

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des sciences de l'ingénieur

Thèse de Doctorat

Présentée par :

DOUMANE RADHIA

En vue de l'obtention du diplôme de **DOCTORAT** en :

Filière : Génie Mécanique

Option : Systèmes Energétiques Avancés

Modélisation du vieillissement d'une cellule photovoltaïque au silicium et de ses matériaux d'encapsulation

Devant le jury composé de :

MANSOURI Kacem	Professeur	UMBB	Président
LIAZID Abdelkrim	Professeur	Université Tlemcen	Examineur
HACHEMI Madjid	MCA	UMBB	Examineur
BALISTROU Mourad	MCA	UMBB	Directeur de thèse
DURASTANTI Jean-Félix	Professeur	Université Paris-Est	Co-directeur
LOGERAIS Pierre-Olivier	MCA	Université Paris-Est	Invité

Année universitaire : 2017-2018

Résumé

La capacité mondiale de production photovoltaïque sera amenée à croître de manière importante dans les années à venir. Les installations ont une durée de vie estimée aux alentours d'une vingtaine d'années. Pendant cette période d'utilisation, les panneaux vont subir des dégradations causées par l'exposition au rayonnement solaire, à l'humidité et aux différences de température. Les matériaux constitutifs du module subissent un vieillissement ayant un impact négatif sur le rendement de l'installation. L'étude en laboratoire nécessite de soumettre les modules photovoltaïques étudiés à de fortes conditions de température, d'humidité voire de pression afin d'accélérer le processus de vieillissement. Pour mieux comprendre les phénomènes de vieillissement et l'impact de celui-ci sur l'efficacité des systèmes photovoltaïques, des études par simulation numérique sont conduites dans cette thèse où deux approches sont mises en œuvre. La première a pour but d'estimer l'évolution des performances d'un module photovoltaïque au cours de toute sa durée de vie. Pour cela, le module est modélisé par une représentation équivalente en circuit électrique dont les valeurs d'entrées sont définies à l'aide de lois de comportement connues sur le vieillissement des modules photovoltaïques. Les taux de dégradation obtenus sont en accord avec les résultats expérimentaux dans un climat chaud et humide (Miami). Dans la deuxième, le transfert radiatif dans le verre protecteur est modélisé par la méthode des volumes finis. La solution de l'équation de transfert radiatif est obtenue en utilisant la méthode des ordonnées discrètes et celle de Monte-Carlo. La transmissivité du verre est en accord avec les propriétés connues. L'épaisseur optique est alors rehaussée pour reproduire l'effet d'une atténuation du rayonnement incident par un dépôt de poussières sur la surface supérieure du verre. Une équivalence avec l'épaisseur optique apparente et le taux de poussière est établie. Puis, un filtre passe-bande dans le visible est appliqué dans le modèle sur la surface supérieure du verre pour maintenir la température basse et prévenir les effets des rayonnements ultraviolets (dégradation des matériaux) et infrarouges (échauffement du matériau semi-conducteur).

Mots-clés : système photovoltaïque, vieillissement, modélisation, transferts radiatifs.

Abstract

The global photovoltaic capacity is expected to grow significantly in the forthcoming years. The installations have an estimated lifetime of about 20 years. During this period of use, the panels suffer from degradation caused by exposure to sunlight, humidity and temperature differences. The constitutive materials of the module undergo an aging which has a negative impact on the efficiency of the installation. In lab studies, the photovoltaic modules are subjected to high temperature, humidity and even high pressure conditions in order to accelerate the aging process. To better understand the phenomena of aging and its impact on the efficiency of photovoltaic systems, studies by numerical simulations are conducted in this thesis where two approaches are implemented. The first objective is to estimate the performance of a photovoltaic module over its entire lifetime. For this purpose, the module is modeled by an equivalent electrical circuit representation whose input values are defined using known behavior laws on the aging of photovoltaic modules. The degradation rates obtained are in agreement with the experimental results in a hot and humid climate (Miami). Secondly, the radiative heat transfer in the protective glass is modeled by the finite volume method. The solution of the radiative transfer equation is acquired using the discrete ordinate method (DOM) and the Monte Carlo one. The transmissivity of the glass is in accordance with the known properties. The optical thickness is then augmented to reproduce the attenuation of radiative flux by a deposit of dust on the upper surface of the glass. An equivalence between the apparent optical thickness and the deposited dust is established. Then, a bandpass filter in the visible is applied in the model on the upper surface of the glass to keep the temperature low and prevent the effects of ultraviolet radiation (material degradation) and infrared (heating of the semiconductor material).

Keywords: photovoltaic system, aging, modeling, radiative transfers.

ملخص

إن القدرات العالمية لإنتاج الطاقة الفولتوضوئية ملزمة بالارتفاع بشكل كبير في السنوات المقبلة، و تتراوح مدة صلاحية المنشآت بحوالي عشرون عاما. خلال هذه الفترة من الاستعمال تعاني الألواح الشمسية من الشيخوخة الناجمة عن تعرضها لأشعة الشمس، الرطوبة وإختلافات درجة الحرارة. هذا ما يؤثر على المواد المكونة للوحدة الفولتوضوئية و يجعلها تتدهور مما ينعكس سلبا على مردودية المنشأة. الدراسة المخبرية تركز على إخضاع الوحدة الفولتوضوئية لظروف قاسية من ناحية درجات الحرارة العالية والرطوبة و حتى الضغط بهدف تسريع وتيرة الشيخوخة. ومن أجل فهم أفضل لهذه الظاهرة وأثرها على كفاءة الأنظمة الفولتوضوئية، استعمل في هذه المذكرة دراسة المحاكاة العددية حيث يتم تنفيذ نهجين. الأول يهدف إلى تقدير تطور أداء الوحدة طوال فترة الاستعمال و لهذا الغرض، يتم نمذجة الوحدة الفولتوضوئية في دائرة كهربائية مماثلة، التي تكون فيها قيم المدخلات محددة طبقا للقوانين المعروفة عن شيخوخة الوحدات بحيث تكون معدلات التدهور التي تم الحصول عليها متناسقة مع النتائج التجريبية في مناخ حار ورطب (ميامي). في الثاني، يتم تشكيل النقل الإشعاعي في الزجاج الواقي بواسطة طريقة الاحجام المنتهية. ويتم الحصول على حل معادلة النقل الإشعاعي باستخدام طريقة الإحداثيات المنفصلة و مونت كارلو. ونجد أن نفاذية الزجاج تتفق مع الخصائص المعروفة. يتم تعزيز السمك البصري لإعادة إنتاج تأثير توهين الإشعاع الحادث عن طريق إيداع الغبار على السطح العلوي للزجاج. و منه نستنتج معادلة تربط بين السمك البصري الظاهر و نسبة الغبار. ثم، يتم تطبيق ممر الموجات للمجال المرئي في النموذج على السطح العلوي من الزجاج للحفاظ على درجة حرارة منخفضة و الوقاية من آثار الأشعة فوق البنفسجية (تدهور المواد) والأشعة تحت الحمراء (تسخين المادة الشبه ناقله) .

كلمات البحث: الأنظمة الفولتوضوئية ، الشيخوخة، النمذجة، النقل الإشعاعي.

A mes très chers enfants, DIDOU et MAMINE

A mes chers parents

A mon cher mari

A mes frères et sœurs

A mes amis

Remerciements

Je tiens à remercier les membres du jury « Mr Kacem MANSOURI » Professeur à l'université de Boumerdès, « Mr Abdelkrim LIAZID » Professeur à l'université de Tlemcen et « Mr Madjid HACHEMI » Maître de conférence à l'université de Boumerdès ; qui ont fait l'honneur d'accepter d'examiner mon travail, pour toutes leurs remarques et leurs critiques constructives.

Un grand merci à mes encadreurs Monsieur Mourad BALISTROU professeur à la faculté des Sciences de l'Ingénieur de l'Université de Boumerdès et particulièrement à Monsieur Pierre-Olivier LOGERAIS, maître de conférences HDR à l'Université Paris-Est Créteil pour sa contribution à l'élaboration de ce travail, pour son assistance et son sens de former et d'informer. Qu'il trouve ici le témoignage de ma profonde gratitude pour sa confiance, son précieux suivi, ses conseils et sa disponibilité.

Je remercie aussi le Professeur Jean-Félix DURASTANTI de l'Université Paris-Est Créteil pour son aide dans la collaboration avec l'Université de Boumerdès.

Enfin, merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail

Sommaire

Introduction	1
I. État de l’art sur le vieillissement des modules photovoltaïques	
I.1. Production d’énergie renouvelable photovoltaïque	3
I.1.1. Installations photovoltaïques.....	3
I.1.2. Potentiel photovoltaïque dans le monde.....	3
I.1.3. Le photovoltaïque en Algérie	4
I.2. Conversion photovoltaïque	5
I.2.1. Spectre solaire	5
I.2.2. Historique du solaire photovoltaïque	6
I.2.3. Principe de l’effet photovoltaïque	7
I.2.4. Réponse spectrale des cellules photovoltaïques.....	8
I.2.5. Les différentes technologies de cellules photovoltaïques	10
I.2.6. Rendement des différentes technologies photovoltaïques	12
I.2.7. Circuit électrique équivalent d’une photopile.....	13
I.3. Vieillissement des capteurs PV.....	16
I.3.1. Vieillissement des matériaux	16
I.3.2. Vieillissement des modules PV.....	20
I.3.2.1. Dégradation des modules PV	20
I.3.2.2. Principaux modes de dégradations des modules pv	22
I.3.3. Vieillissement des polymères – cas de EVA.....	25
I.3.3.1. Vieillissements physique.....	26
I.3.3.2. Relaxation structurale.....	26
I.3.3.2.a. Absorption	27
I.3.3.2.b. Migration d’adjuvant	30
I.3.3.3. Vieillissement chimique.....	31

I.3.3.3.a. Vieillissement thermochimique.....	31
I.3.3.3.b. Vieillissement photochimique	32
I.3.3.3.c. Vieillissement radiochimique	32
I.3.3.3.d. Milieu réactif	32
I.3.3.4. Vieillissement mécanique	33
I.3.4. Le polymère éthylène vinyle acétate (EVA).....	33
I.3.5. Essais accélérés	35
I.3.5.1. Equivalence d'un test accéléré.....	35
I.3.5.2. L'essai de chaleur humide (Damp Heat : DH).....	35
I.3.5.3. Test de fatigue fortement accéléré (HAST: Highly Accelerated Stress Test)	36
I.3.6. Modélisation du comportement des systèmes PV.....	36
I.4. Problématique de la thèse	37

II. Simulation de la dégradation de performance électrique d'un système photovoltaïque en climat chaud et humide

II.1. Approche de modélisation.....	44
II.2. Mise en application dans le cas de modules photovoltaïques en silicium.....	45
II.2.1. Circuit électrique équivalent.....	45
II.2.2. Lois de vieillissement	46
II.3. Résultats et discussion.....	49
II.3.1. Évolution des caractéristiques I-V et P-V.....	49
II.3.2. Influence de chaque dégradation	51
II.3.3. Limites du modèle et opportunités.....	53
II.4. Simulation de l'évolution de la production électrique à Miami (Floride).....	54

II.4.1. Puissance électrique moyenne	54
II.4.2. Puissance électrique sur une journée	55
II.5. Conclusion.....	57

III. Étude des transferts radiatifs dans les strates semi-transparentes d'un module photovoltaïque

III.1. Caractéristiques des couches constitutives d'un module photovoltaïque avec cellule en silicium	63
III.1.1. Caractéristiques thermiques des différentes couches semi-transparentes	63
III.1.2. Propriétés radiatives des différentes couches semi-transparentes	64
III.1.3. Atténuation du rayonnement incident	66
III.2. Modélisation du transfert radiatif dans une lame de verre : modèle équivalent d'atténuation	67
III.2.1. Approche théorique du rayonnement	67
III.2.1.1. Intensité radiative I_λ	67
III.2.1.2. Équation de transfert radiatif	68
III.2.2. Résolution avec la méthode DOM (Discrete Ordinate Method)	68
III.2.3. Modélisation de la lame de verre.....	70
III.2.3.1. Géométrie et maillage	70
III.2.3.2. Paramétrages du solveur	71
III.2.4. Résultats.....	73
III.2.4.1. Résultats de la modélisation sans vieillissement.....	73
1 ^{er} cas : modélisation d'une couche de verre	73
2 ^{ème} cas : modélisation du polymère EVA.....	74
3 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA).....	75
4 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA+ Si)	76
5 ^{ème} cas : Modélisation d'une couche de verre (pyrex)	77

6 ^{ème} cas : Modélisation du polymère polypropylène	78
7 ^{ème} cas : Modélisation du (pyrex + polypropylène)	79
III.2.4.2. Interprétation des cas sans vieillissement	80
III.2.4.3. Résultats de la modélisation avec vieillissement.....	81
1 ^{er} cas: modélisation du (verre+ air+ EVA+ Si)	81
2 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA+ air +Si).....	82
3 ^{ème} cas : modélisation du (Verre+ eau+ air+ EVA+Si).....	82
4 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA+ eau+ air+ si)	83
5 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ air+ poussière+ EVA+ Si)	84
6 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ poussière)	85
7 ^{ème} cas : modélisation du (verre+ poussière).....	86
III.2.4.4. Interprétation des cas avec vieillissement.....	87
III.2.4.5. Atténuation en fonction de l'épaisseur optique	88
III.2.4.6. Validation du modèle pour le verre	89
III.3. Modélisation du transfert radiatif dans une lame de verre : filtre ultraviolet et infrarouge.....	92
III.3.1. Approche CFD (Computational Fluid Dynamics)	92
III.3.2. Modélisation et résolution de l'équation de transfert radiatif par la méthode Monte-Carlo	93
III.3.3. Résultats	97
III.3.4. Filtrage ultraviolet et infrarouge.....	99
III.4. Conclusion.....	102
Conclusion générale et perspectives	105
Liste des productions	109

Nomenclature

a	coefficient d'absorption (-)
A	facteur d'idéalité de la jonction (-)
AM	air mass (-)
C_p	chaleur massique ($J.kg^{-1}.K^{-1}$)
C	capacité (F)
e	charge de l'électron ($1,6*10^{-19}$ C)
E_g	énergie du gap (eV)
G	éclairage effectif global ($W.m^{-2}$)
G_0	éclairage incident global ($W.m^{-2}$)
h	coefficient d'échange convectif ($W.m^{-2}.K^{-1}$)
h_0	enthalpie totale ($J.mol^{-1}$)
i	énergie interne massique ($J.mol^{-1}$)
I	courant électrique (A)
I_b	intensité du corps noir ($W.m^{-2}$)
I_d	courant de la diode (A)
I_D	irradiance ($W.m^{-2}$)
I_{CC}	courant de court-circuit (A)
I_{ph}	photocourant (A)
I_{pm}	intensité à la puissance maximale (A)
$I_{pv,n}$	photocourant dans les conditions nominale (A)
I_{scn}	courant de court-circuit dans les conditions nominales(A)
I_0	courant de saturation de la diode (A)
I_1	courant de la diode 1 (A)
I_2	courant de la diode 2 (A)
J_{sc}	courant de court-circuit ($A.cm^{-2}$)
k	coefficient d'absorption (-)
K	constante de Boltzmann ($1,38*10^{-23}$ J.K ⁻¹)
K_I	coefficient court-circuit courant/température ($A.K^{-1}$)
K_{pmax}	coefficient de température à puissance maximale ($\%.K^{-1}$)
K_V	coefficient circuit-ouvert tension/température ($V.K^{-1}$)
L	longueur caractéristique (m)
L	inductance (H)
M_c	longueur des chaînes entre points de réticulation (μm)
M_t	quantité de solvant absorbée ($kg.m^{-2}.t^{-1}$)
n	indice de réfraction (-)

N_P	nombre de cellules connectées en parallèle (-)
N_S	nombre de cellules connectées en série (-)
p	pression statique (Pa)
P_g	éclairage monochromatique global ($W.m^{-2}$)
P_{max}	puissance électrique maximale (W)
$P_{max,e}$	puissance maximale expérimentale (W)
$P_{max,m}$	puissance maximale calculée (W)
P_{moy}	puissance électrique moyenne (W)
R	résistance électrique (Ω)
R_h	humidité relative (%)
R_p	résistance shunt (Ω)
R_S	résistance série (Ω)
\bar{r}	vecteur position (-)
$R_{s\ int}$	réponse spectrale interne
s	pas (-)
\bar{s}	vecteur direction de la diffusion (-)
S	surface du panneau photovoltaïque (m^2)
S_h	variable contenant les termes provenant de sources de chaleur additionnelles (-)
t	temps caractéristique (s)
tw	âge de l'échantillon (année)
T	température ambiante (K)
T_c	température de jonction (K)
T_g	température de la transition vitreuse (K)
u	composante de la vitesse du fluide suivant x
v	composante de la vitesse du fluide suivant y
v_p	fraction volumique de polymère gonflé dans l'échantillon
v_s	volume molaire du solvant
V	tension (V)
V_{ocn}	tension en circuit-ouvert (V)
V_{pm}	tension à la puissance maximale (V)
w	composante de la vitesse du fluide suivant z
x	temps caractéristique (h)
X	coefficient d'interaction polymère-solvant (-)

Lettres grecques

α	absorptivité (-)
λ	conductivité thermique ($\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$)
μ	exposant de vieillissement (-)
φ	angle azimutal ($^{\circ}$)
ω_i	angle de contrôle ($^{\circ}$)
Ω	direction de propagation du faisceau (-)
Ω'	angle solide ($^{\circ}$)
Φ	fonction de phase (-)
Φ_{rad}	flux radiatif (W.m^{-2})
ρ	masse volumique (kg.m^{-3})
ρ	réflectivité (-)
σ_s	coefficient de diffusion (-)
τ	transmissivité(-)
τ_{ii}	torseur de viscosité (-)
Γ	taux de dégradation de puissance (%)
θ	angle polaire ($^{\circ}$)

Liste des figures

Figure I-1. Puissance photovoltaïque estimée dans le monde	4
Figure I-2. Evolution de la capacité solaire photovoltaïque mondiale annuelle installée 2000-2015	4
Figure I-3. Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique du Ministère de l'Energie et des Mines	5
Figure I-4. Programme d'électrification solaire en Algérie.....	5
Figure I-5. Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5	6
Figure I-6. Passage des électrons de la bande de valence à la bande de conduction.....	7
Figure I-7. Mouvement électrons-trous dans un matériau semi-conducteur	8
Figure I-8. Réponse spectrale pour le silicium.	8
Figure I-9. Évolution du rendement en fonction de l'énergie de gap E_g pour différents matériaux semi-conducteurs en fonction de la température	9
Figure I-10. Courbes de réponse spectrales de différents types de jonction utilisés pour l'effet photovoltaïque	10
Figure I-11. Rendement de différentes technologies de cellules PV en laboratoire	12
Figure I-12. Schéma électrique équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque.	14
Figure I-13. Exemple de caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	16
Figure I-14. Les différentes parties d'un module photovoltaïque soumis aux dégradations	21
Figure I-15. Module PV atteint par la corrosion.....	22
Figure I-16. Module photovoltaïque présentant une délamination.....	23
Figure I-17. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.....	24
Figure I-18. Module photovoltaïque présentant des bris de verre	24
Figure I-19. Module photovoltaïque présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	25
Figure I-20. Evolution du volume spécifique $1/\rho$ d'un polymère en fonction de la température	27
Figure I-21. Plastification par un solvant.....	27
Figure I-22. Rupture de liaisons secondaires par les molécules d'eau	29
Figure I-23. Migration d'adjuvant.	31
Figure I-24. Les deux blocs de la structure de l'EVA	34
Figure I-25. Variation du taux de réticulation de l'EVA en fonction du temps et de la température du traitement thermique	34
Figure II-1. Approche générale de modélisation.	44
Figure II-2. Circuit électrique équivalent d'un module photovoltaïque avec les paramètres variables pour tenir compte du vieillissement.	46
Figure II-3. Lois de vieillissement basées sur les tendances obtenues avec les résultats expérimentaux d'un test de vieillissement accéléré effectué par Hulkoff en 2009 (test DH : 85 °C / 85% RH): (a) transmission optique, (b) puissance maximale, (c) résistance série et (d) résistance parallèle.....	48

Figure II-4. Évolution de la caractéristique I-V dans les conditions standards de test.....	50
Figure II-5. Évolution de la caractéristique P-V dans les conditions standards de test.....	51
Figure II-6. Évolution du taux de dégradation de la puissance dans des conditions standards de test.	51
Figure II-7. Effet des dégradations sur les courbes I-V dans des conditions standards de test (STC) : (a) de la transmission optique, (b) de la résistance en série et (c) de la résistance parallèle R_p	52
Figure II-8. Simulation des pertes de rendement pour chaque paramètre et pour l'ensemble de ceux-ci	53
Figure II-9. Taux de dégradation de la puissance électrique moyenne produite avec le temps à Miami.....	55
Figure II-10. a) Irradiance entrée estimée par les formules empiriques pour le 8 février 2012 à Miami b) Puissance électrique simulée avec projections sur 25 ans.....	56
Figure II-11. Évolution de la puissance moyenne.	56
Figure III-1. Les différentes couches d'une cellule type au silicium.	63
Figure III-2. Spectres solaires	64
Figure III-3. Spectre du verre de 2,5 mm d'épaisseur.....	65
Figure III-4. Spectre de transmission et de réflexion de l'EVA.....	65
Figure III-5. Spectre du silicium à 300 K pour une épaisseur de 500 μm	66
Figure III-6. Causes de l'atténuation du rayonnement incident arrivant à la jonction PN	66
Figure III-7. Intensité radiative monochromatique	67
Figure III-8. Décomposition du flux radiatif incident.....	67
Figure III-9. Réflexion diffuse ou aléatoire pour une surface.....	68
Figure III-10. Etapes de la modélisation sous Fluent.....	69
Figure III-11 : Schémas de l'angle de contrôle : (a) l'angle polaire angulaire θ mesuré par-rapport à l'axe z, (b) l'angle azimutal angulaire par-rapport l'axe x	70
Figure III-12. Pixélisation.	70
Figure III-13. Dimensions de la lame de verre (a) et maillage sous GAMBIT (b)	71
Figure III-14. Paramétrages.....	71
Figure III-15. Conditions aux limites choisies	72
Figure III-16. Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure du verre	74
Figure III-17. Contour du flux radiatif transmis sur la face supérieure et inférieure de l'EVA.....	75
Figure III-18. Contour du flux radiatif transmis par une couche de (verre+ EVA)	76
Figure III-19. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ EVA+ Si)	77
Figure III-20. Contour du flux radiatif de la couche de verre (pyrex)	78
Figure III-21. Contour du flux radiatif du polymère polypropylène.....	79
Figure III-22. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ polypropylène)	80
Figure III-23. Contour du flux radiatif de la couche de (verre + air+ EVA+ Si).....	81
Figure III-24. Contour du flux radiatif de la couche de (verre +EVA +air +Si).....	82
Figure III-25. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ eau+ air+ EVA+ Si)	83
Figure III-26. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ EVA+ eau+ air+ Si)	84

Figure III-27. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ air+ poussière+ EVA+ Si).....	85
Figure III-28. Contour du flux radiatif de la couche de (poussière+ verre).....	86
Figure III-29. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ poussière).....	87
Figure III-30. Représentation de l'atténuation en fonction de l'épaisseur optique	89
Figure III-31. Coefficient d'absorption de la lame de verre dans le visible.....	90
Figure III-32. Transmissivité en fonction de la densité de poussières déposées.....	91
Figure III-33. Représentation de l'épaisseur optique en fonction du dépôt de poussières.....	91
Figure III-34. Composition du logiciel CFD'Ace	93
Figure III-35. Maillage du système air-verre-air.....	94
Figure III-36. Conditions aux limites de la lame de verre.....	96
Figure III-37. Évolution du résidu (source à 350 K)	97
Figure III-38. Cartographie de température (source à 400 K).....	97
Figure III-39. Température moyenne du verre en fonction de la température de la source	98
Figure III-40. Flux incident en fonction de la température de la source.....	98
Figure III-41. Transmissivité en fonction de la température de la source.....	99
Figure III-42. Rayonnement utile à la cellule photovoltaïque.....	100
Figure III-43. Réponse spectrale	100
Figure III-44. Filtre appliqué à la surface supérieure du verre.....	100
Figure III-45. Réduction de la température grâce au filtre passe-bande [400-800 nm]	101
Figure III-46. Augmentation de la température par chauffage par rayonnement d'une surface absorbante sans filtre, avec un filtre solaire air 870 et avec un filtre solaire air 875 placé entre la source rayonnante et le substrat	101

Liste des tableaux

Tableau I-1. Energie du gap pour différents matériaux semi-conducteurs à la température de 300 K.....	7
Tableau I-2. Rendement des différentes technologies	13
Tableau I-3. Avantages, inconvénients et perspectives des différentes technologies photovoltaïques	13
Tableau I-4. Principaux modes de dégradation des modules PV en silicium cristallin.....	20
Tableau I-5. Formulation chimique des additifs dans l'EVA A9918P	34
Tableau II-1. Caractéristiques du module photovoltaïque Sharp NTS5E3E du fabricant en conditions standards de test (STC, irradiation 1000 W.m^{-2} , Air Mass 1,5 température de cellule 25°C)	48
Tableau II.2. Puissance produite simulée par le module photovoltaïque à Miami ($G = 429 \text{ W.m}^{-2}$, $T_a = 24,4^{\circ}\text{C}$)	55
Tableau II.3. Comparaison de la dégradation en puissance	57
Tableau III-1. Propriétés massiques et thermiques des matériaux constitutifs d'une cellule photovoltaïque à 300 K	64
Tableau III-2. Estimation de l'atténuation	89
Tableau III-3. Propriétés thermiques.	96

Introduction

Depuis plusieurs années l'humanité fait face à une demande en énergie croissante due à l'augmentation de la population et à la qualité de vie exigeante en matière de consommation d'énergie. Actuellement, la production d'énergie dans le monde est basée presque totalement sur les sources fossiles, sources qui présentent l'inconvénient d'être limitées et qui constituent un grand danger écologique. L'autre danger prévisible est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. Etant donné que cette forme d'énergie couvre une grosse partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais. La contrainte imposée est d'utiliser une source d'énergie économique et peu polluante car la protection de l'environnement est devenue un point important dans le développement durable.

