissant la surface de la cellule, on accède finalement à la résistance de la base :

$$R_b (\Omega) = \frac{r_b (\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = \frac{\rho_b e_b}{L^2} \quad (\text{B.36})$$

B.6. Résistance de contact arrière $r_{c_{ar}}$

La résistance de contact en face arrière $r_{c_{ar}}$ est donnée par :

$$r_{c_{ar}} (\Omega \cdot \text{cm}^2) = \rho_{c_{ar}} \quad (\text{B.37})$$

Où : $\rho_{c_{ar}}$ est la résistivité du contact en face arrière.

Connaissant la surface de la cellule, on accède finalement à la résistance de contact arrière :

$$R_{c_{ar}} (\Omega) = \frac{r_{c_{ar}} (\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = \frac{\rho_{c_{ar}}}{L^2} \quad (\text{B.38})$$

B.7. Résistance de métallisation en face arrière $r_{m_{ar}}$

Elle est donnée par la relation suivante :

$$r_{m_{ar}} (\Omega \cdot \text{cm}^2) = \rho_{m_{ar}} h_{m_{ar}} \quad (\text{B.39})$$

Où : $\rho_{m_{ar}}$, la résistivité du métal en face arrière,

$h_{m_{ar}}$, la hauteur du contact en face arrière.

Connaissant la surface de la cellule, on accède finalement à la résistance contact arrière :

$$R_{m_{ar}} (\Omega) = \frac{r_{m_{ar}} (\Omega \cdot \text{cm}^2)}{(L(\text{cm}))^2} = \frac{\rho_{m_{ar}} h_{m_{ar}}}{L^2} \quad (\text{B.40})$$

Bibliographie:

[1] D.L. Meier and D.K. Schroder, "Contact Resistance: Its Measurement and Relative Importance to Power Loss in a Solar Cell", IEEE Trans. Electron Devices, vol. 31, n° 5, pp. 647-653, 1984.

DOI: [10.1109 / T-ED.1984.21584](https://doi.org/10.1109/T-ED.1984.21584)

[2] A. Mette, "New concepts for front side metallization of industrial silicon solar cells", Thèse doctorat, Université de Freiburg, Allemagne, 2007.

[3] A. Goetzberger and J. Knobloch, "Crystalline Silicon Solar Cells", Edition John Wiley & Sons Ltd, 1998.

[4] G. K. Reeves and H. B. Harrison, "Obtaining the specific contact resistance from transmission line model measurements", IEEE Electron Device Lett., vol. EDL-3, pp. 111-113, 1982.

[5] D. Schroder and D. Meier, "Solar Cell Contact Resistance – A Review", IEEE Transactions. Electron Devices, vol. ED 31, No.5, 1984.

DOI: [10.1109/T-ED.1984.21583](https://doi.org/10.1109/T-ED.1984.21583)

[6] J. Bartsch et al, "21.8 % efficient n-type solar cells with industrially feasible plated metallization", Fraunhofer ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Germany, Silicon Photovoltaics, 2014.

[7] <https://www.pveducation.org/pvcdrom/design-of-silicon-cells/base-resistance>, (Consulté le 10-11-2020).

Annexe C

Dans cette partie, nous présentons la méthode de calcul des densités de courant de saturation J_{s1} et J_{s2} des diodes D1 et D2 utilisée par P. A. Basore à l'aide de PC1D pour les intégrer ensuite dans les programmes PC2D et PC3D [1, 2].

On commence par introduire dans PC1D les paramètres liés uniquement à la région d'intérêt (face avant, face arrière ou base) à laquelle on souhaite calculer son courant de recombinaison comme par exemple sa zone, sa texture, son profil de dopage, sa charge de surface et sa vitesse de recombinaison de surface pour les faces supérieure ou inférieure et le dopage, les durées de vie des porteur pour la base.

On s'assure qu'il n'y a pas de résistance shunt externe ou de résistance série et que la base est de polarité opposée de la surface d'intérêt pour créer une jonction.

Appliquez ensuite, une polarisation directe dans l'obscurité de $\sim 0,5$ volts (pour le calculs de des courants de recombinaison en face avant et arrière) ou de ~ 0.5 volts (pour le calcul du courant de recombinaison dans la base) et tout en relevant respectivement les courant d'obscurité dans les trois cas.

Pour cette méthode, le courant de recombinaison est déterminé à partir de l'équation [III.4], vue au chapitre III du schéma électrique équivalent à deux diodes après avoir posé $V_t = \frac{k_B T}{q} \approx 0,0258$ Volt (calculée à $T = 300$ K), la température de fonctionnement de la cellule).

Le courant d'une cellule photovoltaïque en fonction de sa tension appliquée est donné par la formule générale :

$$I(V) = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (C.1)$$

En remplaçant le courant $I(V)$ par la densité de courant $J(V)$, il vient :

$$J(V) = J_{ph} - J_{s1} \left[\exp\left(\frac{V + Jr_s}{V_t}\right) - 1 \right] - J_{s2} \left[\exp\left(\frac{V + Jr_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + Jr_s}{r_p} \quad (C.2)$$

Avec $J(V)$ en A/cm^2 , r_s et r_p , respectivement les résistance série totale et parallèle normalisées en $\Omega.cm^2$ comme cela est mentionné en [Annexe B](#).

En prenant $r_s = 0$ et $r_p = \infty$, on obtient :

$$J(V) = J_{ph} - J_{s_1} \left[e^{\frac{V}{v_t}} - 1 \right] - J_{s_2} \left[e^{\frac{V}{2v_t}} - 1 \right] \quad (C.3)$$

En obscurité : $J_{ph} = 0$, ce qui donne le courant d'obscurité :

$$J_{obs}(V) = -J_{s_1} \left[e^{\frac{V}{v_t}} - 1 \right] - J_{s_2} \left[e^{\frac{V}{2v_t}} - 1 \right] \quad (C.4)$$

$V = V_1 = 0,5 \text{ Volt} \implies e^{\frac{V_1}{v_t}} \approx 2,85 \cdot 10^8 \gg \gg 1$ et $e^{\frac{V_1}{2v_t}} \approx 1,7 \cdot 10^4 \gg 1$, ce qui réduit la dernière équation à :

$$J_{obs}(V_1) = -J_{s_1} e^{\frac{V_1}{v_t}} - J_{s_2} e^{\frac{V_1}{2v_t}} \quad (C.5)$$

$$\text{Avec } J_{s_1} = J_{s_{1av}} + J_{s_{1ar}}$$

$J_{s_{1av}}$ et $J_{s_{1ar}}$, sont respectivement, les courants des recombinaison sur les faces frontale et arrière.

L'astuce du calcul de J_{s_1} du front ($J_{s_{1av}}$) consiste à annuler le courant de recombinaison dans la base J_{s_2} ainsi que le courant de recombinaison à l'arrière ($J_{s_{1ar}}$) et ne subsiste alors de la contribution du premier au courant total de recombinaison. En quelque sorte, on définit la recombinaison partout ailleurs nulle (ou durée de vie grande ou infinie) à l'exception de la surface du front, lieu d'existence de $J_{s_{1av}}$.

Ainsi pour le calcul de $J_{s_{1av}}$, on prend donc une durée de vie élevée dans la base (pour annuler J_{s_2}), par exemple 1 seconde, ce qui constitue une valeur élevée par rapport aux valeurs usuelles, et une vitesse de recombinaison nulle (également l'équivalente d'une durée élevée) sur la surface opposée (ici la face arrière) pour annuler $J_{s_{1ar}}$, et ne subsiste donc que $J_{s_{1av}}$, tel que :

$$J_{obs}(V_1) = -J_{s_{1av}} e^{\frac{V_1}{v_t}} \quad (C.6)$$

Finalement :

$$J_{s_{1av}} = -J_{obs}(V_1) e^{-\frac{V_1}{v_t}} \quad (C.7)$$

Pour le calcul de $J_{s_{1ar}}$, on prend toujours une durée élevée dans la base ($J_{s_2} = 0$) mais cette fois-ci, une vitesse de recombinaison nulle sur la face avant ($J_{s_{1av}} = 0$). On arrive donc à :

$$J_{s_{1ar}} = -J_{obs}(V_1)e^{-\frac{v_1}{v_t}}$$

Pour le calcul de J_{s_2} , on procède de la même manière que pour $J_{s_{1av}}$ et $J_{s_{1ar}}$, avec :