La recherche des ressources d'énergie alternatives est donc devenue une question cruciale de nos jours. Beaucoup de recherches scientifiques ont été menées, non seulement, dans le domaine de la production d'énergie nucléaire, mais également dans le secteur des sources d'énergie illimitées, telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire. Dans ce dernier cas, la conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes photovoltaïques sont des problèmes d'actualité pour une meilleure exploitation de l'énergie solaire. La capacité photovoltaïque mondiale cumulée installée de 39,5 GW en 2010, 60,8 GW en 2011 devrait atteindre 345 GW en 2020. De nos jours, environ 85% des modules photovoltaïques fabriqués sont à base de silicium, mais d'autres technologies tels que les couches minces en silicium et en CIGS (Cuivre Indium Gallium Sélénium) et les cellules organiques sont également en cours de développement.

Ces systèmes photovoltaïques générateurs d'électricité peuvent être exploités dans différents lieux : électrification des sites isolés, installation dans les bâtiments ou raccordement direct au réseau d'électricité, pendant une certaine période de fonctionnement appelée « durée de vie des panneaux ». Habituellement, la recherche et le développement photovoltaïque ont été axés sur l'analyse des rayonnements, les stratégies d'exploitation efficace, la conception et le dimensionnement de ces systèmes oubliant certains aspects critiques et les conditions externes qui peuvent affecter le fonctionnement du module photovoltaïque.

Le vieillissement des cellules photovoltaïques et des modules est un processus qui évolue naturellement avec les années de fonctionnement du module dans les conditions de terrain (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la lumière...) et qui par conséquent affecte le rendement du module. Il est difficile de créer un environnement intérieur qui peut remplacer l'environnement extérieur d'où l'intérêt de faire des tests accélérés ou de posséder des modèles numériques permettant d'estimer les effets du vieillissement, de les prévenir ou d'optimiser le système photovoltaïque. Les fabricants des panneaux photovoltaïques utilisent surtout les essais accélérés pour minimiser le coût et le temps de production et garantir une durée de vie d'au moins 20 ans aux clients.

L'objectif de cette thèse est de mieux cerner l'impact du vieillissement sur l'efficacité d'un système photovoltaïque et de mieux comprendre les transferts radiatifs dans les matériaux semi-transparents au-dessus de la cellule photovoltaïque.

Ce mémoire est organisé en trois parties :

- Dans la première partie, un état de l'art est dressé sur le vieillissement des matériaux et des installations photovoltaïques.
- Dans la seconde, une approche permettant de prédire l'évolution de performance des modules photovoltaïques avec le temps est proposée.
- Dans la troisième partie, le verre protecteur d'un panneau photovoltaïque est modélisé finement pour comprendre les transferts radiatifs et optimiser le flux de rayonnement reçu par les cellules photovoltaïques.

I. État de l'art sur le vieillissement des modules photovoltaïques

I.1. Production d'énergie renouvelable photovoltaïque

I.1.1. Installations photovoltaïques

L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme les calculatrices, les montres et d'autres objets d'utilisation courante. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité.

Cette évolution constante a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux photovoltaïques, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie menée en parallèle. En effet, l'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiance et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public.

I.1.2. Potentiel photovoltaïque dans le monde

La demande d'énergie solaire connaît une forte croissance au niveau mondial et particulièrement dans l'Union Européenne (UE). Le photovoltaïque (PV) est désormais, après l'énergie hydraulique et l'énergie éolienne, la troisième plus importante source d'énergie renouvelable en termes de capacité installée à l'échelle mondiale. La puissance photovoltaïque mondiale fin 2015 avait été estimée d'environ 227GW alors qu'elle était de 177GW en 2014. En une seule année, le marché du photovoltaïque affiche donc une progression impressionnante de 25 %.

Aujourd'hui, environ 85% des modules photovoltaïques fabriqués sont à base de silicium mais d'autres technologies comme celles des couches minces en silicium et CIGS et les cellules organiques sont aussi en cours de développement. Les modules photovoltaïques en silicium sont installés dans différentes situations : centrales photovoltaïques, toits d'habitation, applications autonomes [Luque 2003].

La **figure I-1** représente le marché mondiale du solaire photovoltaïque installé fin 2015. En première place mondiale, la Chine a une puissance totale de 43,2GW grâce à une augmentation de 15GW en l'espace d'une année. L'Allemagne est à la seconde place avec un parc photovoltaïque évalué à 39,8GW en 2015 puis le Japon avec un résultat de 33,4GW. Avec des contributions croissantes en provenance des pays du sud de l'Europe, plus de 60 milliards de kWh sont produits chaque année, ce qui correspond à suffisamment d'énergie pour alimenter plus de 15 millions de ménages européens.

La **figure I-2** décrit l'évolution de la capacité solaire photovoltaïque mondiale annuelle installée entre 2000 et 2015.

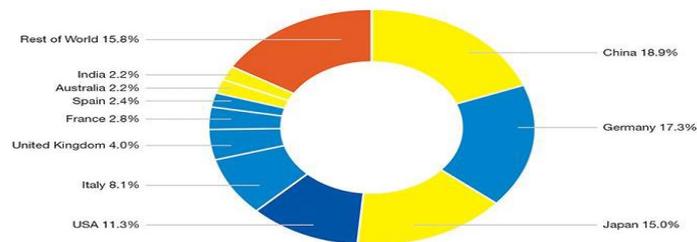


Figure I-1. Le marché mondiale du solaire photovoltaïque installé fin 2015 [Schmela 2016].

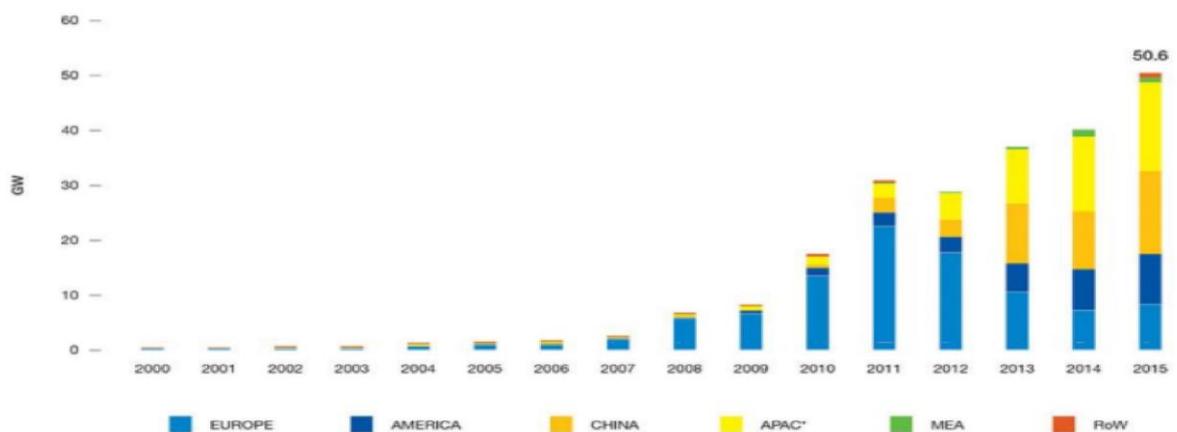


Figure I-2. Évolution de la capacité solaire photovoltaïque mondiale annuelle installée 2000-2015 [Schmela 2016].

I.1.3. Le photovoltaïque en Algérie

L'Algérie participerait aux efforts qu'impose le développement durable, mettant en place les moyens qui garantiraient aux générations futures de prétendre à un niveau de vie décent qui pourrait être compromis par la disparition progressive des énergies fossiles.

L'enjeu principal est le maintien du rang de l'Algérie dans le classement mondial des pays producteurs d'énergie. Malgré les avancées de l'Algérie sur le plan de la recherche dans ce domaine et la disposition des agences internationales auxquelles elle participe, seuls les spécialistes sont conscients de l'apport significatif de l'insertion des énergies renouvelables dans la vie quotidienne. En témoigne le seul projet qu'a été l'électrification photovoltaïque de 18 villages solaires réalisé par Sonelgaz entre 1992 et 2005.

L'Algérie vise la mise en service de près de 22.000MW en énergie verte à l'horizon 2035-2040 et compte lancer prochainement un appel d'offres aux investisseurs pour la réalisation d'un méga projet de centrales solaires photovoltaïques de 4.050MW. Le projet sera scindé en trois lots de 1.350 MW chacun et adossé à la construction d'une ou plusieurs usines de fabrication d'équipements et composants de centrales solaires photovoltaïques.

La puissance installée d'énergie photovoltaïque en Algérie en fin de février 2016 est de 74.1 MW, cette puissance va augmenter avant l'achèvement des projets en cours de réalisation

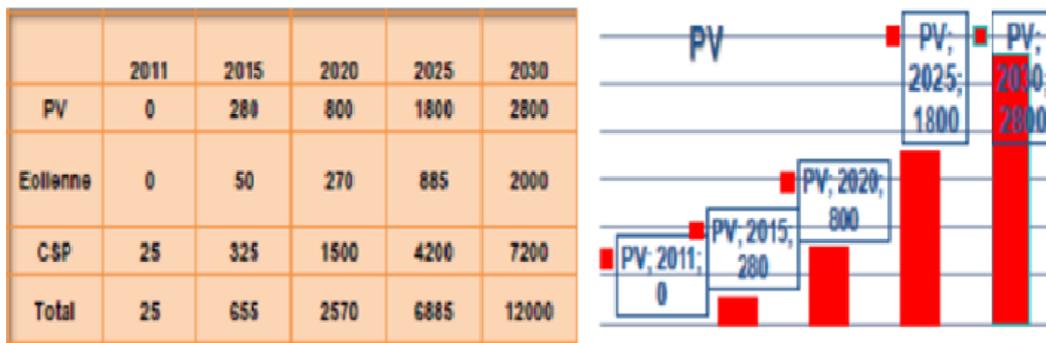


Figure I-3. Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique du Ministère de l'Énergie et des Mines [Saïd 2015].



Figure I-4. Programme d'électrification solaire en Algérie [Saïd 2015].

I.2. Conversion photovoltaïque

I.2.1. Spectre solaire

La surface du soleil peut être assimilée à celle d'un corps noir à la température d'environ 5800 K. En tenant compte de la surface apparente du soleil et de la distance entre celui-ci et la Terre, un éclairement moyen dans l'année hors atmosphère de $1,36 \text{ kW/m}^2$ est mesuré notamment à l'aide de satellites. Cette irradiance est pondérée par divers facteurs à la surface de la Terre : absorption par les molécules des différentes couches de l'atmosphère (ozone, oxygène, gaz carbonique, vapeur d'eau, poussières, aérosols), conditions climatiques, latitude du lieu et la saison.

Afin de comparer et d'unifier les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde, il a été institué la notion d'Air Mass (AM). Elle quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ du soleil par rapport au zénith [Nichiporuk 2005].

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

Si le soleil est au zénith du lieu d'observation, $\theta=0^\circ$ on aura $AM=1$ (AM1). AM0 qui correspond à l'irradiance hors atmosphère est surtout utilisé pour prédire le comportement des cellules en vue d'applications spatiales.

Le spectre standard le plus étudié est le AM1.5G avec « G » signifiant « Global » car il tient compte à la fois des radiations directes et diffuses ; par opposition à AM1.5D qui ne tient compte que du direct. AM1.5G donne une irradiance de 970 W/m^2 mais a été arrondi à 1 kW/m^2 . L'intensité I_D reçue à la surface de la terre peut être calculée grâce à la formule empirique suivante pour une surface perpendiculaire aux rayons incidents :

$$I_D = 1,353 \times (0,7^{AM})^{0,678} \quad (I.2)$$

avec I_D en kW/m^2 .

La **figure I-5** montre le spectre solaire à la surface de la Terre. La partie la plus importante concerne le domaine visible et le proche infrarouge.

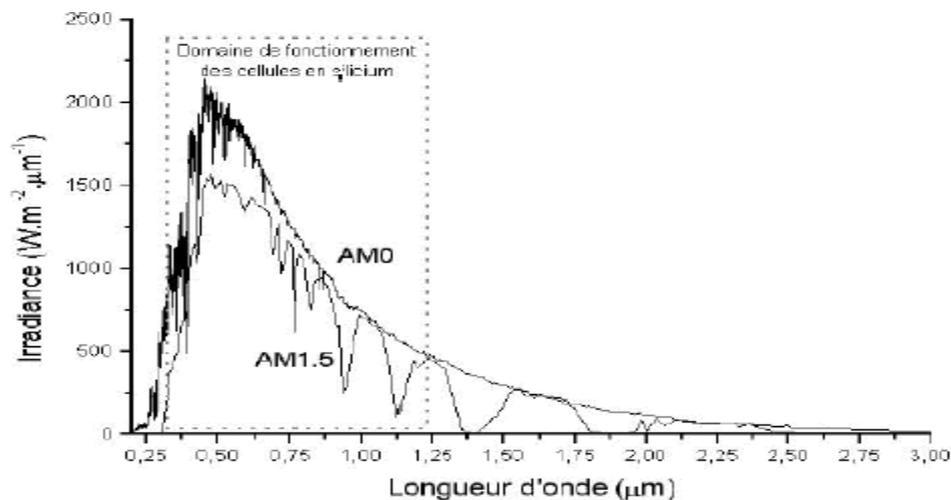


Figure I-5. Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5.

I.2.2. Historique du solaire photovoltaïque

Parmi les dates marquantes des découvertes sur l'énergie photovoltaïque, citons les suivantes :

1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.

1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une découverte anecdotique.

1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

1995 : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne et se généralisent depuis 2001.

I.2.3. Principe de l'effet photovoltaïque

La cellule photovoltaïque, est composée d'un matériau semi-conducteur qui permet de capter l'énergie des photons composant la lumière. Dans un matériau conducteur, la bande de valence et la bande de conduction se confondent, ce qui fait que les électrons peuvent circuler facilement dans le réseau cristallin. Dans un matériau isolant, au contraire, la bande de valence et la bande de conduction sont séparées par ce qu'on appelle la bande interdite. Il faut beaucoup d'énergie aux électrons pour qu'ils puissent passer dans la bande de conduction, de l'ordre d'une dizaine d'électronvolts (ou eV). Dans un semi-conducteur, la largeur de la bande interdite est plus faible, de l'ordre de 0,5 à 2 eV. Cette énergie de transition d'une bande à l'autre est l'énergie de gap notée E_g . L'intérêt est de pouvoir utiliser l'énergie des photons de la lumière du soleil pour faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction, ce qui en contrepartie, crée un trou dans la bande de valence comme le montre la **figure I-6** [Ricaud 1996].

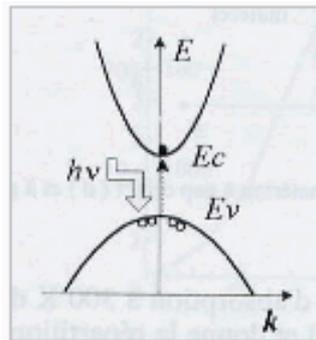


Figure I-6. Le passage des électrons de la bande de valence à la bande de conduction.

L'énergie des photons est fonction de la longueur d'onde de la lumière. Elle doit être supérieure ou égale à l'énergie du gap E_g . Le **tableau I-1** donne l'énergie du gap pour différents matériaux semi-conducteurs à la température de 300 K (27°C).

	Ge	Si	GaAs	InP	CdS	CdTe
E_g (eV)	0,67	1,12	1,43	1,29	2,42	1,44

Tableau I-1. Énergies du gap pour différents matériaux semi-conducteurs à la température de 300 K.

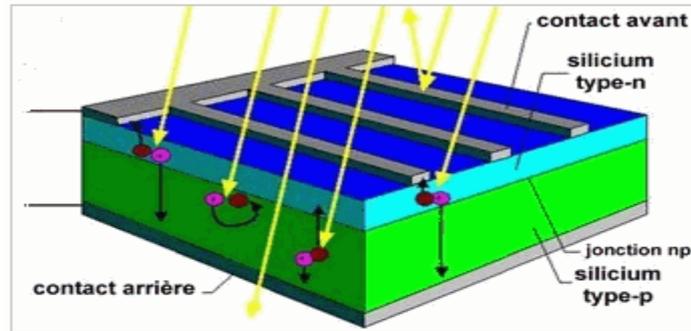


Figure I-7. Mouvements électrons-trous dans un matériau semi-conducteur.

En pratique, des « impuretés » sont introduites dans le réseau cristallin du semi-conducteur qui est le plus souvent du silicium. Le silicium a quatre électrons dans sa bande de valence, ce qui lui permet par les liaisons de covalence de garder une structure cristalline. L'ajout d'impuretés (quelque ppm) ayant cinq électrons dans la bande de valence (phosphore par exemple) se substituant au silicium, ajoute des électrons faiblement liés dans la structure cristalline, créant un semi-conducteur dopé N. De même, l'ajout d'impuretés ayant trois électrons dans la bande de valence (bore par exemple) se substituant au silicium enlève des électrons, donc ajoute des « trous » dans la structure cristalline, créant un semi-conducteur dopé P. La juxtaposition de ces deux semi-conducteurs dopés N et P permet de créer une jonction PN avec une différence de potentiel aux bornes de laquelle il est possible de récupérer les électrons délogés par des photons ayant suffisamment d'énergie (**Figure I-6**). Électriquement, la cellule photovoltaïque, ou « photopile », se comporte donc comme une diode de grande dimension.

Il est à noter que les paires d'électrons-trous créées par les photons ont tendance à se recombiner très rapidement. Un champ électrique est créé au niveau de la jonction PN. Il permet de ralentir ce phénomène et surtout de récupérer des électrons et des trous vers les électrodes.

I.2.4. Réponse spectrale des cellules photovoltaïques

Suivant l'énergie de gap E_g du semi-conducteur, les photons ayant une énergie inférieure à E_g ne pourront pas être utilisés, et seront donc convertis en chaleur. Les photons ayant une énergie supérieure à E_g pourront eux déloger un électron utile, mais l'énergie excédentaire sera perdue elle aussi. C'est ce que montre le schéma suivant de la **figure I-8** :

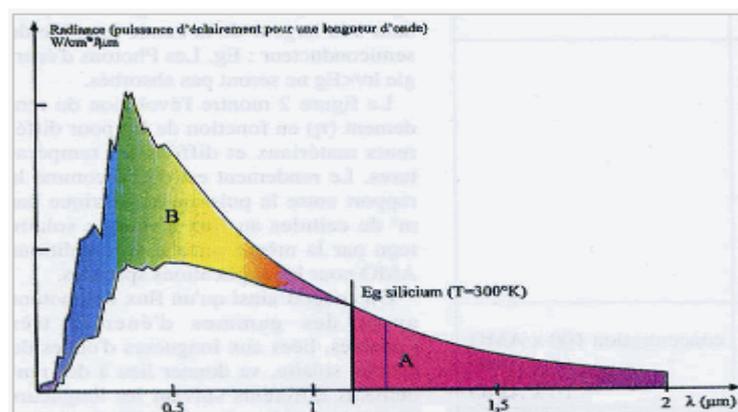


Figure I-8. Réponse spectrale pour le silicium.

La courbe spectrale de la **figure I-8** montre l'exploitation du spectre solaire hors atmosphère par une photopile au silicium. La zone A correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés (environ 23,5 %). La zone B correspond à l'excès d'énergie, non utilisée, par les photons d'énergie supérieure à E_g (environ 33 %). À ces pertes, s'ajoute celle du facteur de forme, celle due à la réflexion et celle de la surface des collecteurs, pour au final descendre à 10 – 15 % d'énergie utile.

La **figure I-9** montre l'évolution du rendement en fonction de l'énergie de gap pour différents matériaux semi-conducteurs, en fonction de la température. Le rendement est défini comme le rapport entre la puissance électrique fournie par une certaine surface de cellule et le flux d'énergie solaire reçu par la même surface en condition AM0 (spectre solaire hors atmosphère).

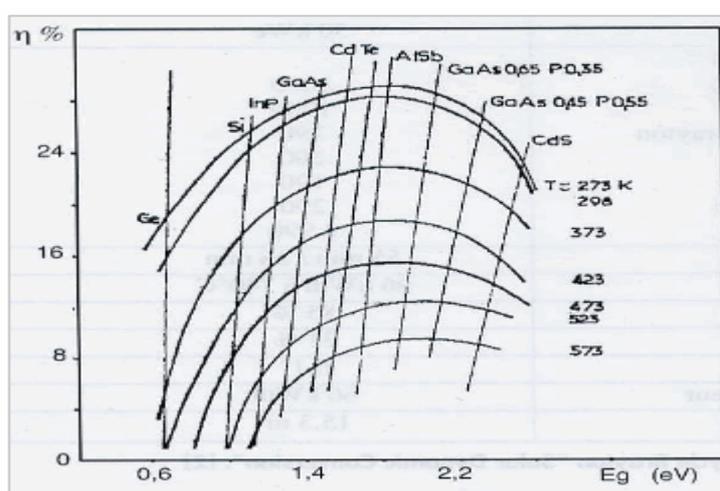


Figure I-9. Évolution du rendement en fonction de l'énergie de gap E_g pour différents matériaux semi-conducteurs en fonction de la température [Revue de l'électricité 1998].

Les différentes courbes de réponse spectrale données ci-dessous sur la **figure I-10** le sont pour une source lumineuse de spectre unitaire. Or le spectre solaire, en première approximation, s'apparente plutôt au spectre d'émission du corps noir à la température de 5800 K.

La réponse spectrale est la valeur du courant de court-circuit J_{sc} de la cellule par unité de flux monochromatique incident [Benaoudal 2007] :

$$R_S(\lambda) = \frac{J_{sc}(\lambda)}{P_g(\lambda)} \quad (I.3)$$

avec λ la longueur d'onde (m) ;

$R_S(\lambda)$ la réponse spectrale ($A.W^{-1}$) ;

$P_g(\lambda)$ l'éclairement monochromatique global ($W.m^{-2}$) ;

$J_{sc}(\lambda)$ désigne le courant de court-circuit, exprimé en $A.m^{-2}$;

La réponse spectrale interne est la valeur du courant de court-circuit de la cellule par unité de flux monochromatique traversant la surface de la cellule.

$$R_{s\ int}(\lambda) = \frac{J_{sc}(\lambda)}{P_g(\lambda)(1-R(\lambda))} \quad (I.4)$$

où $R(\lambda)$ est le coefficient de réflexion du silicium.

Le photo-courant collecté à chaque longueur d'onde relative au nombre de photons incidents sur la surface à cette même longueur d'onde détermine la réponse spectrale du dispositif.

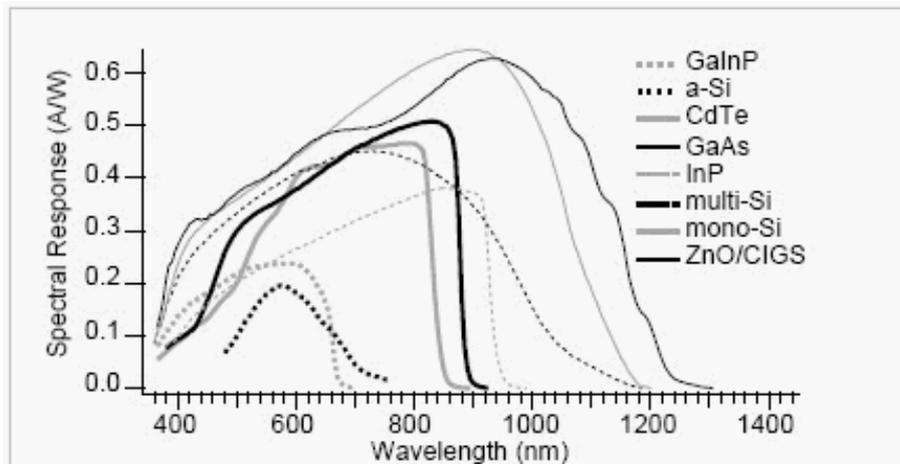


Figure I-10. Courbes de réponse spectrales de différents types de jonction utilisés pour l'effet photovoltaïque [Site NREL].

1.2.5. Les différentes technologies de cellules photovoltaïques

Deux grandes familles de technologies existent actuellement : la première à base de silicium cristallin comprenant le mono et le multi-cristallin, couvre de l'ordre de 85% de la production mondiale. La deuxième famille, celle des couches minces comprend les cellules au silicium amorphe, polycristallin ou microcristallin, celle au tellure de cadmium, au cuivre indium sélénium et à l'arséniure de gallium. En outre, d'autres technologies sont en cours d'expérimentation comme les cellules organiques (polymères ou à base de fullerènes).

- ❖ **Le silicium mono-cristallin (mono c-Si) :** la technologie mono-cristalline est coûteuse car elle nécessite des barres de silicium pur. Son rendement est le plus élevé (14 à 16%), ce qui a l'avantage de réduire la taille des modules pour une même puissance, chose utile lorsqu'un gain de place est nécessaire.
- ❖ **Le silicium multi-cristallin (multi c-Si) :** la technologie multi-cristalline est obtenue par la refonte de chute de cristaux de silicium de l'industrie électronique et elle nécessite deux à trois fois moins d'énergie que la technologie précédente. Son rendement est un peu moindre (12 à 14 %) mais son coût est plus avantageux, ce qui permet à cette technologie de dominer actuellement le marché.
- ❖ **Le silicium en ruban (EFG) :** cette technique permet de s'affranchir des lingots et de la perte de silicium lors de la découpe. Il s'agit de cristalliser du silicium fondu (quelques dizaines de micromètre) sur un ruban souple. La consommation de silicium est divisée par deux (8 g par Wc contre 16 g par Wc). Une solution, EFG (Edge defined

film Fed Growth), est testée de longue date et industrialisée par certains fabricants (RWE et Evergreen).

- ❖ **Les couches minces** : les principales filières couches minces sont le silicium amorphe (a-Si) - utilisé depuis de longues années, dans les montres et calculatrices notamment le CdTe (hétéro-jonction cadmium telluride, sulfure de cadmium) et le CIS (hétéro jonction de diséléniure cuivre indium/ sulfure de cadmium). La fabrication se réalise en automatique, avec tunnels pour les dépôts de couches et à l'aide de laser pour les connexions. Elle est adaptée aux grosses productions. Ces premières technologies ouvrent actuellement d'autres voies, sans que l'on sache laquelle dominera.
- ❖ **Le silicium amorphe (a-Si)** : c'est un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre. D'un rendement moins bon que le cristallin (5-7%), le silicium amorphe est souvent appliqué à des appareils de petite puissance (calculatrices, lampes ou horodateurs), mais des firmes comme Solarex, Phototronics, Canon ou Fortum proposent des modules de taille équivalente à celle des modules cristallins. Sanyo a mis au point une technologie de silicium amorphe sur une couche de silicium mono-cristallin (technologie HIT) dont les rendements sont supérieurs à celui du silicium mono-cristallin (rendement de l'ordre de 19%).
- ❖ **Le silicium poly-cristallin (Poly c-Si) ou micro-cristallin (micro c-Si)** : il s'agit de déposer une couche mince (de l'ordre de 10 micromètres) sur un substrat de verre ou de céramique. Cette technologie, essentiellement développée par la société américaine Astropower (USA), est encore à l'étape de production pilote.
- ❖ **Le tellure de cadmium (CdTe)** ou encore appelé hétéro-jonction cadmium telluride - sulfure de cadmium. Ces composés poly-cristallins sont déposés sur substrat de verre. Les premières cellules ont été développées en 1972. Il y a quelques années, cette technologie semblait être la plus adaptée pour les couches minces. Mais les problèmes de coût et de toxicité posés par le cadmium ont pesé lourdement sur son développement, utilisation de 7g/m² de cadmium (une batterie NiCd de taille standard en contient 10 g).
- ❖ **Le diséléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS)** : matériau composé de diséléniure de cuivre et d'indium combiné avec du sulfure de cadmium. Cette technologie de couches minces, qui permet d'atteindre des épaisseurs inférieures au micromètre, est présente aujourd'hui dans de nombreux projets industriels.
- ❖ **L'arséniure de gallium (GaAs)** : matériau mono-cristallin combiné avec différents matériaux. Les cellules photovoltaïques en couches minces qui intègrent cette technologie sont caractérisées par un haut rendement mais leur coût étant encore très élevé, leur utilisation reste cantonnée à des applications très spécifiques comme le domaine spatial.
- ❖ **Cellules pérovskite**: Ce type de cellule photovoltaïque comprend un élément chimique ayant une structure de pérovskite, le plus souvent un hybride organique-inorganique de plomb ou un halogénure d'étain, dans sa couche active [Collavini 2015]. Le rendement de conversion des cellules solaires à pérovskite a progressé très vite en

relativement peu de temps dans les laboratoires, depuis les 3,8% au Japon en 2009 jusqu'à 21,1% en mars 2016. Bon marché, elles sont en développement industriel.

Mais il reste encore à résoudre certains de leurs défauts, notamment leur instabilité : les pérovskites sont des cristaux fragiles et solubles et notamment parce qu'elles contiennent du plomb ou de l'étain, matériau toxique [Babayigit 2016].

❖ **Les matériaux organiques (TiO₂)** : Ces cellules inventées en 1991 par le chimiste suisse Michael Graetzel sont composées d'une poudre de cristaux TiO₂ associée à un électrolyte et à un colorant qui absorbe la lumière. Cette technologie en est encore au stade expérimental. Le rendement est moyen et la stabilité à long terme est mauvaise, mais sa fabrication est en théorie plus facile que les autres cellules et la matière première est bon marché.

Les avancées des travaux de recherche permettent d'améliorer d'années en années les technologies existantes, par exemple :

- réduction de l'épaisseur de la coupe des lingots de silicium
- amélioration du rendement d'un lingot par traitement de surface
- technologie CIS (diséléniure de cuivre et indium) avec des matériaux moins nobles
- technologie des nouveaux semi-conducteurs (les cellules à deux ou trois jonctions, les systèmes à concentrateur ...)

I.2.6. Rendement des différentes technologies photovoltaïques

Beaucoup de recherches sont effectuées sur la technologie des cellules photovoltaïques pour en améliorer le rendement et en diminuer les coûts. Pour augmenter les rendements, la tendance est aux couches tandem silicium amorphe - silicium microcristallin et aux multicouches associant deux semi-conducteurs de sensibilité spectrale complémentaire (Figure I.11).

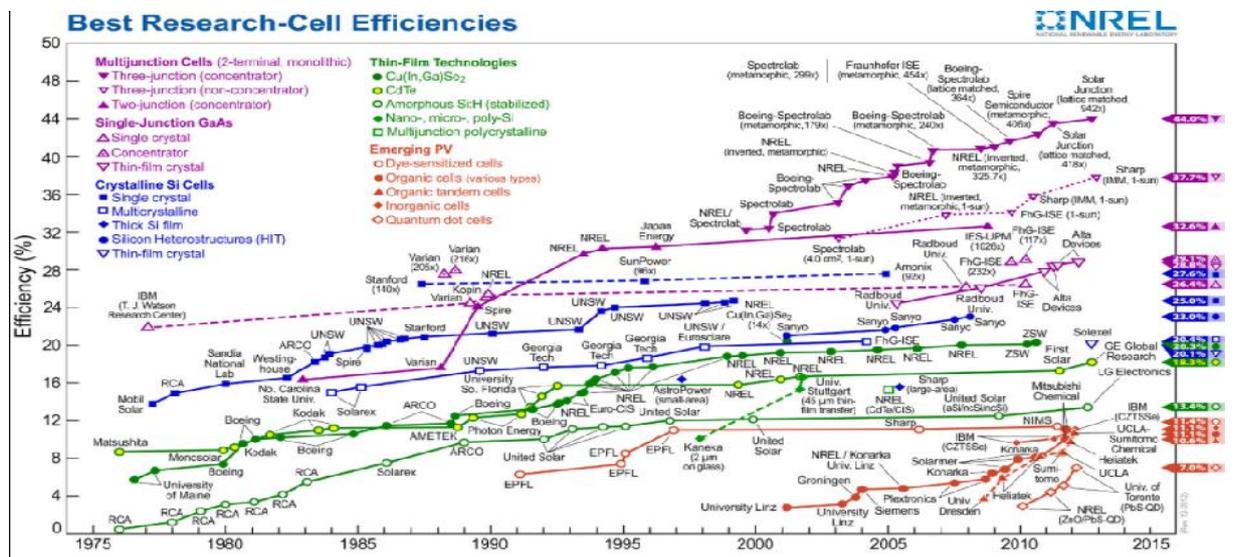


Figure I-11. Rendements de différentes technologies de cellules PV en laboratoire [Site NREL].

Le **tableau I-2** suivant présente le rendement des modules photovoltaïques pour les technologies les plus matures en 2005. Le **tableau I-3** indique les avantages, les inconvénients et les perspectives des différentes technologies photovoltaïques [Site *PVresources*].

technologie	Rendement typique d'un module	Rendement maxi en labo d'une cellule	Rendement théorique maximum	Etat de la technologie en 2005
Silicium mono cristallin (mono c-Si)	14-17 %	24,7%	27%	mature
Silicium multi cristallin (multi c-Si)	12-15%	19,8%	27%	mature
Silicium amorphe (a-Si)	6-8%	12,7%	25%	mature
Silicium sur ruban (ou EFG) (de RWE Solar)	12-14%	27 %	27 %	mature
Silicium micro cristallin (μ-Si)	9-11%	16,4%	27%	Semi industriel
Tellure de cadmium (CdTe)	6-9%	16,0%	28,5%	Semi industriel
Diséniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS)	10-12%	18,2%	27,5%	Semi industriel
Arséniure de gallium(AsGa)	18-20	25.7	29%	Spatial
Matériaux organiques (TiO ₂) (cellule Graetzel)	(10%)	9 – 12%		Pré-industriel

Tableau I-2. Rendements des différentes technologies.

Technologie	Durée de vie	Avantages	Inconvénients	Perspectives
Silicium multi cristallin	10 ans à 90% Pc 25 ans à 80% Pc	Bon rapport coût /puissance surface	Assez chère, 2 à 3 fois moins d'énergie pour la production que le mono c-Si	Devrait dominer le marché dans les dix prochaines années
Silicium monocristallin	25 ans à 90% Pc 30 ans à 80% Pc	Meilleur rapport puissance/surface	Chère et forte consommation en énergie pour la production	Bon avenir si le coût baisse en améliorant encore le rendement
Silicium amorphe	10 ans	Meilleur coût par Wc	Faible rendement, donc grande surface de capteurs, faible durée de vie	Promis à un grand avenir si amélioration de la durée de vie
Silicium ruban		Croissance rapide du cristal		Décroissance du prix de production dans le futur
CdTe			Utilise certains matériaux toxiques	Décroissance du prix de production dans le futur
CIS			Ressource en Indium limitée	Décroissance du prix de production dans le futur

Tableau I-3. Avantages, inconvénients et perspectives des différentes technologies photovoltaïques.

I.2.7. Circuit électrique équivalent d'une photopile

Une photopile peut être modélisée par un schéma électrique équivalent (**Figure 1-12**) [Nguyen 1983]. Les pertes résistives et les mécanismes de recombinaison sont pris en compte à travers les différents composants électroniques du circuit. Ainsi, le circuit est constitué de :

- une source idéale de courant I_{ph} en parallèle avec deux diodes, l'une permettant d'obtenir le courant de court-circuit, l'autre pour tenir compte des recombinaisons ;
- une résistance série R_s due à la contribution des résistances du front et de la base de la jonction PN et des contacts métalliques en particulier en face avant ;

- une résistance parallèle ou shunt R_{sh} provenant des contacts métalliques et des résistances de fuite sur les bords de la photopile.

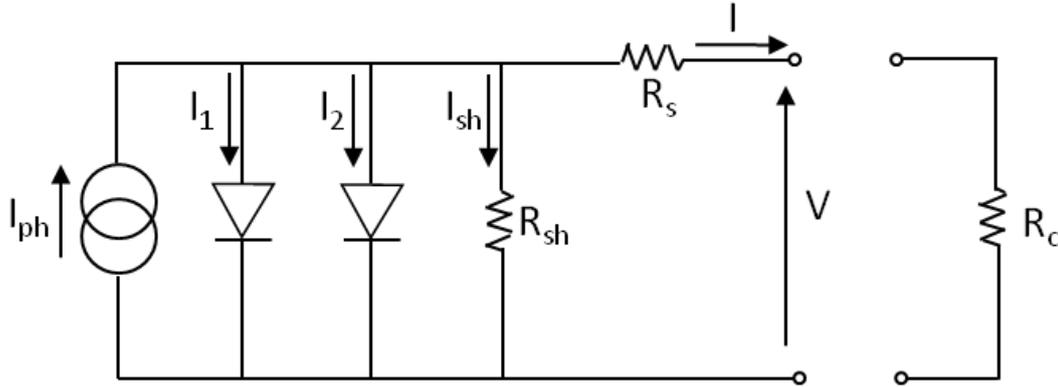


Figure I-12. Schéma électrique équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque.

Les différentes composantes du courant sont données par :

$$I_1 = I_{S1}[\exp\{B_1(V - R_S I)\} - 1] \quad (I.5)$$

$$I_2 = I_{S2}[\exp\{B_2(V - R_S I)\} - 1] \quad (I.6)$$

$$I_{sh} = R_{sh}(V - R_S I) \quad (I.7)$$

L'intensité I en fonction de la tension V aux bornes de la cellule, délivrée pour la charge R_c est :

$$I = -I_{ph} + I_1 + I_2 + I_{sh} \quad (I.8)$$

soit :

$$I = I_{ph} - I_{S1}[\exp\{B_1(V - R_S I)\} - 1] - I_{S2}[\exp\{B_2(V - R_S I)\} - 1] - \frac{V + R_S I}{R_{sh}} \quad (I.9)$$

avec :

$$B_1 = e/(A_1 \times K \times T) \quad \text{et} \quad B_2 = e/(A_2 \times K \times T)$$

Dans ces expressions, on a :

A : le facteur d'idéalité de la jonction compris généralement entre 1 et 2 ;

I_{ph} : le photocourant généré par la cellule (proportionnel au rayonnement incident) (en A).

I_1 : courant de la diode 1 qui représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la jonction PN de la cellule (en A) ;

I_2 : le courant de la diode 2 qui modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge (en A) ;

R_{sh} : la résistance shunt représente les fuites autour de la jonction PN dues aux impuretés et celles sur les coins de la cellule (en Ω);

R_S : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi-conducteur, ainsi que les résistances ohmique et de contact au niveau des connexions des cellules (en Ω);

e : charge de l'électron ($1,6.10^{-19}$ C) ;

K : constante de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$ J/K) ;

T : température de jonction (en K) ;

Ce modèle peut être ramené à un modèle comportant une seule diode avec une bonne approximation car la valeur du courant de la diode 2 (I_2) représentant les recombinaisons est négligeable (de l'ordre de 10^{-11} A) par rapport à la valeur du photocourant I_{ph} (de l'ordre de 10^{-2} A). Ceci s'explique par le fait que la jonction est suffisamment de bonne qualité pour que les mécanismes de recombinaisons dans la zone de charge d'espace aient des effets négligeables devant ceux de la diffusion [Chareles 2000].

L'expression de l'intensité I en fonction de la tension V se réduit alors à :

$$I = I_{ph} - I_0 [\exp(B_1(V + R_S I) - 1)] - \frac{V + R_S I}{R_{sh}} \quad (\text{I.10})$$

I_{ph} et I_0 sont données par les équations suivantes :

$$I_{ph} = (I_{pv,n} + K_I \times \Delta T) \times \frac{G}{G_n} \quad (\text{I.11})$$

$$I_0 = (I_{scn} + K_I \times \Delta T) / (\exp[(V_{ocn} + K_V \times \Delta T) \times B_1] - 1) \quad (\text{I.12})$$

avec :

I_0 : courant de saturation de la diode (A)

$I_{pv,n}$: photocourant dans les conditions nominales. (A)

I_{scn} : intensité de court-circuit (A)

V_{ocn} : tension en circuit-ouvert (V)

K_I : coefficient courant de court-circuit /température ($A.K^{-1}$)

K_V : coefficient tension circuit ouvert /température ($V.K^{-1}$)

$\Delta T = T - T_n$ (K) et $B_1 = e / (A_1 \times K \times T)$

L'expression (I-10) peut être étendue à un module photovoltaïque (PV) comportant N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle. L'intensité I_{module} en fonction de la tension V aux bornes d'un module PV est :

$$I_{module} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{B_1}{N} (V + R_{Se} I) - 1 \right) \right] - \frac{V + R_{Se} I}{R_{she}} \quad (\text{I.13})$$

avec :

$$R_{Se} = N_s \cdot R_S \quad \text{et} \quad R_{she} = N_p \cdot R_{sh}$$

La caractéristique courant-tension d'une photopile est généralement tracée pour une irradiance et une température donnée. La valeur de la charge R_c va fixer le point de fonctionnement. La figure suivante présente un exemple de la caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque avec ses valeurs de tension et de courant, ainsi que sa puissance maximale.

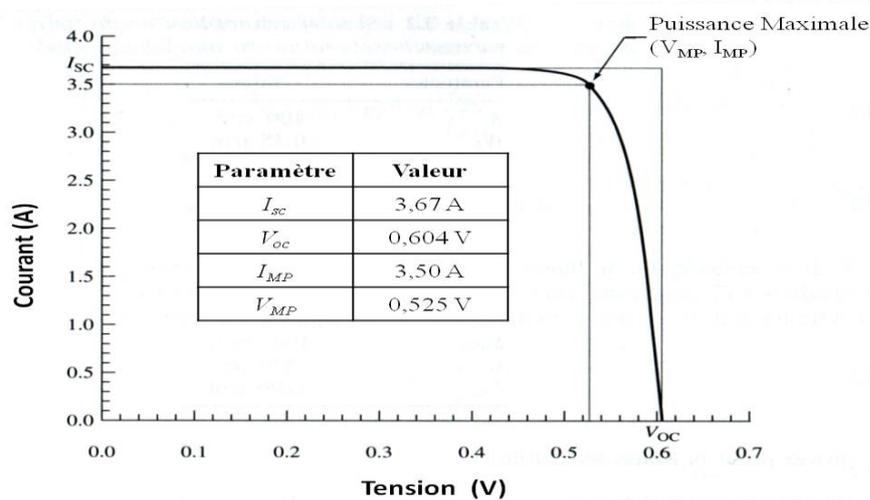


Figure I-13. Exemple de caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

I.3. Vieillessement des capteurs photovoltaïque

I.3.1. Vieillessement des matériaux

Le phénomène de vieillissement est un phénomène très courant en physique de la matière condensée pour des systèmes présentant les propriétés des systèmes hors-équilibre qui évoluent au cours du temps pour atteindre leurs états d'équilibre. De manière expérimentale le vieillissement se caractérise par un ralentissement de la dynamique interne du système au cours du temps.

Des études de la dynamique interne basées sur la rhéologie et la diffusion de la lumière ont permis d'apporter de nombreuses informations sur les comportements de ces systèmes comme le ralentissement de la relaxation et les comportements en loi de puissance.

Les premiers rapports expérimentaux du phénomène de vieillissement sont obtenus par la diffusion de la lumière exécutée sur une sphère en verre colloïdale dur [Vanmegan 1998, Mortensen 1999]. Même si le temps d'exécution de ces expériences était très court, les résultats montrent un ralentissement de la dynamique interne en fonction de l'âge pour les échantillons à fraction de volume ϕ plus grande que ϕ_g ($\phi_g \approx 0,58$ densité de transition vitreuse); en revanche, aucune différence n'est détectée quand ϕ est plus petit que ϕ_g [Pusey 1986, Pusey 1987].