$V = V_2 = 0,2 \text{ Volt} \implies e^{\frac{v_2}{v_t}} \approx 2,4 \cdot 10^3 \gg 1$ et $e^{\frac{v_2}{2v_t}} \approx 49 \gg 1$, ce qui réduit la dernière équation à :

$$J_{obs}(V_2) = -J_{s_1}e^{\frac{v_2}{v_t}} - J_{s_2}e^{\frac{v_2}{2v_t}} \quad (C.8)$$

Pour le calcul de J_{s_2} (dans la base), on prend des vitesses de recombinaison nulles sur les faces avant et arrière, ce qui revient donc à annuler simultanément $J_{s_{1av}}$ et $J_{s_{1ar}}$ (c-à-d : $J_{s_1} = 0$) et ne subsiste finalement que J_{s_2} , tel que :

$$J_{obs}(V_2) = -J_{s_2}e^{\frac{v_2}{2v_t}} \quad (C.9)$$

Finalement :

$$J_{s_2} = -J_{obs}(V_2)e^{-\frac{v_2}{2v_t}} \quad (C.10)$$

Bibliographie

- [1] <http://www.pc2d.info>, (Consulté le 12-11-2020).
- [2] <http://www.pc3d.info>, (Consulté le 12-11-2020).

Résumé

Depuis quelques années, on assiste au développement d'une filière de cellules photovoltaïques en silicium de type N. Des rendements de l'ordre de 22% ont été obtenus sur des cellules à base de silicium Cz-Si à substrat de type N dopé au phosphore, telles que PERT (Passivated Emitter, Rear Totally Diffused cell).

Dans ce travail, on a étudié la cellule solaire PERC (Passivated Emitter, Rear cell) de type P ensuite la cellule solaire PERT (Passivated Emitter, Rear Totally Diffused cell) de type N. Notre contribution consiste à optimiser les paramètres physiques de deux cellules solaires de silicium monocristallin en particulier les paramètres de la base (durée de vie, résistivité et épaisseur). Aussi doit-on trouver les meilleures performances de sortie (Jcc, Vco, η et FF) des deux structures et enfin faire une étude comparative entre leurs performances. Le rendement de conversion pour la cellule solaire PERC peut atteindre une valeur de 21,47% en considérant un substrat de silicium cristallin de type P avec une durée de vie des porteurs minoritaires de l'ordre de 3 ms, une épaisseur de substrat de 170 μm et une résistivité de la base de 1 $\Omega\cdot\text{cm}$. Avec la structure n-PERT, le rendement maximal atteint une valeur de 22,83% pour les valeurs optimisées : 10 ms, 250 μm , 1 $\Omega\cdot\text{cm}$ et 90 Ω/\square , respectivement de la durée de vie des porteurs minoritaires, de l'épaisseur de substrat, de la résistivité de la base et de la résistance de couche de l'émetteur. Nous avons également pu étudier l'effet de la géométrie de la grille de métallisation en face avant (largeur, hauteur du contact et nombre de busbarres) sur les pertes résistives et optiques ainsi que sur l'influence des caractéristiques courant – tension, pour la seconde cellule solaire (n-PERT). Ces travaux sont effectués en utilisant le logiciel de simulation numérique des cellules solaires à deux dimensions PC2D et à trois dimensions avec PC3D.

Mots-clés: Cellules solaires, silicium, rendement, PERC, PERT; PC2D, PC3D.