Les résultats des travaux de Van Megen et al. montrent les différents comportements de la dynamique interne des échantillons dans un état liquide surfondu et dans un état de verre [Vanmegan 1998].

Simoenova et Kegel [Richert 2002] ont utilisé une reprise fluorescente après la technique du photo blanchiment. Le phénomène du vieillissement des sphères dures en verre est bien clair par la méthode **MSD** (le moindre carré du déplacement) de la particule dont la croissance ralentit avec l'accroissement de l'âge de l'échantillon (tw).

Les mêmes résultats ont été obtenus par Courtland et Weeks [Courtland 2003], qui ont utilisé une microscopie « confocal » pour suivre le mouvement des particules du verre colloïdal individuellement en trois dimensions en temps réel. Ils ont constaté qu'initialement le **MSD** augmente linéairement avec le temps, puis se stabilise et finalement monte légèrement en fonction du temps. Ils ont constaté également que la dynamique interne est hétérogène dans l'espace et dans le temps. On observe en effet un ralentissement de la dynamique interne du système au cours du temps.

Des essais de rhéologie sont aussi souvent utilisés pour sonder le phénomène de vieillissement. Par exemple Struik, en 1977, a étudié les propriétés rhéologiques d'un verre polymères [Struik 1977]. Dans cette expérience Struik a fait passer de manière abrupte le PVC en dessous de la température vitreuse. Il apparaît alors que la contrainte nécessaire pour maintenir la déformation constante diminue au cours du temps ; donc le phénomène de vieillissement est caractérisé par le fait que le système met de plus en plus de temps à se relaxer lorsque l'âge de l'échantillon augmente.

L'un des modèles les plus réussis de la dynamique du vieillissement est le modèle de Bouchaud et Dean (1995-96) [Monthus 1996, Bouchaud 2000]. Dans ce modèle les auteurs ont comparé l'énergie acquise par rapport à la position des particules les unes par rapport aux autres et à leurs vitesses. Le système va aller de configurations en configurations voisines en cherchant à augmenter sa stabilité. Ils expliquent ce dernier par un système qui passerait de puits en puits de profondeur de plus en plus grande et y resterait donc piégé un temps de plus en plus grand, menant ainsi à un ralentissement progressif de la dynamique interne.

Le modèle (SGR) de Sollich et al. [Sollich 1997, Sollich 1998] dérivent le modèle de Bouchaud et Dean, en expliquant la rhéologie des matériaux hors-équilibre. Fielding [Fielding 2000] a étudié le rôle du vieillissement des matériaux vitreux mous en rhéologie.

Dans plusieurs cas, la loi de puissance suivante est observée et validée :

$$\tau = tw^\mu \quad (\text{I.14})$$

avec :

τ : le temps caractéristique (année);

tw : l'âge de l'échantillon (année);

μ : l'exposant du vieillissement qui Peut varier de manière significative : vieillissement entier ($\mu \approx 1$) [Knaebel 2000, Viasnoff 2002, Cipelletti 2000, Coloitre 2000] ; vieillissement secondaire ($0.5 < \mu < 1$) [Ramos 2001, Derec 2000, Bellour 2003] et hyper vieillissement ($\mu \approx 1,4$ et $\mu \approx 1,8$) dans [Bissig 2003] et [Banbyopadhyay 2004] respectivement.

Un régime particulier très rapide de vieillissement a été observé dans les gels colloïdaux fractals [Cipellitti 2000] et dans les échantillons de Laponite [Bellour 2003, Abou 2001] pour lesquels le τ augmente exponentiellement avec l'âge de l'échantillon et est suivi d'une croissance plus lente de τ correspondant à un vieillissement entier.

Les caractéristiques d'une dynamique de vieillissement pour un matériau sont : le temps de relaxation qui augmente avec l'âge du système et la dépendance en loi de puissance du temps de relaxation en fonction de l'âge.

Pour réduire l'effet du vieillissement et l'optimisation des modules solaires ; les recherches se basent principalement sur l'efficacité des cellules avec un coût minimum sans s'intéresser vraiment aux matériaux d'encapsulation. F.J. Pern et S.H. Glick [Pern 2000] ont mené une série d'études avec des essais d'exposition accélérée (AET) pour différents échantillons de cellules en silicium cristallin (c-Si) et en silicium amorphe (a-Si), encapsulés différemment. Des changements irréguliers de la densité de courant court-circuit J_{sc} , du facteur de forme FF et de l'efficacité des cellules ont été observés pour les échantillons en c-Si.

Différents type de décollements ont été remarqués séparément dans les mini modules en a-Si sous un éclairage ≈ 1.2 UV à BTP (température du panneau noir) de 60-65°C et pour des couches isolantes en EGS à 9.0 UV et BPT de 145°C. Les adhésifs en silicium utilisés sous une transmittance UV des films polymères superstrat semble causer une grande perte d'efficacité. Le nouveau isolant EGS (Epoxy Glass Sheet) peut être bon pour éviter l'irruption d'adhérence pour les modules qui fonctionnent à des températures inférieures à environ 85°C.

Puisque les modèles de brunissement d'EVA sont compliqués, des expériences d'AET sont conçues pour étudier les effets de la diffusion du CO₂ dans les matériaux substrats, de l'intensité UV, de la température mais aussi évaluer la limite supérieure du facteur d'accélération pour permettre ainsi de certifier le modèle pour les cellules photovoltaïques en c-Si.

La nécessité de réduire le coût de fabrication des panneaux photovoltaïque combinée au manque de la matière de base du silicium conduit à la réduction des épaisseurs des cellules. L'une des étapes les plus délicates pour les cellules minces est la soudure des fils aux cellules. S. Roschier [Roschier 2000] a examiné des modules en silicium amorphe a-Si, des modules et des mini-modules prototypes en CdTe et des mini-modules prototype en CIGS, pour pouvoir caractériser leurs performances électrique et trouver les mécanismes de dégradation pendant les essais accélérés de vie.

Les procédures de mesure par calibrage ont été étudiées et en particulier pour le choix du dispositif de référence pour les matériaux des couches minces photovoltaïque avec une réponse spectrale semblable à celle du matériau témoin. Ces dispositifs ont été exposés à l'essai de vie comportant l'essai de cycle thermique, l'essai humidité-gel, l'essai de chaleur humide, l'essai de chaleur sèche et le trempage léger.

Le scanner par laser a été utilisé pour examiner les mécanismes de dégradation observés. Les résultats ont démontré que la cause principale de la dégradation était la pénétration d'humidité dans l'encapsulant du module. Cependant, les modules en a-Si ne montraient pas

une grande sensibilité à la pénétration d'humidité, les modules prototypes en CdTe sont très sensibles à l'humidité alors que les mini-modules prototypes en CIGS ne présentent pas une assez grande sensibilité à la pénétration d'humidité tels que ceux en CdTe.

Pour le trempage léger, les modules en a-Si se dégradent avec une stabilité à la fin de l'exposition à la lumière ; une diminution maximale de la puissance est distinguée pour les prototypes en CdTe alors qu'une augmentation de la puissance maximale et une diminution du facteur de forme sont observées. Dans ce travail ils ont montré que les normes actuelles des dispositifs aux mesures et d'essais ne peuvent pas être nécessairement appliquées aux couches minces en CdTe et CIGS. Il est important de concevoir un encapsulant approprié et fiable pour augmenter la durée de vie des modules en couches minces.

M.M. Hackmann, M.H.H. Meuwissen, T.L. Bots, J.A.H.M. Buijs, K.M. Broek, R. Kinderman, O.B.F. Tanck, F.M. Schuurman [*Hackmann 2004*] ont mené une étude pour évaluer la faisabilité technique du polycarbonate (PC) basée sur le procédé de stratification. Le procédé de stratification est effectué dans un appareil utilisant une température de 100°C (basse température) pour un module ayant comme matériau d'encapsulation l'éthylène-vinyle-acétate (EVA) et des cellules en silicium multi-cristallin. Les résultats expérimentaux thermomécaniques sont comparés aux calculs numériques obtenus par la méthode des éléments finis. Les résultats expérimentaux et numériques ont révélé que les superstrats en PC présentent un certain degré de déformation après le processus de stratification. L'augmentation de l'épaisseur des couches PC ou EVA permet de diminuer la contrainte accumulée dans les modules en raison des différences de dilatation thermique entre les cellules solaires et le PC.

Pour minimiser les pertes dues à l'humidité, T. Carlsson, J. Halme, P. Lund et P. Konttinen [*Carlsson 2006*] ont développé une sonde pour mesurer la concentration d'humidité dans l'encapsulant polymère des panneaux photovoltaïques tel que l'EVA dans les expériences du vieillissement accéléré. Une épaisseur d'environ 5 μm d'un film poreux en TiO_2 est appliquée au verre substrat avec un revêtement conducteur sensible à l'humidité. La réponse est calibrée avec des expériences dans une chambre climatique pour les sondes ouvertes à l'environnement et des expériences de diffusion pour des sondes stratifiées sous un encapsulant.

Pour l'interprétation des résultats expérimentaux de diffusion, un modèle de transport décrivant la diffusion de l'eau à travers l'interface du polymère/ TiO_2 est développé. L'algorithme de la résistance AC montre une dépendance linéaire de la concentration d'eau pour le calibrage ouvert et encapsulé. Cette sonde peut être utilisée également dans des expériences où les mesures de l'humidité sont prises à l'interface entre le substrat solide et l'encapsulant polymère.

A.M. Gabor, M. Ralli, S. Montminy, L. Alegria, C. Bordonaro, J. Woods, L. Felton, [*Gabor 2006*] ont décrit et réalisé un appareil de contrôle de fissures des cellules pour examiner et améliorer le processus de soudure. Un système d'électroluminescence de détection des fissures rapide et non destructive est développé pour donner une représentation des cellules fissurées dans le module. La méthode de modélisation par éléments finis a été utilisée pour expliquer la tendance des cellules à se fissurer d'avantage en chargeant la face du

verre par rapport à celle à l'arrière. Le modèle utilisé implique la formation des microfissures durant le processus de métallisation et de soudure suivie de contraintes de traction causant ainsi la propagation de ces microfissures dans le module.

I.3.2. Vieillissement des modules PV

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [Lannoy 2005].

Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en-dessous de 80% de sa valeur initiale [Zarour 2007]. Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus représentatifs.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que [Lannoy 2005, Osterwald, 2009, Quintana 2002, Zarour 2007]: la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques. Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que: la décoloration, la délamination, la corrosion, les casses et les fissures des cellules [Lannoy 2005, Vazquez 2008].

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory aux Etats Unis) fournit dans le **tableau I-4** une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin [Bosco 2010, Wohlgemuth 2010].

	Dégradations
Module PV en Silicium cristallin	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Points chauds
	Défaillance de la diode bypass
	Cassure des rubans d'interconnexion

Tableau I- 4. Principaux modes de dégradation des modules PV en silicium cristallin [Wohlgemuth 2010].

I.3.2.1. Dégradation des modules photovoltaïques

Le vieillissement des modules photovoltaïques se traduit par différentes dégradations. Ces dégradations touchent les différentes parties constitutives d'un panneau PV illustrées sur la **figure I-14** à savoir le verre, les matériaux d'encapsulation (EVA, Éthylène et de Vinyle

Acétate), la cellule en silicium, les matériaux réflecteurs de la face arrière (aluminium et Tedlar par exemple), les collecteurs de charges et la colle.

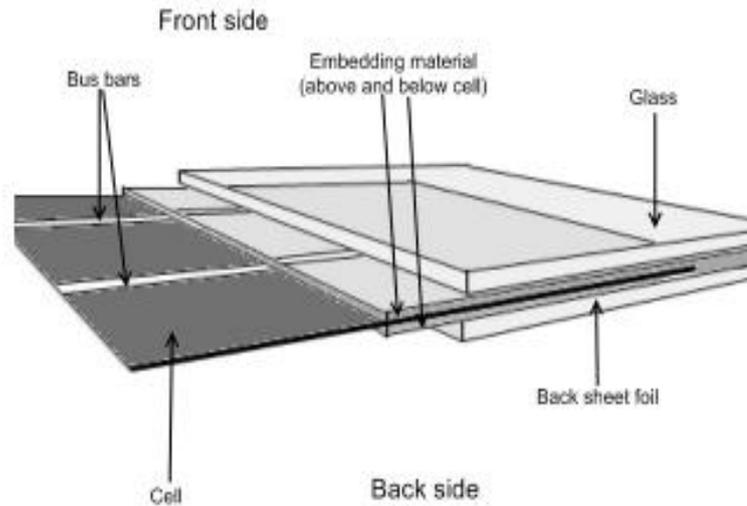


Figure I-14. Les différentes parties d'un module photovoltaïque soumises aux dégradations.

Ces dégradations sont dues aux différents facteurs :

- **l'absorption d'humidité** conduit à un obscurcissement du verre dans sa partie inférieure en contact avec le matériau d'encapsulation.
- **le brunissement** du matériau d'encapsulation qui apparaît avec le temps. Il est favorisé par l'absorption de la chaleur qui devient plus importante car l'absorptivité du matériau dans le domaine spectral du bleu (450-520 nm) est plus grande. Cet échauffement peut engendrer d'autres dégradations comme l'apparition de bulles ou des décollements car les forces d'adhésion entre les différentes parties collées (verre-cellule-face arrière) deviennent moins importantes.
- **la corrosion** due à la présence d'agents oxydants comme le dioxygène, l'humidité ou encore les acides présents dans l'atmosphère. Les connecteurs métalliques sont particulièrement vulnérables à la corrosion.
- **l'ombrage** apparaît lorsqu'il y a de la corrosion au niveau du matériau d'encapsulation entraînant la présence de points chauds qui peuvent favoriser l'apparition de bulles ou des décollements.
- **la dissolution de la colle** surtout au niveau de l'électrode arrière.

I.3.2.2. Principaux modes de dégradations des modules photovoltaïques

❖ La corrosion :

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [Quintana 2002]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau.

La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion entraîne aussi une dégradation d'adhérence entre les cellules et le cadre métallique.

La **figure I-15** montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [Lannoy 2005].

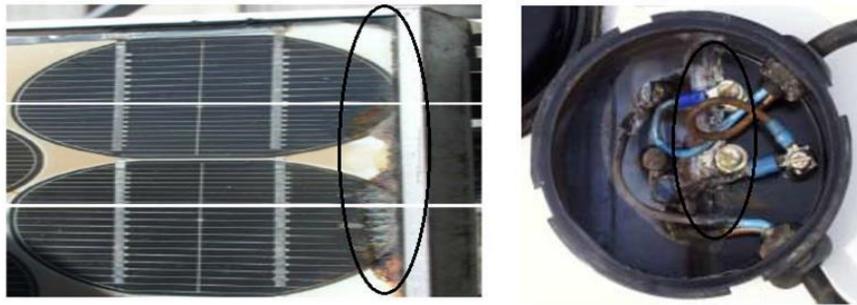


Figure I-15. Module PV atteint par la corrosion.

❖ Délamination :

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre en face avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [Lannoy 2005].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [Skoczek 2008]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. La **Figure I-16** montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

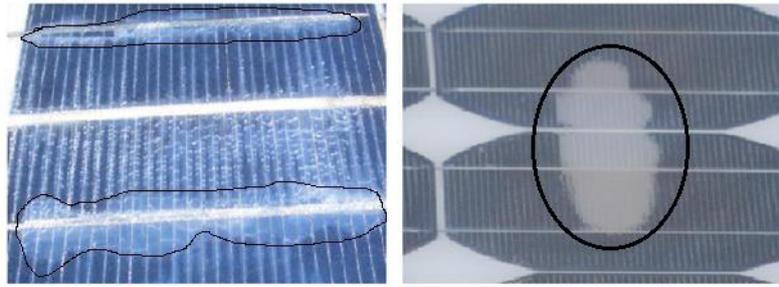


Figure I-16. Modules photovoltaïques présentant une délamination.

❖ **Décoloration :**

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. La décoloration provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [Oreski 2009].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployé dans les mêmes zones du module de la même manière.

Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [Kojima 2004]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m⁻² est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm.

Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m⁻², aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde de 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Wohlgemuth a effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C, il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh.m⁻² dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W.m⁻² [Wohlgemuth 2011, Kurtz 2011]. Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [Kempe2006, Kempe 2007, Kempe 2010].

La **figure I-17** montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [Kaplaniš 2011].

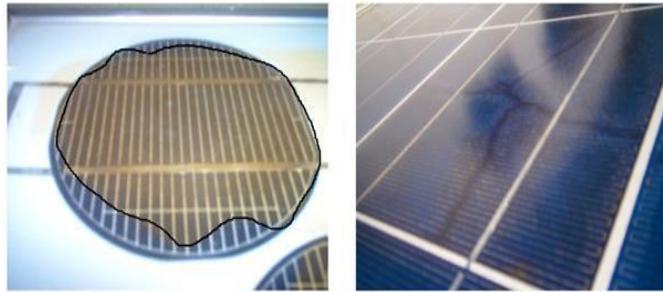


Figure I-17. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées

❖ **Fissures et bris de verre :**

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [Wohlgemuth 2011]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La **Figure I-18** montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies par d'autres types de dégradations telles que la corrosion, la décoloration et la délamination [Vazquez 2008].

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années. L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [Dallas 2007]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage). Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel mais elle peut se faire à l'aide de méthodes optiques [Rueland 2005].



Figure I-18. Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

❖ **Les points chauds ou hot-spots :**

Il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve au siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou hot-spot [Herrman 1997, Alonso-Garcia 2006] dont le module montré en **figure I-19** est atteint.

Pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module.

La dégradation d'une seule cellule peut provoquer celle du groupe de cellules associées. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un module entier en cas de problème sur une cellule avec un module fonctionnant sans protections [Rabii 2003].

Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque.



Figure I-19. Module présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.

I.3.3. Vieillissement des polymères : cas de l'EVA

On appelle vieillissement tout phénomène qui provoque une évolution de la structure et/ou de la composition d'un matériau sous l'effet de son instabilité propre de l'interaction avec l'environnement, de sollicitations mécaniques ou de la combinaison de plusieurs de ces causes [Verdu 2012]. Selon la nature du vieillissement, nous pouvons distinguer le vieillissement physique et le vieillissement chimique. Dans le premier cas, il n'y a pas d'altération de la structure chimique des macromolécules, seule leur configuration spatiale ou la composition du matériau est affectée ; ce type de vieillissement est réversible. Un mécanisme très connu du vieillissement physique est la relaxation structurale.

Dans le deuxième cas, la structure chimique des macromolécules est modifiée par les réactions chimiques pendant le vieillissement ; il est donc irréversible.

Le vieillissement met en jeu des phénomènes complexes, ce qui nécessite de comprendre les mécanismes de dégradation en cause et de coupler des connaissances de chimie, de physico-chimie et de mécanique afin d'obtenir des modèles de prévision du comportement fiables.

I.3.3.1. Vieillissements physiques

Le terme vieillissement physique englobe tous les processus conduisant à une altération irréversible des propriétés d'utilisation du matériau sans qu'il y ait modification chimique de la structure des macromolécules constituant le matériau.

Le vieillissement physique peut résulter de :

- Modifications de la configuration spatiale des macromolécules (cristallisation)
- Phénomène de surface (fissuration milieu tensioactif).
- Phénomène de transport (pénétration de solvants, migration d'adjuvants).

On distingue deux grandes catégories de phénomènes selon qu'ils impliquent ou non un transfert de masse, c'est-à-dire un transport de petites molécules du matériau vers l'environnement (perte d'adjuvants) ou de l'environnement vers le matériau (absorption de solvants).

I.3.3.2. Relaxation structurale

Les processus de relaxation structurale sont dus à l'instabilité propre du matériau. Cette instabilité correspond à une évolution du système vers un équilibre thermodynamique par relaxation de volume. Suite à la réticulation, le matériau se refroidit jusqu'à atteindre la température ambiante. La **figure I-20** montre l'évolution du volume massique $1/\rho$, en fonction de la température T . Pour une température croissante, au passage de la température de transition vitreuse T_g , la viscosité du matériau augmente fortement, ce qui correspond à l'état caoutchouté. L'évolution de la configuration du réseau macromoléculaire étant ainsi ralentie, le système n'a pas le temps d'atteindre l'équilibre thermodynamique et il se retrouve alors hors équilibre figé dans un état métastable. Le système conserve une mobilité résiduelle qui permet un processus lent de relaxation structurale ou de volume, tendant vers une conformation stable des réseaux moléculaires. L'importance de ce phénomène dépend essentiellement de la mobilité moléculaire. Il peut avoir pour effet d'augmenter le module de relaxation et de fragiliser le matériau.

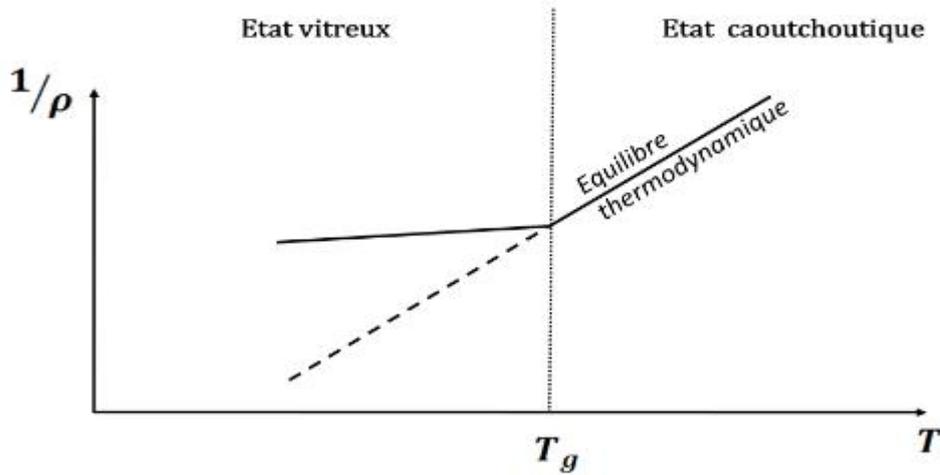


Figure I-20. Evolution du volume spécifique $1/\rho$ d'un polymère en fonction de la température [Verdu 1990].

I.3.3.2.a. Absorption

❖ Gonflement

Lorsqu'un solvant pénètre dans un polymère son volume tend à augmenter [Zhou 1999]. Sa variation tend à prendre la valeur du volume de solvant ayant pénétré le polymère [Lee 1998, Morel 1984]. Pour les temps courts de diffusion le gonflement est inférieur au volume de solvant pénétrant le matériau [Xiao 1998] car dans les premiers temps de diffusion le polymère reste dans son état vitreux et le solvant occupe les volumes libres du polymère. Ensuite vont s'établir des liaisons hydrogène entre solvant et polymère engendrant le gonflement par désenchevêtrement de chaînes macromoléculaires (Figure I-21). Le polymère se trouve à l'état plus ou moins caoutchouteux lorsqu'il est saturé.

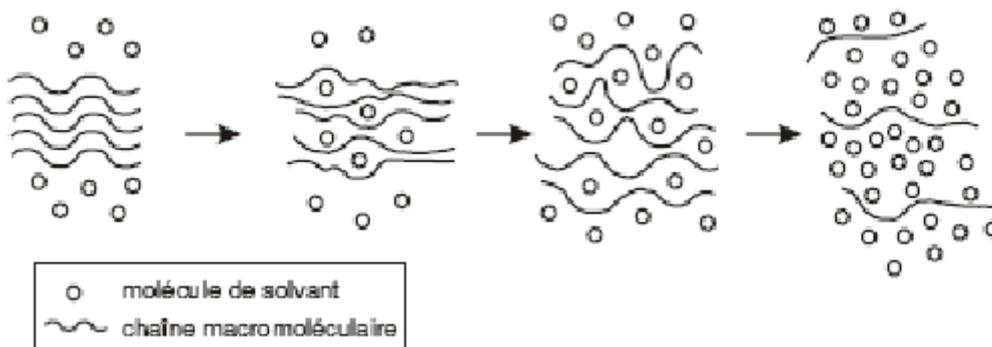


Figure I-21. Plastification par un solvant [Colombini 2002].

Le gonflement dépend de la solubilité du solvant dans le polymère qui va provoquer l'étirement des chaînes polymères. Mais celles-ci sont soumises à une force de rappel d'origine entropique qui tend à les ramener sous forme de pelote statistique. Un équilibre s'établit entre les deux effets et est décrit par l'équation de Flory-Rehner [Flory 1953].

$$-\ln(1-\nu_p) - \nu_p - x \nu_p^2 = \frac{\rho \nu_s}{M_c} \left(\sqrt[3]{\nu_p} - \frac{\nu_p}{2} \right) \quad (\text{I.15})$$

Avec :

ν_p : la fraction volumique du polymère gonflé dans l'échantillon (-),

x : le coefficient d'interaction polymère-solvant (-),

ν_s : le volume molaire du solvant ($\text{m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$),

ρ : la masse volumique de l'échantillon gonflé (kg/m^3)

M_c : la longueur des chaînes entre points de réticulation (m).

Le taux de gonflement dépend du paramètre d'interaction polymère-solvant x et il est influencé par la longueur entre les points de réticulation, donc par la densité du réseau. Une fois séché le polymère conserve un volume supérieur au volume initial suggérant un endommagement irréversible par hydrolyse [Gazit 1978].

❖ Diffusion

La diffusion est le processus responsable du déplacement de la matière d'un point d'un système vers un autre point. Pour les gaz cette diffusion est la plus rapide (environ $10^{-3} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$), elle diminue en passant aux liquides (environ $10^{-5} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$) et aux petits solutés dans les solides (environ $10^{-9} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$) [Cussler 1997].

Dans l'étude de la diffusion de solvants dans les polymères, différents comportements peuvent être observés. La diffusion du solvant est liée aux propriétés physiques du polymère et aux interactions entre le polymère et le solvant.

Alfrey et al ont proposé une classification fondée sur les vitesses relatives de diffusion et de relaxation du polymère [Alfrey 1996]. Selon les cas de figure, ces auteurs distinguent une diffusion soit Fickienne (Cas I), soit non Fickienne (Cas II) ou soit une diffusion anormale. La quantité du solvant absorbée par unité de surface de polymère et par unité de temps t , M_t est représentée par :

$$M_t = K t^n \quad (\text{I.16})$$

Avec :

K : une constante.

n : un paramètre relié au mécanisme de diffusion dont la valeur peut être comprise entre $\frac{1}{2}$ et 1.

L'équation peut être utilisée pour décrire le comportement diffusionnel du solvant pour n'importe quel système (polymère / pénétrant) quelles que soient la température et l'activité du pénétrant.

• Diffusion Fickienne ou Cas I

Le **Cas I** est généralement observé quand on travaille au-dessus de la température de transition vitreuse (T_g). Quand le polymère est à l'état caoutchoutique, les chaînes macromoléculaires ont une mobilité élevée qui permet une diffusion du solvant facilitée. Donc la vitesse de relaxation du polymère est supérieure à la vitesse de diffusion du solvant.

$$M_t = K t^{1/2} \quad (\text{I.17})$$

Cet exemple de diffusion peut être observé en-dessous de la valeur de T_g en ajoutant un plastifiant au milieu. Grinsted et al. [Grinsted 1992] ont étudié la diffusion du méthanol dans le poly méthacrylate de méthyle (PMMA) en fonction de la concentration de l'eau. Ils ont trouvé que la vitesse de diffusion augmentait avec l'augmentation de la concentration de l'eau et que la diffusion du méthanol passait du **Cas II** au **Cas I** à partir d'une certaine teneur en eau.

- **Diffusion non Fickienne**

Ce cas est principalement observé pour les polymères vitreux, quand la température de l'étude est en-dessous de T_g . On observe deux cas de diffusion non-Fickienne : **Cas II** ($n = 1$) et diffusion anormale ($2/1 \geq n \geq 1$). La principale différence entre les deux situations trouve son origine dans la vitesse de diffusion. Dans le **cas II**, la vitesse de diffusion est plus rapide que la vitesse de relaxation du polymère alors que dans la diffusion anormale ces deux vitesses sont de même ordre de grandeur. La diffusion du méthanol dans le PMMA obéit au **Cas II** à la température ambiante [Ercken 1996].

En général l'étape de diffusion est le facteur limitant dans le transfert de matière. Cette diffusion pour une température constante, est un phénomène complexe qui dépend fortement de la concentration locale en solvant dans le film polymère et donc du degré de gonflement de ce dernier. Ce qui veut dire que le coefficient de diffusion varie à son tour entre l'amont et l'aval du film polymère. En conséquence, cela reste un défi de comprendre, de prédire et de contrôler la diffusion des molécules à travers un matériau polymère.

- ❖ **Plastification**

La plastification touche essentiellement les polymères hydrophiles, elle intervient lorsque les molécules de solvant s'insèrent dans les réseaux macromoléculaires et rompent les liaisons secondaires entre les groupes polaires des chaînes alkyles voisines pour établir des liaisons préférentielles avec ces chaînes (**Figure I-22**). Dans le cas des liaisons hydrogène, les molécules d'eau plus ou moins mobiles peuvent adopter une configuration optimale pour établir des liaisons hydrogène, mais aussi établir d'avantage de liaisons hydrogène avec les fonctions polaires. Ces modifications entraînent une augmentation de la mobilité des chaînes moléculaires. La cohésion mécanique se retrouve alors partiellement détruite ce qui se traduit par une diminution des modules d'Young et de cisaillement dans le matériau. Une autre conséquence est la diminution de la température de transition vitreuse T_g .

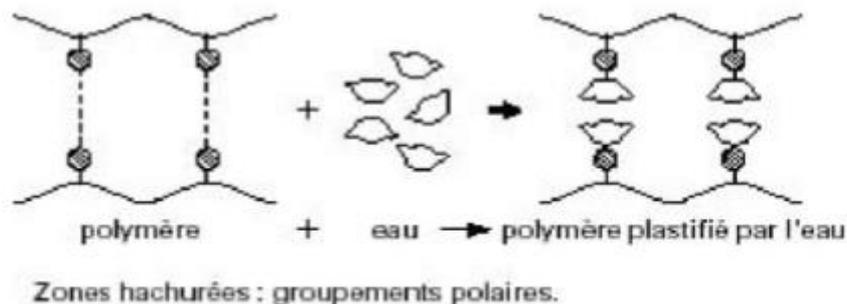


Figure I-22. Rupture de liaisons secondaires par les molécules d'eau [Bistac 1998].

I.3.3.2.b. Migration d'adjuvant

Les polymères contiennent souvent des substances organiques de faible masse moléculaire. Des substances peuvent sous l'effet de la température migrer plus ou moins lentement hors du matériau.

La perte de plastifiants par migration peut concerner des quantités relativement importantes donc affecter de façon non négligeable les propriétés (notamment mécaniques) du matériau. La vitesse de migration d'un plastifiant est en raison inverse de sa tension de vapeur qui est elle-même liée à la masse moléculaire [Verdu 1980].

On observera dans le cas de plastifiants une diminution de l'allongement à la rupture, une augmentation de la température de transition vitreuse et du module d'Young. Dans le cas de stabilisants c'est la stabilité chimique qui diminuera. Plusieurs mécanismes sont responsables de la migration des adjuvants, nous pouvons citer l'évaporation, l'extraction et l'exsudation. [Verdu 1980, Paloniemi 1981].

❖ Evaporation

Les molécules du plastifiant se trouvant à la surface peuvent passer dans l'atmosphère d'où l'existence d'un gradient de concentration dans l'épaisseur du matériau. L'apparition de ce gradient entraîne la diffusion du plastifiant de l'intérieur vers la surface. Le mécanisme entraîne la disparition progressive du plastifiant. Lorsque les adjuvants sont de petites molécules, ils sont susceptibles de s'évaporer et de migrer rapidement hors du polymère. La capacité d'évaporation du plastifiant est liée au poids moléculaire de ce dernier [Marcilla 2004].

La solubilité des adjuvants dans les polymères constitue un facteur important. La masse molaire de l'adjuvant joue également un rôle majeur dans le phénomène de l'évaporation. En effet, la vitesse de migration et d'évaporation augmente lorsque la masse molaire diminue. La vitesse de perte de plastifiant dépend essentiellement de l'épaisseur du matériau (la vitesse est inversement proportionnelle à l'épaisseur), de la température (la vitesse augmente quand la température augmente), du confinement de l'atmosphère (la vitesse augmente quand le confinement diminue) et de la structure du plastifiant.

Plusieurs études au niveau du laboratoire de haute tension de l'école nationale polytechnique d'Alger (ENP) effectuées sur le polychlorure de vinyle (PVC) ont montré l'affectation des propriétés mécaniques et électriques par le phénomène de migration d'adjuvants [Nedjar 1991, Nedjar 2003]. Le phénomène d'évaporation se traduit aussi par une perte de masse [Jakubowicz 1999, Jiménez 2001].

❖ Exsudation

L'exsudation n'est que le résultat d'une évolution du matériau vers l'équilibre. Dans certains cas, le mélange (polymère + adjuvants) peut être déstabilisé par un corps tiers provenant de l'environnement.

❖ Extraction

Les phénomènes d'extraction sont à prendre en compte dans le cas de contact entre un polymère et un milieu liquide. Ici, c'est la stabilité de l'adjuvant dans le liquide qui est susceptible de jouer le rôle le plus important à prendre en compte lors du choix du matériau

[Verdu 1980]. La **figure I-23** présente les types de migration possibles au sein des matériaux [Verdu 1990].

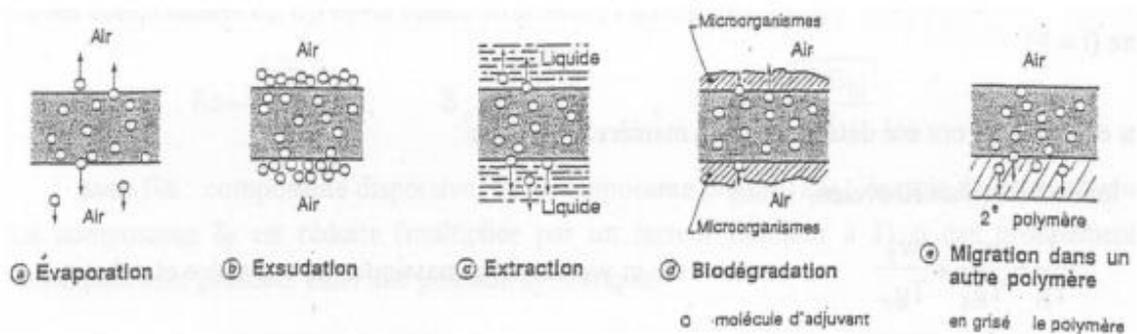


Figure I-23. Migration d'adjuvant.

I.3.3.3. Vieillessement chimique

Le vieillissement chimique regroupe plusieurs phénomènes qui peuvent parfois être complémentaires entre eux.

Ils se traduisent principalement par des phénomènes d'hydrolyse, d'oxydation, de lessivage ou de diffusion et peuvent conduire à une altération du squelette macromoléculaire suivant trois mécanismes distincts :

- Les coupures du squelette peuvent induire une baisse de la masse molaire du polymère, ce qui entraîne une chute des propriétés mécaniques.
- Une ou plusieurs réactions de réticulation peuvent se produire, notamment sur les polymères qui possèdent des doubles liaisons dans la chaîne ou des groupements réactifs n'ayant pas encore réagi auparavant.
- Une ou des réactions sur les groupements latéraux peuvent intervenir par substitution d'un groupe sur un autre, par élimination des groupes au profit d'une double liaison ou d'une cyclisation.

Ils sont généralement classifiés suivant la cause externe qui les provoque : vieillissement thermochimique, photochimique, radiochimique, en milieu réactif et biologique.

I.3.3.3.a. Vieillessement thermochimique

Il correspond à tout vieillissement chimique en atmosphère inerte (thermolyse) ou dans l'air (thermo oxydation) dont la cinétique dépend essentiellement d'un paramètre externe qui est la température.

- **Vieillessement thermique**

La température est l'un des facteurs déterminant de la dégradation, plus l'énergie thermique apportée est élevée plus la déstabilisation se produit au sein du polymère [Collin 2001].

- **Vieillessement thermo-oxydant**

C'est l'effet d'un couplage entre la température et l'oxygène. Le phénomène d'oxydation dépend fortement de la température à laquelle se produit l'oxydation en comparaison avec les températures de transitions vitreuses [Verdu 1980, Menguy 1997].

- **Vieillissement anaérobie (thermolyse)**

Le vieillissement thermique en l'absence d'oxygène (milieu anaérobie) met essentiellement en jeu la stabilité intrinsèque des polymères qui dépend de trois paramètres principaux :

- l'énergie de dissociation des liaisons : les interactions atomiques au sein des chaînes macromoléculaires sont tout à fait représentatives de leur stabilité thermique. Ainsi l'évaluation de la stabilité des liaisons peut donc être déduite des énergies de dissociation.

- les irrégularités structurales : les sites les plus sujets à la thermolabilité (propension à la dégradation sous l'effet de la température) se situent au niveau des irrégularités structurales telles que les bouts de chaînes mais aussi les enchainements tête-à-tête, les peroxydes et les doubles liaisons internes.

- la capacité à participer à un processus de dégradation en chaîne : les produits issus de la thermolyse (rupture de liaisons covalentes par élévation de température) peuvent dans certains cas, devenir réactifs vis-à-vis du polymère et le dégrader en amorçant une réaction en chaîne.

I.3.3.3.b. Vieillissement photochimique

C'est-à-dire le vieillissement résultant de l'exposition directe au rayonnement solaire. L'acte primaire de tout processus photochimique est l'absorption d'un photon. Cette absorption va amener l'espèce absorbante A à l'état excité A^* , c'est-à-dire à un niveau électronique d'énergie plus élevé. La grande majorité des polymères n'absorbent pas dans l'UV c'est-à-dire à des longueurs d'onde supérieures à 300 nm.

I.3.3.3.c. Vieillissement radiochimique

Le vieillissement radiochimique correspond à l'ensemble des processus résultants directement ou indirectement de l'interaction entre un matériau et des radiations ionisantes (rayons X, γ , α , β , etc.). Les radiations ionisantes se caractérisent par une haute énergie, c'est-à-dire par une énergie cinétique ou un quantum d'énergie nettement supérieur à l'énergie de dissociation d'une liaison chimique [*Schnabel 1981*].

I.3.3.3.d. Milieu réactif

Les facteurs thermodynamiques, comme la température, le contact physique des polymères avec leur environnement peuvent engendrer un vieillissement. Ils sont par exemple susceptibles d'interagir avec des gaz ou des liquides. Les interactions mises en jeu vont naturellement modifier la nature du polymère et donc entraîner son vieillissement. Les modifications engendrées peuvent à la fois être de nature physique et chimique.

- **Hydrolyse**

La présence d'un milieu réactif va entraîner des interactions d'ordre chimique avec le polymère. En milieu aqueux, le processus prépondérant est l'hydrolyse. Il s'agit d'une réaction chimique affectant essentiellement les polymères issus de polymérisation par étapes durant laquelle ceux-ci vont réagir avec les molécules d'eau ; la plupart du temps par coupures de chaînes. Selon la nature du polymère, ce phénomène est plus ou moins catalysé par la présence de bases et d'acides et est naturellement contrôlé par la diffusion [*Lyu 2001*].

I.3.3.4. Vieillissement mécanique

Il est très difficile de savoir si l'endommagement mécanique appartient au domaine du vieillissement. Cependant, les phénomènes de fluage et de fatigue qui sont deux processus lents et irréversibles affectant l'intégrité du matériau, peuvent être considérés comme des phénomènes de vieillissement mécanique.

- **Fluage**

Le fluage est observable lorsqu'un matériau polymère est soumis à une contrainte constante inférieure à sa limite d'élasticité pour une période suffisamment longue [Mark 2004]. On observe alors une déformation irréversible du matériau.

On peut diviser le phénomène de fluage en trois domaines, plus ou moins apparents selon le matériau étudié et la température :

- Le fluage primaire : initialement, l'application d'une contrainte provoque une déformation instantanée (réponse élastique) suivie d'une zone où la vitesse de déformation diminue corrélativement à l'augmentation de la résistance du matériau.
- Le fluage secondaire : la vitesse de déformation est constante.
- Le fluage tertiaire : cette zone est caractérisée par une augmentation de la vitesse de déformation associée à l'apparition d'un endommagement sensible à l'échelle mécanique.

- **Fatigue**

Un processus en deux étapes est généralement responsable de phénomènes de rupture par fatigue. Une étape d'initialisation, lors de laquelle des microfissures apparaissent au sein du matériau. Il s'en suit une étape de propagation, lors de laquelle on assiste à la coalescence des microfissures engendrant la formation de macro-défauts pouvant aller jusqu'à la rupture du matériau.

I.3.4. Le polymère éthylène vinyle acétate (EVA)

L'EVA (éthylène acétate de vinyle) est un copolymère thermodurcissable à base de polyéthylène (PE) et de polyvinyle acétate (PVA). Il est utilisé dans diverses applications industrielles. En technologie d'encapsulation des modules photovoltaïques, on utilise l'EVA granulé dont la proportion en acétate de vinyle est de 33% qui sera transformé en film transparent de 0,45 mm d'épaisseur sous une température de 85 °C où plusieurs additifs sont ajoutés dans le but de protéger les cellules solaires contre le rayonnement ultra-violet (UV) et ainsi augmenter la durée de vie d'un module PV en milieu naturel.

L'EVA à temps de réticulation standard (EVA A9918P) est l'EVA original qui a d'abord été commercialisé en 1979 et a été fabriqué en continu et utilisé pour des constructions de modules PV depuis plus de 30 ans. Le **tableau I-5** représente la formulation chimique de l'EVA dans son état de film ainsi que

un résumé de la fonction de chaque additif.

Les photos stabilisantes (cyasob 531 et Tinurin 770) absorbent les radiations UV qui dégradent l'EVA, l'antioxydant (Naugard P) permet d'éviter une oxydation thermique, et enfin les additifs (primer A174 et Lupersole 101) assurent respectivement l'adhésion et la réticulation [Czanderna 1996].

Additif	Fonction	Proportion (%)
Lupersole 101	Agent de réticulation	0,8
Primer A 174	Agent d'adhésion	1,0
Cyasorb UV 531	Stabilisant anti-UV	0,3
Tinuvin 770	Stabilisant anti-UV	0,1
Naugard P	Agent anti-oxydant	0,2

Tableau I-5. : Formulation chimique des additifs dans l'EVA A9918P.

La structure chimique de l'EVA présente une structure à deux blocs :

- Un bloc semi cristallin constitué seulement du polyéthylène (bloc 1) ayant une densité de $0,92 \text{ g.cm}^{-3}$.
- Un bloc amorphe constitué du Polyvinyle Acétate (bloc 2) ayant une densité de $1,19 \text{ g.cm}^{-3}$. Pour un taux d'acétate de vinyle jusqu'à 40%, la composition chimique du bloc 2 est de 70 % en Acétate de Vinyle et 30% en Ethylène.

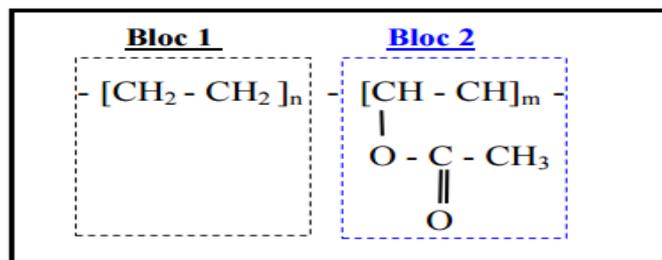


Figure I-24 Structure moléculaire de l'EVA.

La **figure I-25** montre les variations du taux de réticulation de l'EVA en fonction du temps sous diverses températures. Il est révélé que l'additif Lupersole 101 ne se décompose pas pour des températures inférieures à 140°C .

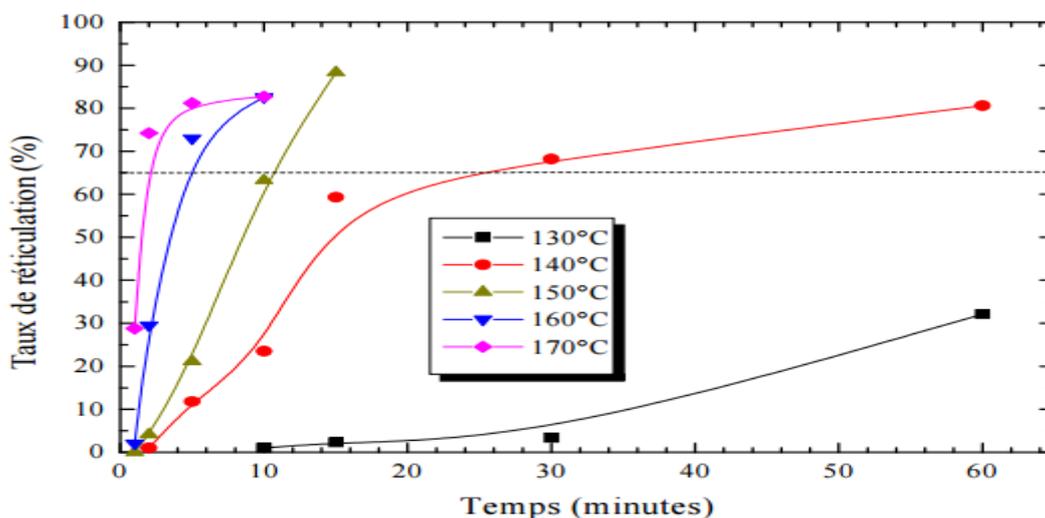


Figure I-25. Variation du taux de réticulation de l'EVA en fonction du temps et de la température du traitement thermique [Cuddihy 1983].

I.3.5. Essais accélérés

I.3.5.1. Equivalence d'un test accéléré

Les essais accélérés (ALT) ont été appliqués sur les panneaux photovoltaïques et restent un moyen intéressant de reproduire leur vieillissement sur des durées pratiques. Ils sont menés dans des enceintes climatiques pendant quelques milliers d'heures et ils consistent à laisser les panneaux photovoltaïques dans des conditions de température, d'humidité et de pression extrêmes. Ce genre de tests a été largement exploité depuis les années 70 pour dégrader les composants électroniques et ils sont utilisés dans les étapes de la certification de modules photovoltaïques notamment pour la certification avec les tests d'approbation de la norme CEI 61215 [CEI 61215 2005]. Dans un contexte de recherche et développement, les expériences de vieillissement accéléré permettent d'obtenir une meilleure compréhension des dégradations optiques et électriques des matériaux constitutifs des panneaux photovoltaïques. Toutefois, l'équivalence entre l'essai accéléré et le vieillissement naturel reste encore discutée. Le modèle accéléré de corrosion JPL est assimilé au test standard de chaleur humide (DH) de 1000 h à 85°C et 85% RH équivalent à 20 ans de fonctionnement à Miami (Florida) [CEI 61215 2005]. Reisner et al. ont estimé qu'un test accéléré à 85°C et 85% RH correspond à 16 ans d'exposition dans un climat tropical et plus de 100 ans à Berlin (Germany). Koehl et al. a calculé une durée de fonctionnement de 25 ans obtenue avec le test DH d'une durée de 9545 h pour un site tropical, de 5530 h pour un site aride et de 2060 h pour un site alpin [Koehl 2002].