ملخص

في السنوات الأخيرة، شهدنا تطوراً في صناعة الخلايا الكهروضوئية من سيليكون نوع N. تم الحصول على مردود في حدود 22% على الخلايا القائمة على سيليكون Cz-Si مع ركيزة من النوع N مخدر بالفوسفور مثل PERT (باعث خامل، خلية انتشار خلفي كامل). في هذا العمل، درسنا الخلية الشمسية PERC (باعث خامل، خلية خلفية) نوع P متبوعة بالخلية الشمسية PERT من نوع N. تتكون مساهمتنا من تحسين معايير الفيزيائية لخليتين الشمسيين السليكون أحادي البلورية على وجه الخصوص معايير الأساس (العمر، المقاومة، السمك). لذلك يجب أن نجد أفضل أداء للمخرجات (FF-Voc- η -Jsc) للهيكليين وأخيراً نجري دراسة مقارنة بين أدائهما يمكن أن يصل مردود التحويل للخلية الشمسية PERC إلى قيمة 21.47% باعتبار ركيزة السيليكون البلورية من النوع P مع عمر حامل الشحن الأقلية الذي يبلغ 3ms، وسمك الركيزة 170 μm ومقاومة منخفضة تبلغ 1 $\Omega\cdot\text{cm}$ مع بنية n-PERT، تصل الكفاءة القصوى إلى قيمة 22.83% للمعايير المحسنة: 10 ms، 250 μm و 90 Ω/\square و 1 $\Omega\cdot\text{cm}$ ، على التوالي من عمر حاملات الشحن الأقلية، سمك الركيزة مقاومة القاعدة ومقاومة طبقة الباعث. تمكنا أيضاً من دراسة تأثير هندسة شبكة المعدنة على الوجه الأمامي (عرض، ارتفاع الناقل عدد القضبان) على الخسائر المقاومة والبصرية وكذلك على تأثير خصائص التيار والجهد، للخلية الشمسية الثانية (n-PERT). تم تنفيذ هذا العمل باستخدام برنامج المحاكاة الرقمية للخلية الشمسية ثنائي الأبعاد PC2D وثلاثي الأبعاد PC3D.

كلمات البحث: الخلية الشمسية، سيليكون، مردود، PERC، PERT، PC2D، PC3D.

Abstrat

In recent years, we have seen the development of an n-type silicon photovoltaic cell industry. Efficiencies of the order of 22% have been obtained on Cz-Si silicon-based cells with an n-type substrate doped with phosphorus, such as PERT (Passivated Emitter, Rear Totally Diffused cell). In this work, we studied the p-type PERC (Passivated Emitter, Rear cell) solar cell followed by the n-type PERT (Passivated Emitter, Rear Totally Diffused cell) solar cell. Our contribution consists of optimizing the physical parameters of two cells solar monocrystalline silicon in particular the parameters of the base (lifetime, resistivity and thickness). We must therefore find the best output performances (Jsc, Voc, η and FF) of the two structures and finally make a comparative study between their performances. The conversion efficiency for the PERC solar cell can reach a value of 21.47% considering a p-type crystalline silicon substrate with a minority carrier lifetime of the order of 3 ms, a substrate thickness of 170 μm and a low resistivity of 1 $\Omega\cdot\text{cm}$. With the n-PERT structure, the maximum efficiency reaches a value of 22.83% for the optimized values : 10 ms, 250 μm , 1 $\Omega\cdot\text{cm}$ and 90 Ω/\square , respectively of the lifetime of the carriers minorities, substrate thickness, base resistivity and emitter sheet resistance. We were also able to study the effect of the geometry of the metallization grid on the front face (width, height of the contact and number of busbars) on the resistive and optical losses as well as on the influence of the current - voltage characteristics, for the second solar cell (n-PERT). This work was performed using the two-dimensional PC2D and three-dimensional PC3D solar cell digital simulation software.

Keywords : Solar cells, Silicon, Efficiency, PERC, PERT, PC2D, PC3D.