Les deux méthodes suivantes permettent d'accélérer le vieillissement des modules PV et peuvent être utilisées pour leurs certifications. Ces deux tests permettent de simuler expérimentalement le vieillissement des modules photovoltaïques. Plus précisément, le but de ces tests est de déterminer l'aptitude des modules à supporter les effets de la chaleur et de la pénétration de l'humidité sur le long terme.

Les critères de validation pour les panneaux solaires soumis à ces tests sont selon la norme CEI 61215 [CEI 61215 2005] :

- ❖ la non-apparition de défauts visuels majeurs ;
- ❖ la dégradation par rapport à la valeur mesurée avant l'essai, de la puissance maximale de sortie, qui ne doit pas excéder 5% ;
- ❖ l'essai diélectrique et l'essai de courant de fuite qui doivent remplir les mêmes conditions que pour les mesures initiales.

I.3.5.2. L'essai de chaleur humide (Damp Heat : DH)

L'essai de chaleur humide (DH) est réalisé dans des chambres à atmosphère contrôlée. C'est un test de vieillissement bien connu pour les composants électroniques. Il a été employé depuis les années 70 pour les modules solaires et constitue une partie des étapes de certification des modules. Selon la norme CEI61215, un essai de 1000 heures dans une atmosphère à 85°C et 85% d'humidité est équivalent à une exposition extérieure de 20 ans à Miami dans l'état de Floride [CEI 61215 2005].

L'inconvénient de l'essai avec la méthode DH est que la température cause une perte d'adhésion pour certains types de matériau d'encapsulation qui n'apparaîtrait pas à des températures ambiantes.

L'essai doit être mené selon la norme CEI 60068-2-78 avec les dispositions suivantes :

- a) Pré-conditionnement : les modules étant à la température ambiante doivent être introduits dans l'étuve sans pré-conditionnement.
- b) Sévérités : les sévérités suivantes sont appliquées :
 - ✓ Température de l'essai : $85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$.
 - ✓ Humidité relative : $85\% \pm 5\%$.
 - ✓ Durée d'essai : 1000 h.

I.3.5.3. Test de fatigue fortement accéléré (HAST: Highly Accelerated Stress Test)

En raison de la durée très longue de l'essai DH, l'essai de fatigue fortement accéléré a été développé [Hukloff 2009]. La température et l'humidité sont augmentées afin d'accélérer la durée de vieillissement. Cette augmentation est faite avec une régulation de pression qui permet de maintenir l'eau en-dessous de son point d'ébullition. Le facteur d'accélération (AF) est de l'ordre de 10 par rapport à la méthode DH.

La pression est pour chaque température : 110°C -0,12 MPa, 120°C -0,17 MPa et 130°C -0,23 MPa et la température doit être maintenue constante pendant la durée d'un essai.

L'essai doit être mené selon la norme DIN EN 60068-2-66 avec les dispositions suivantes [DIN EN 60068-2-66 1994] :

- a) Pré-conditionnement :
La durée de pré-conditionnement est de 1,5 à 3 heures maximums pour permettre à la chambre d'obtenir les conditions d'essai.
- b) Sévérités :
 - ✓ Températures et pressions de l'essai : 110°C -0,12MPa ; 120°C -0,17MPa ; 130°C -0,23MPa $\pm 2^{\circ}\text{C}$.
 - ✓ Humidité relative : $85\% \pm 5\%$.
 - ✓ Durée d'essai : 100 h.
 - ✓ L'essai de HAST doit être arrangé de sorte que l'ensemble des échantillons soit en paires afin de raccourcir la durée d'essai.

I.3.6. Modélisation du comportement des systèmes PV

La modélisation peut aussi être un outil qui permet de gagner du temps pour prédire le comportement des modules photovoltaïques se dégradant ou tombant en défaillance avec le vieillissement. Les calculs analytiques ou numériques se sont révélés être des méthodes efficaces pour améliorer le rendement des cellules solaires. Des études spécifiques ont été réalisées comme le calcul de la production électrique d'un module photovoltaïque, l'estimation en temps réel de la courbe I-V, la simulation des pertes de puissance dues à des microfissures et le calcul de l'effet de l'âge sur les performances [Munoz 2011]. Les modèles de fiabilité ont également été mis au point pour évaluer la durée de vie du module et de fournir des projections de garantie.

I.4. Problématique de la thèse

Il est nécessaire d'établir des modèles permettant de prédire les performances d'un système photovoltaïque dans le temps et de prévenir les dégradations. Dans ce présent document, une approche de modélisation est proposée avec un circuit électrique équivalent qui permet de simuler la production électrique d'un module photovoltaïque en fonction du vieillissement. Cette approche est illustrée pour le cas d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin. Le modèle prend en considération les dégradations optique et électrique des différents matériaux constituant le panneau photovoltaïque en fonction du temps. Les hypothèses sont détaillées et les simulations sont effectuées pour étudier l'influence de chaque type de dégradations.

Dans une autre partie, les dégradations au niveau des strates supérieures semi-transparentes (verre et EVA) sont modélisées pour mieux comprendre leurs influences sur l'efficacité des cellules photovoltaïques en exploitation.

Références du chapitre I

- [Abou 2001] B. Abou, D. Bonn, J. Meunier, *Aging dynamics in a colloidal glass*, Phys. Rev, 64, pp. 021510-0215106, 2001.
- [Alfrey 1996] A. Alfrey, E.F. Gurnee, P. Lloyd, *Diffusion in glassy polymers*, J. Polym Sci: Part C, 12, pp. 249-261, 1996.
- [Alonso-Garcia 2006] M.C. Alonso-Garcia, J.M. Ruiz, F. Chenlo, *Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module*, Solar Energy Materials & Solar Cells, 90(3), pp. 329-340, 2006.
- [Babayigit 2016] A. Babayigit, D. D.Thanh, A. Ethirajan, J. Manca, M. Muller, H. Boyen, B. Conings, *Assessing the toxicity of Pb- and Sn-based perovskite solar cells in model organism Danio rerio*, Sci. Rep, Nature Publishing Group, 6, pp.18721, 2016.
- [Bandyopadhyay 2004] R. Bandyopadhyay, D. Liang, H. Yardimci, D.A. Sessoms, M.A. Borthwick, S.G.J. Mochrie, J.L. Harden, R.L. Leheny, *Evolution of particle-scale dynamics in an aging clay suspension*, Phys. Rev, 93, pp. 228302, 2004.
- [Bellour 2003] M. Bellour, A. Knaebel, J.L. Harden, F. Lequeux, J-P. Munch, *Aging processes and scale dependence in soft glassy colloidal suspensions*, Phys. Rev, 67, pp. 031405, 2003.
- [Benaoudal 2007] N. Benaoudal, R. Aiouaz, M. Abersi, *Réponses spectrales et des caractéristiques I-V des cellules solaires au silicium*, Revue des Energies Renouvelables ICRESO, Tlemcen, 2007.
- [Bissig 2003] H. Bissig, S. Romer, L. Cipelletti, V. Trappe, P. Schurtenberger, *Intermittent dynamics and hyperaging in dense colloidal gels*, Phys. Chem. Commun, 6, pp. 21-23, 2003.
- [Bistac 1998] S.Bistac, M.F.Vallat, J.Schultz, *Durability of steel/polymer adhesion in an aqueous environment*, International Journal of Adhesion and Adhesives, 18(5), pp. 365-369, 1998.
- [Bosco 2010] N. Bosco, *Reliability Concerns Associated with PV Technologies*, http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf, 2010.
- [CEI 61215 2005] Norme internationale, *Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - qualification de la conception homologation*, deuxième édition, 2005.
- [Czanderna 1996] A.W. Czanderna, F.J. Pern, *Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant*, A critical review, Solar Energy Materials & Solar Cells, 43(2), pp. 101-181, 1996.
- [Carlsson 2006] T. Carlsson, J. Halme, P. Lund, P. Konttinen, *Moisture sensor at glass/polymer interface for monitoring of photovoltaic module encapsulants*, Sensors and Actuators, 125, pp. 281-287, 2006.
- [DIN EB 60068-2-66] DIN EN 60068-2-66: *Environmental testing - Part 2: Test methods - Test Cx: Damp heat, steady state, unsaturated pressurized vapour*, IEC 60068-2-66, 1994.
- [Charles 2005] J.P. Charles, A. Haddi, A. Maouad, H. Bakhtiar, A. Zerga, A. Hoffman, P. Mialhe, *La jonction, du solaire à la Microélectronique*, Revue des Energies Renouvelables, 3, pp1-16, 2005.
- [CEI 61215 2005] Norme internationale, *Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestres – qualification de la conception homologation*, deuxième édition, 2005.
- [Cipelletti 2000] L. Cipelletti, S. Manley, R.C. Ball, D.A. Weitz, *Universal aging features in the restructuring of fractal colloidal gels*, Phys. Rev, 84, pp. 2675, 2000.
- [Cloitre 2000] M.Cloitre, R.Borrega, L.Leibler, *Rheological aging and rejuvenation in microgel pastes*, Phys. Rev, 85, pp. 4819, 2000.
- [Collavini 2015] S. Collavini, F.S. Völker, J.L. Delgado, *Understanding the Outstanding Power Conversion Efficiency of Perovskite-Based Solar Cells*, Angewandte Chemie International Edition, Wiley-Blackwell, 54(34), pp. 9757-9759, 2015.

- [Collin 2001] X. Collin, *Modélisation Cinétique de la Thermo oxydation de Matériaux Polymères et Composites à Hautes Performances Thermomécaniques*, Thèse ENSAM, Paris, 2001.
- [Colombini 2002] I. Colombini, A. Aloia, M. Bouslama, M. ElGtari, M. Fallaci, L. Ronconi, F. Scapini, L. Chelazzi, *Small-scale spatial and seasonal differences in the distribution of beach arthropods on the northwestern Tunisian coast. Are species evenly distributed along the shore?*, Marine Biology, 140(5), pp. 1001–1012, 2002.
- [Courtland 2003] R.E. Courtland, E.R. Weeks, Direct visualization of ageing in colloidal glasses, J. Phys.: Condens. Matter, 15(1), pp. 359, 2003.
- [Cuddihy 1983] E.F. Cuddihy, C.D. Coulbert, R.H. Liang, A. Gupta, P. Willis and B. Baum., *Applications of ethylene vinyl acetate as an encapsulation material for terrestrial photovoltaic*, Jet Propulsion Laboratory (JPL), JPL Publication, pp. 83-35, 1983.
- [Cussler 1997] E.L. Cussler, *Diffusion mass transfer in fluids systems*, 2nd ed. Cambridge, Cambridge University Press, 1997.
- [Dallas 2007] W. Dallas, O. Polupan, S. Ostapenko, *Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers*, Measurement Science and Technology, 18, pp. 852–858, 2007.
- [Derec 2000] C. Derec, A. Ajdari, G. Ducouret, F. Lequeux, *Rheological characterization of aging in a concentrated colloidal suspension*, C. R. Acad. Sci- Series IV physics, 1(8), pp.1115-1119, 2000.
- [Derec 2003] C. Derec, G. Ducouret, A. Ajdari, F. Lequeux, *Aging and nonlinear rheology in suspensions of polyethylene oxide-protected silica particles*, Phys. Rev, 67, pp. 061403, 2003.
- [Ercken 1996] M. Ercken, P. Adriaensens, G. Reggers, R. Carleer, D. Vanderzande, J. Gelan, *Use of magnetic resonance imaging to study transport of methanol in poly (methyl methacrylate) at variable temperature*, Macromolecules, 29, pp. 5671-5677, 1996.
- [Fielding 2000] S.M. Fielding, P. Sollich, M.E. Cates, *Aging and rheology in soft materials*, 44, pp. 323, 2000.
- [Flory 1953] F. Flory, *Principles of polymer chemistry*, Cornell University Press, ITHACA, New York, 1953.
- [Gabor 2006] A.M. Gabor, M. Ralli, S. Montminy, L. Alegria, C. Bordonaro, J. Woods, L. Felton, *Soldering induced damage to thin Si solar cells and detection of cracked cells in modules*, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, 2006.
- [Gazit 1978] E. Gazit, R. Zamir, T. Efer, Z. Zfat, C. Brautbar, *HLA Polymorphism in Israel*, Jews of Polish Extraction, 11(3), pp. 195–200, 1978.
- [Grinsted 1992] R.A. Grinsted, L. Clark, J.L. Koenig, *Study of cyclic sorption-desorption into poly (methyl methacrylate) rods using NMR imaging*, Macromolecules, 25, pp. 1235- 1241, 1992.
- [Hackmann 2004] M.M. Hackmann, M.H.H. Meuwissen, T.L. Bots, J.A.H.M. Buijs, K.M. Broek, R. Kinderman, O.B.F. Tanck, F.M. Schuurman, *Technical feasibility study on polycarbonate solar panels*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 84, pp. 105–115, 2004.
- [Herrman 1997] W. Herrman, W. Wiesner, W. Vaaben, *Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes*, PVSC 26th, Anaheim, 1997.
- [Hukloff 2009] T. Hokloff, *Usage of highly Accelerated Stress Test (HAST) IN Solar Module Aging Procedures*, Master of Science Thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2009.
- [Jakubowicz 1999] I. Jakubowicz, N. Yarahmadi, T. Gevert, *Effects of accelerated and natural ageing on plastized polyvinyl chloride (PVC)*, polymer Degradation and Stability, 66, pp. 415-421, 1999.
- [Jiménez 2001] A. Jiménez, L. Torre, J.M. Kenny, *Thermal degradation of polyvinyl chloride plastisols base on low-migration polymeric plasticizers*, Polymer Degradation and Stability, 73, pp. 447-453, 2001.

- [Kaplanis 2011] S. Kaplanis, E. Kaplani, *Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules*, Simulation modeling practice and theory, 19, pp. 1201- 1211, 2011.
- [Kempe 2006] M.D. Kempe, *Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules*, Solar Energy Materials & amp, Solar Cells, 90, pp. 2720–2738, 2006.
- [Kempe 2007] M.D. Kempe, G.J. Jorgensen, G.J. Terwilliger, T.J. McMahon, C.E. Kennedy, T.T. Borek, *Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices*, Solar Energy Materials & amp, Solar Cells, 91, pp. 315–329, 2007.
- [Kempe 2010] M.D. Kempe, *Ultraviolet test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules*, Solar Energy Materials & amp, Solar Cells, 94 , pp. 246–253, 2010.
- [Knaebel 2000] A. Knaebel, M. Bellour, J.P. Munch, V. Viasnoff, F. Lequeux, J.L. Harden, *Aging behaviour of laponite clay particle suspensions*, Europhys, 52 , pp. 73, 2000.
- [Koehl 2002] M. Koehl, V. Lemaire, W. Mayo, D.N. Abrous, S. Maccari, P.V. Piazza, M. Le Moal, M. Vallée, *Individual vulnerability to substance abuse and affective disorders: role of early environmental influences*, Neurotox Res , 4(4), pp. 281-96, 2002.
- [Kojima 2004] T. Kojima, T. Yanagisawa, *The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films*, Solar Energy Materials & amp, Solar Cells, 81(1) , pp.119-123, 2004.
- [Kurtz 2011] S. Kurtz, *Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity*, IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, 2011.
- [Lannoy 2005] A. Lannoy, H. Procaccia, *Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel*, Lavoisier, 2005.
- [Lyu 2009] S. Lyu, D. Untereker, *Degradability of polymers for implantable biomedical devices*, International journal of molecular sciences, 10(9), pp. 4033–65, 2009.
- [Lee 1998] E.C. Lee, S.Y. Yu, X. Hu, M. Mlodzik, N.E. Baker, *Functional analysis of the fibrinogen-related scabrous gene from Drosophila melanogaster identifies potential effector and stimulatory protein domains*, Genetics, 150(2), pp. 663—673, 1998.
- [Marcilla 2004] A. Marcilla, S. Garcia, J.C. Garcia-Quesada, *Study of the migration of PVC plasticizers*, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 71, pp. 475-463, 2004.
- [Menguy 1997] C. Menguy, *Mesure des caractéristiques des matériaux isolants solides*, Techniques de l'ingénieur, D 2310, 1997.
- [Morel 1984] D. W. Morel, P. E. DiCorleto, G. M. Chisholm, *Endothelial and smooth muscle cells alter low density lipoprotein in vitro by free radical oxidation*, Arteriosclerosis, Thrombosis, and Vascular Biology, 4, pp. 357-364, 1984.
- [Mortensen 1999] T.C. Mortensen, W. van Megen, *Dynamic light scattering measurements of single particle motions in hard-sphere suspensions near the glass transition*, Slow Dynamics in Complex Systems: Eighth Tohwa University, New York, American Institute of Physics, p. 3, 1999.
- [Munoz 2011] M.A. Munoz, M.C. Alonso-Garcia, Nieves Vela, F. Chenlo, *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*, Solar Energy, 85, pp. 2264–2274, 2011.
- [Nedjar 1991] M. Nedjar, *Influence du vieillissement thermique sur les propriétés du PVC utilisé dans l'isolation des câbles de haute tension*, Thèse de Magister, Université de Tizi-Ouzou, 1991.
- [Nedjar 2003] M. Nedjar, A. Boubakeur, A. Béréal, M. Boumane, *Thermal aging of polyvinyl chloride used in electrical insulation*, Annales de Chimie, Science des matériaux, 28, pp. 97-104, 2003.
- [Nguyen 1983] P.H. Nguyen, C. Michel, J. Bottin, *Etude de la conversion photovoltaïque : effets des résistances parasites des photopiles*, Revue de physique appliquée, 18, pp. 775-779, 1983.
- [Nichiporuk 2005] O. Nichiporuk, *Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités*, thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliqués de Lyon, 2005.

- [Osterwald 2009] C.R. Osterwald, T.J. McMahon, *History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 17(1), pp. 11-33, 2009.
- [Oreski 2009] G. Oreski, G.M. Wallner, *Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions*, Solar Energy, 83, pp.1040–1047, 2009.
- [Paloniemi 1981] P. Paloniemi, *Theory of equalization of thermal ageing processes of electrical insulation materials in thermal endurance tests. 1: Review of theoretical basis of test methods and chemical and physical aspects of ageing*, IEEE, Transactions on Electrical Insulation, EI-16(1), pp. 1-5, 1981.
- [Pern 2000] F.J. Pern, S.H. Glick, *Photothermal stability of encapsulated Si solar cells and encapsulation materials upon accelerated exposures*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 61, pp. 153-188, 2000.
- [Pusey 1986] P.N. Pusey, W. vanMegen, *Phase-behavior of concentrated suspensions of nearly hard colloidal spheres*, Nature, 320, pp. 340-342, 1986.
- [Pusey 1987] P.N. Pusey, W. van Megen, *Observation of a glass-transition in suspensions of spherical colloidal particles*, Phys. Rev. Lett, 59, pp. 2083, 1987.
- [Quintana 2002] M.A. Quintana, D.L. King, T.J. McMahon, C.R. Osterwald, *Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules*, Proc 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp.1436-1439, 2002.
- [Rabii 2003] A.B. Rabii, M. Jraidi, A.S. Bouazzi, *Investigation of degradation in field-adged photovoltaic modules*, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003.
- [Ramos 2001] L. Ramos, L. Cipelletti, *Ultraslow dynamics and stress relaxation in the aging of a soft glassy system*, Phys. Rev. Lett, 87, pp. 245503, 2001.
- [Ricaud 1996] A. Ricaud, *Photopiles Solaires*, Presses Polytechniques et Universitaires romandes, Paris, 1996.
- [Richert 2002] R. Richert, *Heterogeneous dynamics in liquids: fluctuations in space and time*, J. Phys: Condens. Matter, 14, R703, 2002.
- [Roschier 2000] S. Roschier, *Development of procedures for performance measurements and lifetime testing of thin film photovoltaic devices*, Dissertation for the degree of Doctor Helsinki University of Technology, 2000
- [Rueland 2005] E. Rueland, A. Herguth, A. Trummer, S. Wansleben, P. Fath, *Optical μ -crack detection in combination with stability testing for inline inspection of wafers and cells*, Proceedings of 20th EU PVSEC, Barcelona, pp. 3242–3245, 2005.
- [Said 2015] N. Said, *potentiel Energie Renouvelable de L'Algérie*, Centre de développement des énergies renouvelables, 2015.
- [Schnabel 1981] W. Schnabel, *Degradation by High Energy Radiation. Polymer Degradation*, Principals and Pratical Applications, Chapitre 5, Munich: Carl Hanser, 1981.
- [Schmela 2016] M. Schmela, *Solar power webinar: Global market outlook 2017-2020*, Executive Advisor, Solar Power Europe, 2016.
- [Skoczek 2008] A. Skoczek. T. Sample., E.D. Dunlop, H.A. Ossenbrink, *Electrical performance results from physical stress testing of comercial PV modules to the IEC61215 test sequence*, Solar Energy Materials & Solar Cells, 92, pp. 1593–1604, 2008.
- [Sollich 1997] P. Sollich, F. Lequeux, P.H. Ebraud, M.E. Cates, *Rheology of soft glassy materials* , Phys. Rev. Lett, 78, pp. 2020, 1997.
- [Sollich 1998] P. Sollich, *Rheological constitutive equation for a model of soft glassy materials*, Phys. Rev, 58, pp. 738, 1998.
- [Struik 1977] L.C.E Struik, *Physical aging in plastics and other glassy materials*, polymers engineering and

- science, 17, pp. 165-173, 1977.
- [Van Megen 1998] W. van Megen, T.C. Mortensen, S.R. Williams, J.M. Uller, *Measurement of the self-intermediate scattering function of suspensions of hard spherical particles near the glass transition*, Phys. Rev., 58, pp. 6073, 1998.
- [Vazquez 2008] M. Vazquez, R.S. Ignacio, *Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 16, pp. 419–433, 2008.
- [Verdu 2012] J. Verdu, *Oxydative Ageing of Polymers*, John Wiley & Sons, 2012
- [Verdu 1990] J. Verdu, V. Bellinger, G. Martinez, J. Millan, *polymers degradation and stability*, 28, pp. 25, 1990.
- [Verdu 1980] J. Verdu, *Comportement à long terme*, Techniques de l'ingénieur, A 3150, 1980.
- [Viasnoff 2002] V. Viasnoff, F. Lequeux, *Rejuvenation and overaging in a colloidal glass under shear*, Phys. Rev. Lett, 89, pp. 065701, 2002.
- [Wohlgemuth 2010] J. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, A. Nguyen, G. Kelly, D. Amin, *Failure Modes of Crystalline Silicon Modules*, Proceedings of PV Module Reliability Workshop, 2010.
- [Xiao 1998] G.Z. Xiao, M.E.R. Shanahan, *Swelling of DGEBA/DDA epoxy resin during hygrothermal ageing*, Polymer, 39(14), pp. 3253-3260, 1998.
- [Zarour 2007] L. Zarour, *Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque éolien hors réseau*, Thèse Magister, université de Constantine, 2007.
- [Zhou 1999] A. Zhou, G. Webb, X. Zhu, D.F. Steiner, *Proteolytic processing in the secretory pathway*, J Biol Chem, 274(30), pp. 20745-20748, 1999.
- [Revue de l'électricité et l'électronique 1998] Revue de l'électricité et l'électronique, n°5, mai 1998.
- [Site NREL] <http://www.NREL.gov>
- [Site oja-services] <http://www.oja-services.nl/iea-pvps>
- [Site pvresources] <http://www.pvresources.com/>

II. Simulation de la dégradation de performance électrique d'un système photovoltaïque en milieu chaud et humide

II.1. Approche de modélisation

L'approche de modélisation consiste à considérer le circuit électrique équivalent d'un module photovoltaïque pour lequel chaque caractéristique des composants électriques possède une loi de vieillissement déterminée au moyen de mesures discrètes lors d'un test accéléré défini reproduisant un usage précis (**figure II-1**). Les lois de vieillissement sont établies pour une température, une humidité et des conditions radiatives données afin de reproduire les expositions en plein air : chaud/froid, aride/humide, tempéré/tropical, montagne... La transmittance $\tau(t)$ de l'encapsulant et du verre, les résistances $R_i(t)$, les capacités $C_i(t)$ ou les inductances $L_i(t)$ sont des exemples de propriétés physiques variables qui peuvent être entrées dans le modèle. Différents types de circuit existent déjà. Les configurations ont été déterminées par spectrométrie d'impédance pour des cellules photovoltaïques en silicium [Raniero 2006], organiques [Perrier 2012] et à colorant [Yahia 2011].

Le circuit électrique équivalent avec les évolutions en fonction du temps permet de calculer l'intensité et la tension du module photovoltaïque pour différents instants t . Les résultats en sortie peuvent être les évolutions des caractéristiques IV et PV à partir desquelles la puissance maximale peut être extraite, la puissance électrique produite pour un jour donné ou la puissance moyenne générée dans un délai déterminé. Les études pour apprécier la sensibilité des paramètres de vieillissement peuvent être également effectuées. Les conditions d'exposition doivent être fournies comme données d'entrée : l'irradiance G , la température T , l'humidité, la vitesse du vent...

L'objectif est de fournir un modèle décrivant l'évolution globale du vieillissement car la modélisation fine de chaque dégradation (délamination, bulle, point chaud...) nécessite un travail spécifique [Munoz 2011]. Toutes les dégradations qui peuvent être décrites individuellement par une modélisation spécifique, sont supposées être intégrées dans le modèle de comportement. L'approche actuelle présente un compromis entre la précision physique et la facilité de modélisation et permet de tracer les évolutions des courbes I-V et P-V et celles de la production d'énergie.

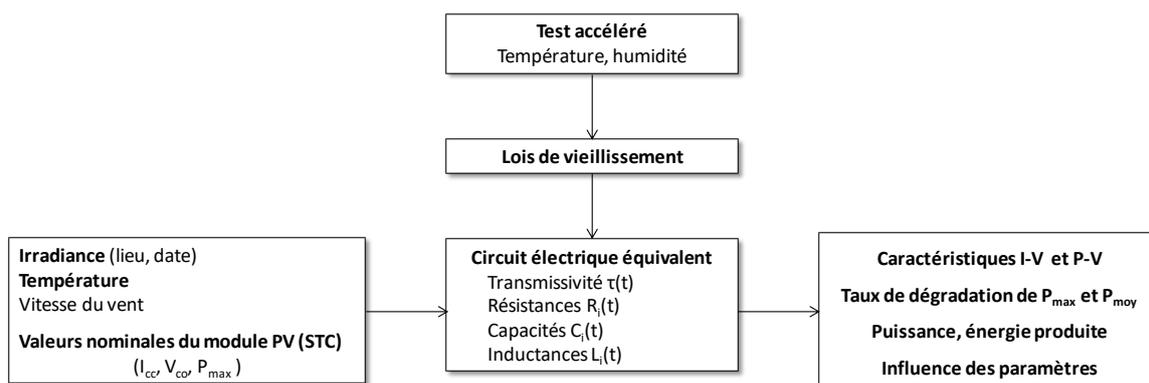


Figure II-1. – Approche générale de modélisation.

II.2. Mise en application dans le cas de modules photovoltaïques en silicium

II.2.1 Circuit électrique équivalent

Le courant électrique et la tension produits par un module photovoltaïque de silicium sont généralement modélisés par un circuit équivalent contenant une diode (**figure.II-2**). La source de courant idéale qui correspond au photo-courant généré I_{pv} est mise en parallèle avec la diode qui reproduit les recombinaisons. La résistance série R_s correspond à la résistance de l'avant et de la base de la jonction pn et également à la résistance des contacts métalliques en particulier ceux à l'avant de la cellule de silicium. La résistance parallèle R_p ou shunt représente la résistance des contacts métalliques et les résistances de fuite sur les bords de la cellule solaire.

Avec le vieillissement, les caractéristiques du circuit sont dégradées avec le temps. Par conséquent, le courant et la tension sont produits en fonction du temps. À l'instant t , l'intensité I est liée à la tension V par :

$$I(t) = I_{pv}(t) - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s(t).I}{a V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s(t).I}{R_p(t)} \quad (\text{II.1})$$

où :

I_{pv} est le photo-courant généré par la cellule (en A) qui est proportionnel à l'irradiance G ;

le second terme I_d est le courant de la diode correspondant au courant de fuite interne provoqué par la jonction pn où I_0 est le courant de saturation (en A), a est le facteur d'idéalité et $V_t = N_s k T / q$ est la tension thermique dans laquelle q est la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$), k est la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{J.K}^{-1}$), T la température de jonction (en K) et N_s est le nombre de cellules connectées en série (en V).

I_{pv} et I_0 sont fonction de la température [Villalva 2009] :

$$I_{pv}(t) = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \frac{G(t)}{G_n} \quad (\text{II.2})$$

$$I_0 = \frac{I_{cc,n} + K_I \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{co,n} + K_V \Delta T}{a t}\right) - 1} \quad (\text{II.3})$$

$$I_{pv,n} = (R_s + R_p) / R_p \times I_{cc,n} \quad (\text{II.4})$$

avec :

$I_{pv,n}$ est le photocourant dans les conditions nominales (en A) à $T_n = 25^\circ \text{C}$ et $G_n = 1000 \text{ W.m}^{-2}$; il peut être mesuré avec un capteur photovoltaïque éclairé sous un simulateur solaire avec une température de cellule régulée pour se placer dans les conditions standards de test.

$I_{cc,n}$ est le courant de court-circuit nominal (en A) ;

$V_{co,n}$ est la tension en circuit-ouvert nominale (en V) ;

K_I est le coefficient de température du courant de court-circuit (en $A.K^{-1}$) ;

K_V est le coefficient de température de la tension en circuit-ouvert (en $V.K^{-1}$) ;

$\Delta T = T - T_n$ (en K) ;

$G(t)$ est l'irradiance incidente effective sur la cellule efficace, suite à la transmission dans le verre et l'encapsulant ($W.m^{-2}$) :

$$G(t) = \tau(t).G_0 \quad (II.5)$$

où

$\tau(t)$ est la transmission optique qui diminue en fonction du temps de vieillissement t ;

G_0 est l'irradiance incidente sur le verre du module photovoltaïque.

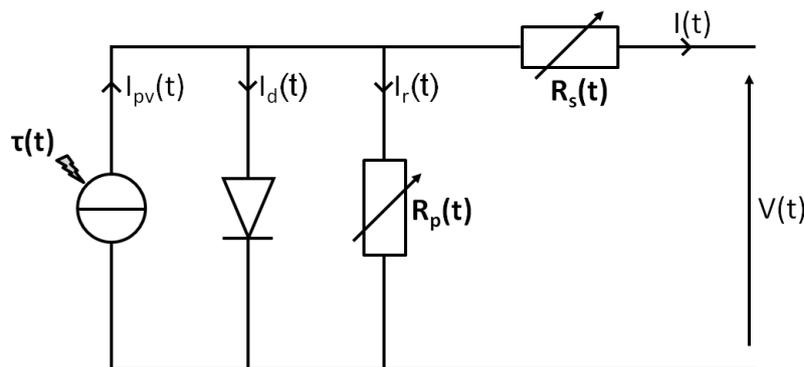


Figure II-2. Circuit électrique équivalent d'un module photovoltaïque avec les paramètres variables pour tenir compte du vieillissement.

II.2.2. Lois de vieillissement

Les dégradations optiques favorisent la réduction du facteur de transmission optique du verre et de l'encapsulant (habituellement EVA). Ainsi le facteur de transmission τ est-il soumis à une variation négative en fonction du temps t . La fatigue thermique et mécanique n'affecte pas les joints et peut générer des fissures qui augmentent la résistance série R_s . La résistance parallèle R_p est modifiée lorsqu'il y a une pénétration de l'humidité et une corrosion des interconnexions, des fils, des bornes et des coins des cellules.

Les évolutions de la transmissivité, de la caractéristique courant-tension, du point de puissance maximale et de la résistance série ont été obtenues pour des cellules encapsulées ayant différents types de matériaux d'encapsulation (EVA, thermoplastique, polyuréthane (TPU)) et en l'absence de celui-ci. Lors de ces essais, les conséquences du vieillissement ont pu être reproduites par un essai en chaleur humide DH d'une durée de 2000 heures [Hulkoff 2009].

Les lois de vieillissement ont été obtenues par l'utilisation des résultats expérimentaux d'un test de chaleur humide DH à 85°C et 85% RH effectué par Hulkoff avec une cellule

photovoltaïque en silicium monocristallin et l'encapsulant EVA [Hulkoff 2009], supposant une durée de 1000 heures en chambre climatique équivalente à une exposition de 20 ans [Standard IEC 61215 ; Standard DIN EN 60068-2-66].

Les échantillons en silicium monocristallin et EVA (cellules encapsulées) ont bien tenu par rapport au processus de délamination. Il n'y avait pas de cellules cassées ou fissurées sauf des microfissures qui n'ont pas une influence sur les performances de la cellule.

Une brume blanchâtre commence à apparaître après 500 heures au niveau du matériau d'encapsulation et du verre. Au bout de 1000 heures, le matériau d'encapsulation prend une tonalité clairement brune. Cette décoloration continue à s'accroître jusqu'à 2000 heures. La corrosion apparaît au bout de 500 heures au niveau des connecteurs. Après 2000 heures d'essai, elle apparaît jusque dans la partie arrière de la cellule. Des décollements apparaissent sur les bords du module après 1000 heures d'essai.

Pour des modules en silicium monocristallin, les résultats expérimentaux obtenus par Hulkoff que nous allons exploiter par la suite donnent la ligne de tendance de la moyenne intégrée du développement de la transmission au cours du temps. La valeur a diminué initialement de 0,88 à 0,80 en 500 heures. La dégradation de transmission continue au cours du temps de test jusqu'à 2000 heures où l'on voit une amélioration de 0,61 à 0,69. En considérant que le test DH de 1000 heures est équivalent à 20 d'exposition extérieure, une perte de 0,5% par an correspond à 50 heures de test DH. La dégradation de la puissance des modules est relativement faible avec une baisse de 1% toutes les 800 heures de test [Hulkoff 2009].

Les tendances déterminées ont été normalisées et appliquées au cas d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin. Le module commercial Sharp NTS5E3E est considéré. Il est constitué de verre, d'un encapsulant en EVA et de 72 cellules en silicium monocristallin $125,5 \times 125,5 \text{ mm}^2$ toutes connectées en série (**tableau II.1**). Sa puissance maximale est $P_{max0} = 185 \text{ W}$, sa tension en circuit-ouvert $V_{co} = 44,9 \text{ V}$ et son courant de court-circuit $I_{cc} = 5,60 \text{ A}$. Les cellules de silicium sont protégées en face avant par un verre trempé et une résine EVA qui ont ensemble une transmittance de 88% dans le visible.

Les résistances série et parallèle ne sont pas fournies dans la fiche constructeur. Bien que ces résistances puissent être déterminées expérimentalement, il existe des méthodes numériques pour les extraire. Nous avons utilisé celle de Villalva et al. qui permet de trouver des valeurs appropriées si l'on connaît la caractéristique I-V pour des conditions normalisées d'essai (STC) [Villalva 2009]. La méthode consiste à ajuster R_s et R_p pour trouver la paire unique $\{R_s, R_p\}$ qui vérifie $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp}I_{mp}$ au point (V_{mp}, I_{mp}) de la courbe I-V. $P_{max,e}$ correspond à la puissance maximale expérimentale de la fiche technique et $P_{max,m}$ correspondant au point de puissance maximale calculé qui doit correspondre à $P_{max,e}$. De cette façon, nous avons obtenu $R_{s0} = 0,53 \Omega$, $R_{p0} = 185,2 \Omega$ et $a = 1$.

Tension en circuit ouvert $V_{oc,n}$: 44,9 V
Courant de court-circuit $I_{sc,n}$: 5,60 A
Tension à la puissance maximale $V_{P_{max}}$: 36,21 V
Courant à la puissance maximale $I_{P_{max}}$: 5,11 A
Puissance maximale P_{max} : 185,0 W
Efficacité d'une cellule encapsulée η_c : 17,1 %
Efficacité du module η_m : 14,2 %
Coefficients de température :
▪ puissance $K_{P_{max}}$: - 0,485 %. K^{-1}
▪ Courant de court-circuit K_I : +0,053 A. K^{-1}
▪ Tension de circuit ouvert K_V : -156 mV. K^{-1}

Tableau II-1. Caractéristiques du module photovoltaïque Sharp NTS5E3E du fabricant en conditions standards de test (STC, irradiation 1000 W.m^{-2} , Air Mass 1,5 et température de cellule 25°C).

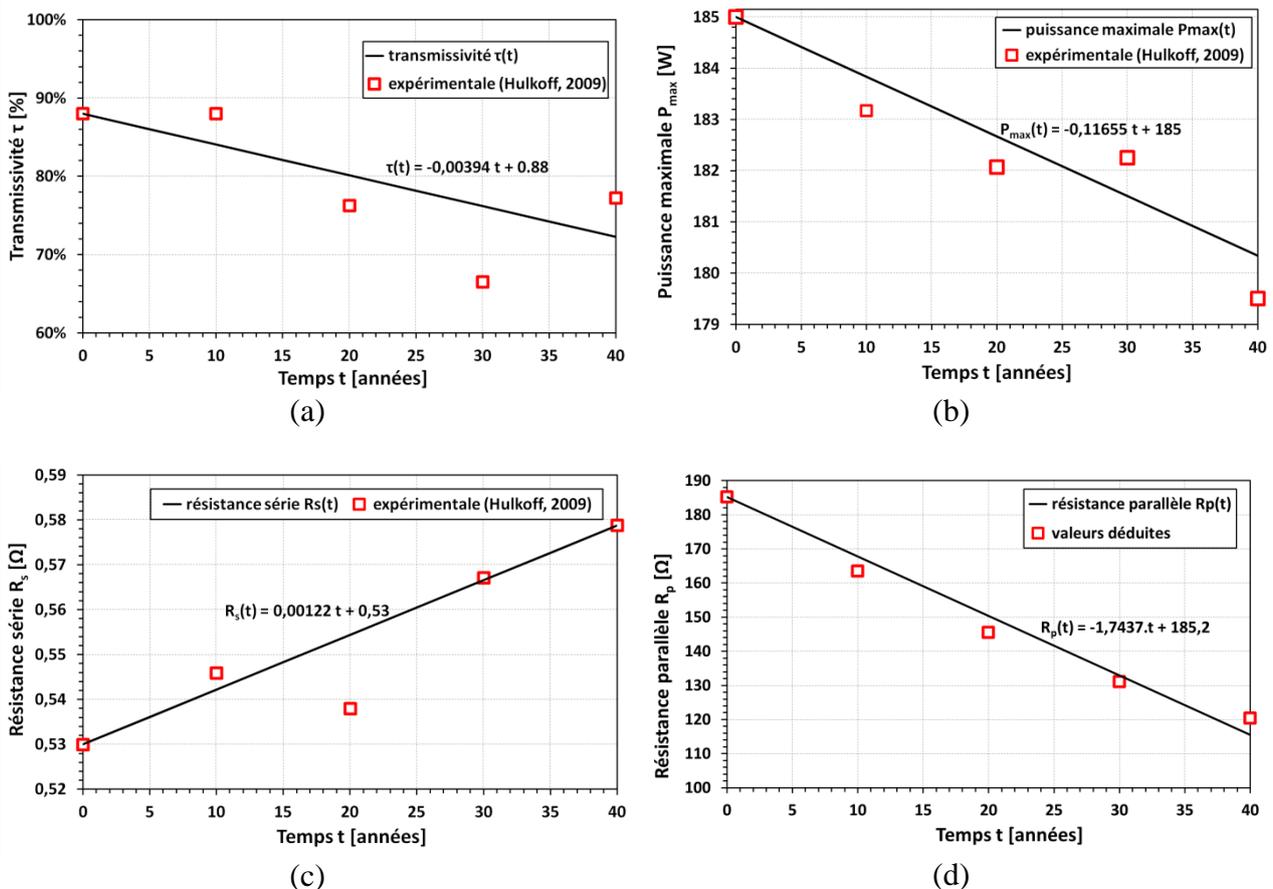


Figure II-3. Lois de vieillissement basées sur les tendances obtenues avec les résultats expérimentaux d'un test de vieillissement accéléré effectué par Hulkoff en 2009 (test DH : $85^\circ\text{C} / 85\% \text{ RH}$) [Hulkoff 2009] : (a) transmission optique, (b) puissance maximale, (c) résistance série et (d) résistance parallèle.

Les évolutions avec le vieillissement sont représentées sur la **figure II-3**. Des ajustements linéaires sont considérés car les lois de dégradation expérimentales sont généralement régulières dans le temps hormis pour les trois premières années où des cinétique plus rapides sont rencontrées en raison des effets induits (Light Induced Degradation, LID) [Vazquez 2008 ; Marion 2003]. La dispersion des valeurs expérimentales est de $\pm 10\%$ par rapport à l'ajustement des courbes. La transmission optique diminue de 88% à 78% en 25 ans équivalents (**figure II-3-a**), tandis que la résistance série augmente de 0,53 Ω à 0,56 Ω (**figure II-3.c**). À priori, la diminution de la transmission optique est prédominante. L'évolution des caractéristiques I-V en fonction de l'irradiation solaire donnée par la fiche de données du fabricant montre une diminution de 10% du courant de court-circuit lorsqu'il y a une diminution de 10% de l'éclairement. Cependant, l'évolution expérimentale de la résistance parallèle n'avait pas été fournie, donc elle a été déduite à la fois des évolutions de la résistance série et de la puissance maximale (**figure II-3 .c et b**). Afin de le faire, nous avons utilisé le modèle du circuit électrique équivalent d'un panneau photovoltaïque qui permet de déterminer la caractéristique I-V. Nous avons introduit d'abord la valeur de la résistance série et, par essais et erreurs, nous avons trouvé la valeur de la résistance parallèle qui permet de retrouver la valeur de puissance maximale connue. Cette détermination a été réalisée pour différents temps afin d'obtenir l'évolution qui est montrée sur la **figure.II-3.d** avec une valeur de 185 Ω qui descend à 138 Ω en 25 ans de temps équivalents.

II.3. Résultats et discussion

L'équation (II.1) peut être résolue par un programme numérique qui permet de déterminer la courbe I-V d'un circuit électrique équivalent avec une diode [Villalva 2009, Saloux 2011, Mekki 2007, Castaner 2002]. Nous avons utilisé une représentation du circuit dans l'environnement SimPowerSystems du logiciel Matlab / Simulink [Villalva 2009]. Les fonctions de vieillissement de la transmission optique $\tau(t)$ et des résistances série $R_s(t)$ et parallèle $R_p(t)$ sont introduites dans le programme principal. Les résultats obtenus sont ceux de l'intensité I et de la tension V pour un instant t , donc les courbes I-V et P-V peuvent être simulées pour des périodes voulues.

Nous avons effectué des simulations pour obtenir des évolutions de la caractéristique I-V aux conditions standards de test (STC) pour le module photovoltaïque monocristallin de type Sharp NTS5E3E par pas de cinq ans. Nous rappelons que les conditions STC correspondent à une irradiance solaire $G_0 = 1000 \text{ W.m}^{-2}$, une température de cellule $T_c = 25^\circ\text{C}$ et une masse d'air de 1,5.

II.3.1. Évolution des caractéristiques I-V et P-V

Les courbes I-V simulées sont données (**figure II-4**) pour une utilisation sur 25 ans qui correspond à la durée de vie estimée du panneau photovoltaïque. Le fabricant fournit les caractéristiques initiales (courbe à $t = 0$). Le modèle donne une évaluation du comportement de la caractéristique I-V pour les années suivantes.

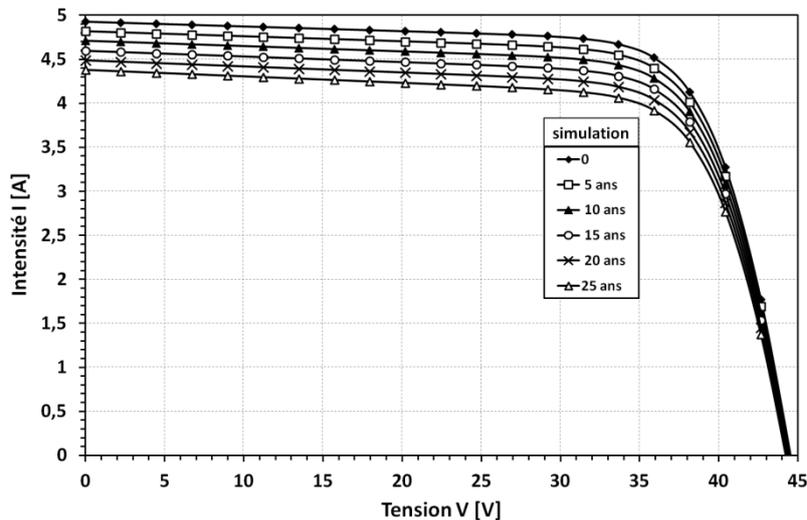


Figure II-4. Évolution de la caractéristique I-V dans les conditions standards de test.

Le courant de court-circuit chute de manière significative tandis que la tension en circuit ouvert diminue de quelques pourcents avec le vieillissement car celle-ci est une propriété intrinsèque de la jonction pn. Si une charge résistive R est appliquée, avec $R > V_{max}/I_{max}$, l'influence du vieillissement est plutôt négligeable. À l'opposé, si $R < V_{max}/I_{max}$, l'effet du vieillissement devient significatif.

La caractéristique I-V est abaissée au cours des années (**figure II-4**). Nous pouvons apprécier la diminution de la puissance maximale qui est de 13,35% en 25 ans avec la caractéristique P-V qui donne un autre point de vue (**figure II-5**). La diminution de la puissance maximale relative $P_{max}(t)/P_{max0}$ varie de manière linéaire en fonction du temps t avec une variation de 0,53% / an (**figure II-6**).

Un histogramme reportant les taux de dégradation utilisant 1920 taux reportés pour les modules photovoltaïques en silicium est donné dans une revue de Jordan et Kurtz [*Jordan 2013*]. La distribution est étendue vers des taux de dégradation élevés avec une moyenne de 0,8% / an et une médiane de 0,5% / an. La majorité de ces taux déclarés, 78% de toutes les données, sont inférieurs à un taux de 1% / année. Ce qui souligne la consistance du modèle.

La diminution du point de puissance maximale démontre que l'optimisation de l'installation photovoltaïque change avec le vieillissement. Cette évolution ici évaluée pourrait aussi être intégrée dans le contrôle des dispositifs alimentés par le module photovoltaïque. La reconnaissance par un tracker du point de puissance maximale (MPPT) pourrait être ajustée en ce qui concerne le vieillissement de l'installation photovoltaïque en utilisant l'outil de simulation présenté. Les caractéristiques I-V et P-V continuent de varier au fil des années et l'influence du vieillissement devient plus ou moins prononcée avec l'ensoleillement et la température, ce qui peut être évalué avec le modèle.

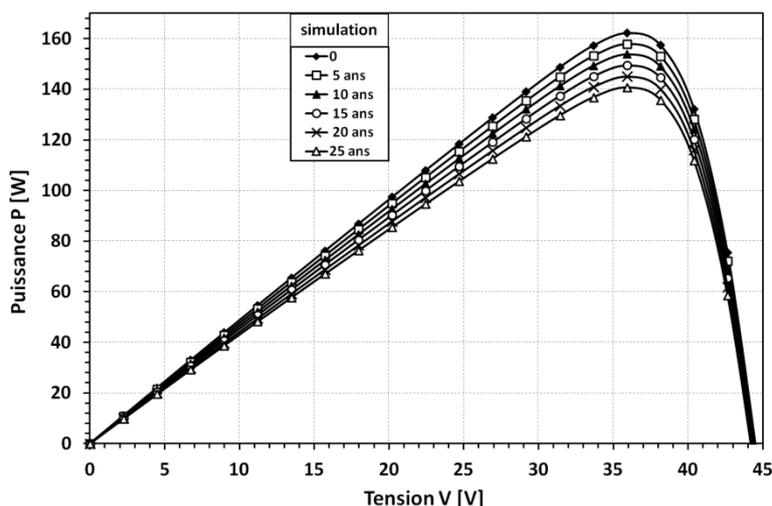


Figure II-5. Évolution de la caractéristique P-V dans les conditions standards de test.

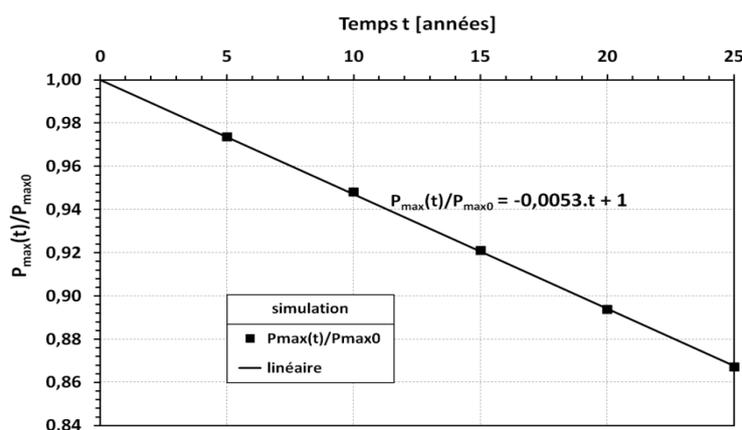


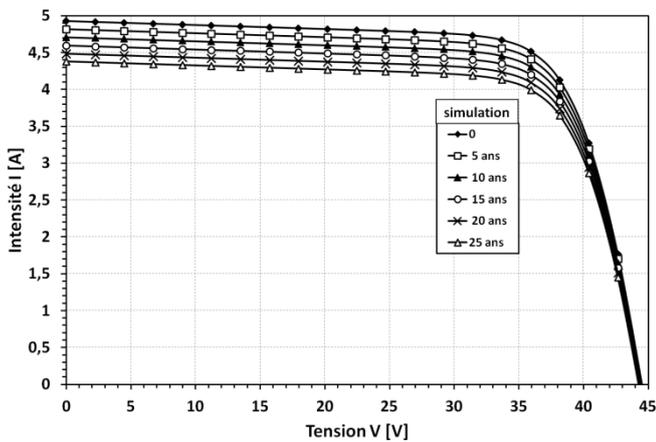
Figure II-6. Évolution du taux de dégradation de la puissance dans des conditions standards de test.

II.3.2 Influence de chaque dégradation

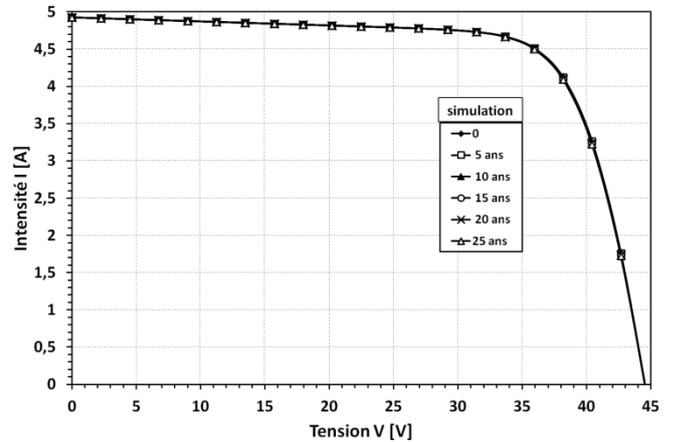
Le modèle permet également de réaliser des études paramétriques. L'influence de chaque dégradation peut être quantifiée. L'impact de la diminution de la transmissivité, de l'augmentation de la résistance série et de l'abaissement de la résistance parallèle est apprécié pour une utilisation sur 25 ans.

Un seul paramètre est fonction du temps alors que les autres sont maintenus à leurs valeurs initiales. Par exemple, l'effet de la dégradation optique est simulé en supposant qu'aucune évolution des résistances électriques R_s et R_p ne se produit en fonction du vieillissement. En d'autres termes, seulement la transmission varie en fonction du temps $\tau(t)$ alors que R_s et R_p sont maintenues constantes $R_s(t) = R_s(t = 0)$ et $R_p(t) = R_p(t = 0)$ (figure II-3.a). Les courbes d'intensité-tension (I-V) obtenues pour un intervalle de 5 ans sont superposées pour visualiser l'évolution couvrant toute la durée d'utilisation du module photovoltaïque (figures II-7a-c).

L'augmentation de la résistance série provoque une diminution de la puissance maximale de 0,35% après 25 ans. La diminution de la résistance parallèle conduit à une baisse de la puissance maximale de 1,5%. Donc, même mis ensemble, la diminution de la résistance série et la croissance de la résistance parallèle ont un effet limité sur la dégradation de la puissance avec 1,85% après 25 ans. Ces résistances reproduisent la dégradation des propriétés électriques de la jonction *pn* du silicium et des électrodes. Néanmoins, concernant la dégradation optique, l'altération de la transmission a un impact très important sur le point de la puissance maximale avec une chute de 11,5% pour une utilisation de 25 ans. La diminution de la transmission est due au jaunissement et au brunissement de l'EVA, à la délamination et à l'apparition de bulles. Dans ce contexte une exposition importante à la température et à l'humidité, cause une forte diminution de la transmission à cause de la brume [McIntosh 2008 ; Hulkoff 2009,]. La valeur diminue de 0,88 à 0,80 en 20 ans équivalents lorsque le brunissement et la délamination sont importants. Ainsi, la caractéristique I-V de la **figure II-7.a** est presque la même que la caractéristique globale de la **figure II-4**.

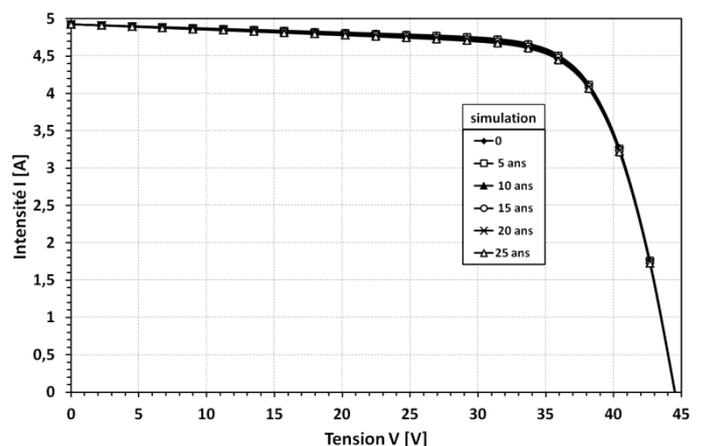


a) Dégradation de la transmittance



b) Dégradation de la résistance série

Figure II-7. Effet des dégradations sur les courbes I-V dans des conditions standards de test (STC) :
 (a) de la transmission optique,
 (b) de la résistance en série et
 (c) de la résistance parallèle R_p .



c) Dégradation de la résistance parallèle.

Pour une meilleure appréciation de l'influence de chaque paramètre sur la dégradation de la puissance électrique générée, il est commode de tracer le rendement η en fonction du temps t pour chaque paramètre variable et pour l'ensemble des paramètres.

Le rendement η a été calculé comme suit :

$$\eta(t) = \frac{P_{max}(t)}{G_0 \cdot S} \quad (\text{II.6})$$

où G_0 est l'éclairement global de $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ et $S = 1,30095 \text{ m}^2$ est la surface supérieure du panneau photovoltaïque de type Sharp NTS5E3E. Les évolutions des rendements normalisés par rapport au rendement initial $\eta(t = 0)$ sont affichées sur la **figure II-8**.

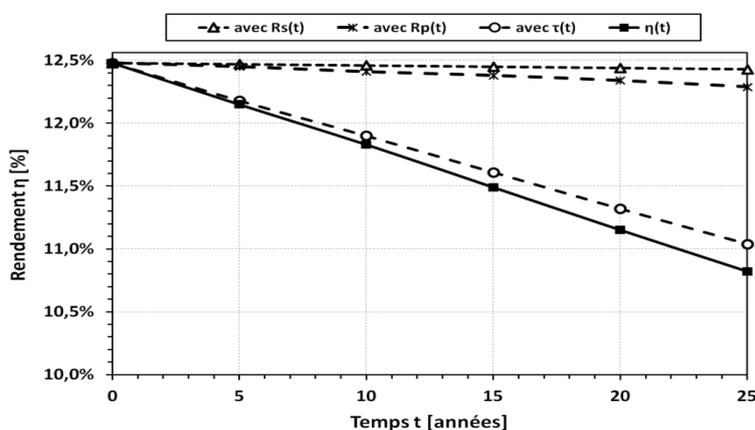


Figure II-8. Simulation des pertes de rendement pour chaque paramètre et pour l'ensemble de ceux-ci.

Pendant la durée de vie du module évaluée de 20 à 25 ans, le modèle indique que l'efficacité relative subit une perte de 13,35%. Cette baisse de performance est principalement due à la détérioration de la transmission des strates supérieures qui a une part de 86,5% dans cette perte. Un effet beaucoup plus faible est induit par la résistance série et la résistance parallèle, respectivement, avec les proportions de 2,5% et 11%. Rappelons que cet effet est la conséquence des modifications des propriétés électriques de la jonction pn et des électrodes.

II.3.3. Limites du modèle et opportunités

Les lois de vieillissement de la **figure II-3** ont été déterminées pour une seule cellule encapsulée [Hulkoff 2009]. Les résultats de la simulation avec un circuit équivalent sont acquis avec l'hypothèse que toutes les cellules vieillissent de la même manière. Cependant, les effets sur le module tels que la détérioration de la soudure, le vieillissement des différentes cellules à des taux différents qui peuvent induire un effet de décalage existant sur un ensemble de cellules en série, ou la pénétration d'humidité du côté du cadre, peuvent avoir un impact supplémentaire sur les taux de dégradation obtenus.

Le temps équivalent de 1000 heures d'essai DH $85^\circ\text{C} / 85\% \text{ rh}$ pour 20 ans d'exposition extérieure a été supposé comme préconisé par les normes [Standard IEC 61215 ; Standard DIN EN 60068-2-66]. Cependant, ce résultat a été acquis avec un mécanisme de défaillance unique, la corrosion des contacts métalliques, pour un climat chaud et humide [Oth 1983 ; Reisner 2006]. Il serait donc intéressant de considérer les autres mécanismes de dégradation (délamination, jaunissement...) [Ndiaye 2013]. En outre, le vieillissement dépend fortement du climat local (température, variation de température, humidité, effet du vent) [Koehl 2012].

Le contexte de notre cas d'étude est une simulation pour un climat chaud et humide, mais les évolutions peuvent être simulées pour différents endroits et climats associés en modifiant la base de temps équivalente avec des échelles adéquates. Les estimations de Reisner et al. pourraient être utilisées. Les lois de dégradation trouvées pour 1000 heures de test DH 85°C/85% rh permettraient de simuler les évolutions de 16 années équivalentes pour une utilisation dans un environnement tropical et de 100 années équivalentes d'utilisation à Berlin (Allemagne) [Reisner 2006].

II.4. Simulation de l'évolution de la production électrique à Miami (Floride)

II.4.1. Puissance électrique moyenne

Les lois de vieillissement ont été trouvées avec des tests effectués pendant 2000 heures dans une atmosphère à 85°C et 85% rh [DIN EN 60068-2-66 1994]. Il a été démontré que 1000 heures pour un module photovoltaïque de silicium dans ces conditions sont équivalentes à une exposition en plein air de 20 ans à Miami dans l'état de Floride [Otth 1983 ; Wohlgemuth 2005]. Cette relation a été obtenue par le Jet Propulsion Laboratory (JPL) qui a combiné diverses conditions d'essai de chaleur humide accéléré avec exposition à des environnements à plusieurs endroits aux États-Unis. En ce qui concerne cette équivalence, l'application du modèle aux lois de vieillissement obtenues pour ces conditions chaudes et humides, permet de simuler la puissance produite d'un module photovoltaïque en silicium à Miami.

Nous supposons maintenant que le même module photovoltaïque de type de Sharp NTS5E3E est exposé à Miami et ce dernier fournit l'énergie électrique à une charge résistive de 8Ω (proche de $V_{co,n}/I_{cc,n}$). Pour calculer la dégradation de puissance moyenne par an avec le modèle, nous devons entrer l'irradiance incidente moyenne et la température ambiante sur une période d'au moins 20 ans.

Nous avons utilisé les mesures effectuées dans la station météorologique de Daytona Beach à Miami (latitude 29,18° N, longitude 81,05° W et d'altitude de 12 m) entre 1961 et 1990. L'irradiance solaire moyenne reçue sur une plaque plane inclinée à 30° face Sud avait été de 5,1 kWh/m²/jour. La durée moyenne d'une journée est de 12,15 heures, de sorte que l'irradiance moyenne est de 429 W.m⁻². La température ambiante moyenne mesurée est de 24,4°C pour la période allant de 1961 à 1990. Des données d'entrée moyennées sur 29 ans sont considérées pour calculer la réduction de la puissance sur une échelle de temps importante. Le résultat pourra être affiné en intégrant les données journalières sur cette durée mais le calcul est difficile à conduire car nous ne disposons pas de toutes les données nécessaires et l'échantillonnage est à discuter.

La production électrique moyenne de Miami a été calculée tous les 5 ans sur une période d'exploitation de 25 ans (**tableau II.2**). Pour obtenir le taux de dégradation de la puissance moyenne, nous avons tracé $\ln\{P_{moy}(t)/P_{moy0}\}$ en fonction du temps t (**figure II-9**). P_{moy0} est la puissance électrique moyenne initiale produite et $P_{moy}(t)$ est celle à l'instant t en années. Une représentation linéaire est obtenue de sorte que le taux de dégradation de

puissance Γ suit bien la relation (II.7) :

$$P_{moy}(t) = P_{moy0}(1 - \Gamma)^t \quad (II.7)$$

Ce comportement se trouve en accord avec les mesures expérimentales [Vazquez 2008 ; Marion 2003]. La courbe moyenne est linéaire de pente -0,004561 qui correspond à un taux de dégradation de la puissance moyenne de 1%/an. Cette valeur est conforme aux taux de dégradation expérimentaux mesurés en Floride [Davis 2013 ; Jordan 2011], ce qui permet de prouver la cohérence de l'approche.

Temps t [années]	0	5	10	15	20	25
Puissance moyenne produite P_{moy} [W]	42,03	39,96	38,01	36,01	34,05	32,21

Tableau II.2. Puissance produite simulée par le module photovoltaïque à Miami ($G = 429 \text{ W.m}^{-2}$, $T_a = 24,4^\circ\text{C}$).

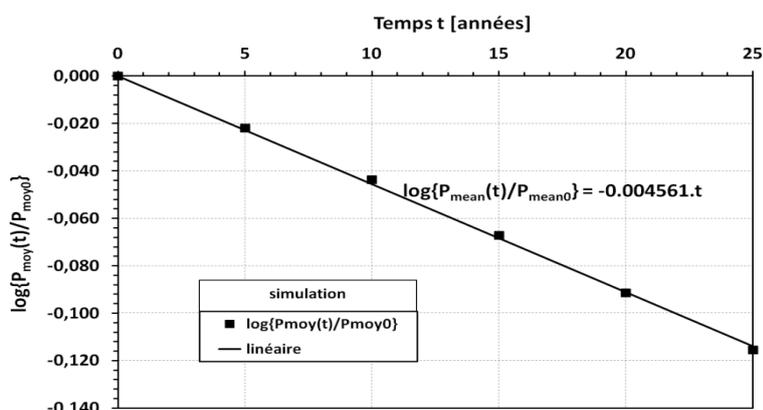


Figure II-9. Taux de dégradation de la puissance électrique moyenne produite avec le temps à Miami ($G = 429 \text{ W.m}^{-2}$, $T_a = 24,4^\circ\text{C}$) correspondant à un taux de 1%/an.

II.4.2. Puissance électrique sur une journée

En outre, en fournissant l'irradiance et la température d'un jour donné, la production d'énergie peut être calculée sur une journée en supposant qu'à cette date les conditions météorologiques restent identiquement les mêmes que le jour de l'année initiale considérée. Cette hypothèse est posée pour pouvoir suivre la dégradation du panneau photovoltaïque pendant sa durée de fonctionnement en fixant l'effet d'une condition extérieure sur les performances du panneau.

Les valeurs de l'irradiance solaire peuvent être entrées directement dans le modèle si elles sont connues ou peuvent être calculées avec les équations solaires de base définies par les relations empiriques [Communay, 2002 ; Duffie, 2006]. Par exemple, le 8 février 2012 à

Miami a été une journée plutôt pluvieuse avec une température ambiante de 25°C. L'irradiance solaire sur le module photovoltaïque incliné de 30° avec une orientation Sud a été estimée avec un ciel gris et une atmosphère humide ($\beta_A = 0,2$ et $w = 5 \text{ cm}$).

La puissance produite par le module photovoltaïque monocristallin de type Sharp NTS5E3E a été déterminée avec le modèle avec une projection sur 25 ans. Les simulations ont été menées pour le cas d'une journée ensoleillée et chaude (relevé météorologique de base du 5 octobre 2012) et d'une journée pluvieuse (8 février 2012) (**figure II-10.b**). En supposant que les conditions météorologiques du 8 février et du 5 octobre 2012 se reproduisent à l'identique pendant 25 ans, la production électrique est projetée par intervalle de cinq années.

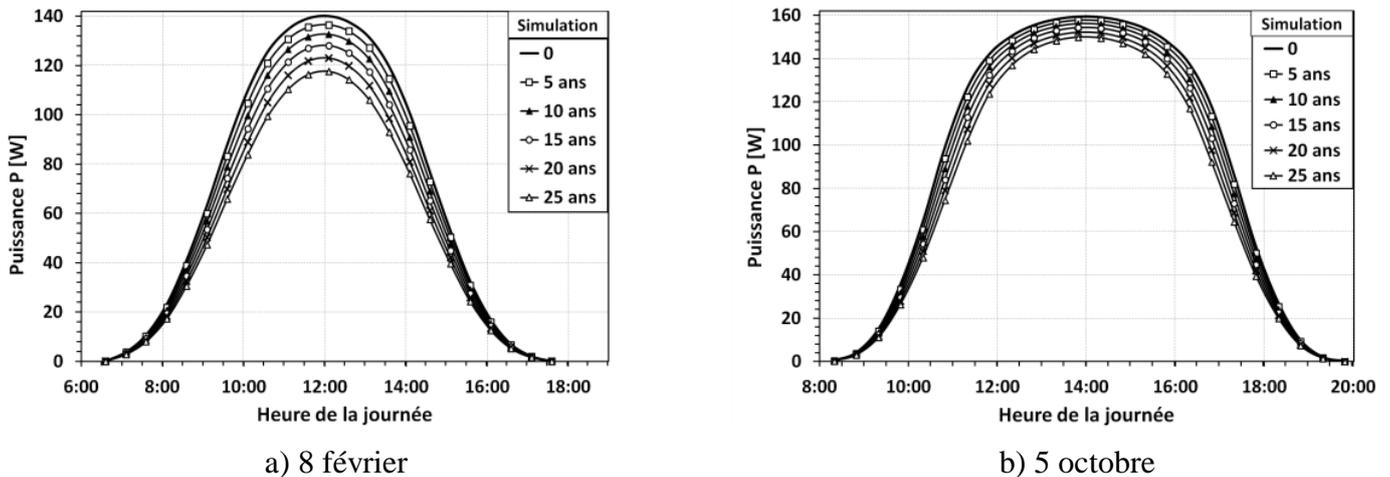


Figure II-10. Puissance électrique simulée avec projections sur 25 ans.

Pour obtenir le taux de dégradation de la puissance moyenne Γ donné par la relation (II.7), moyenne ici réalisée sur une journée, on trace $\ln\{P_{max}(t)/P_{max0}\}$ en fonction du temps pour les deux cas (**figure II-11**).

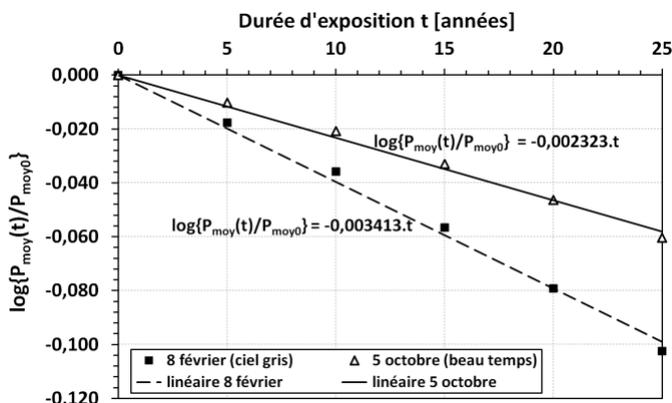


Figure II-11. – Évolution de la puissance moyenne.

	8 février	5 octobre
Éclairement moyen G_{0moy} [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]	493	616
Température ambiante moyenne T_a [$^{\circ}\text{C}$]	25	29
Taux de dégradation de la puissance Γ [%]	0,79	0,54

Tableau II.3. – Comparaison de la dégradation en puissance.

La connaissance des coefficients directeurs des droites des courbes de tendance passant par l'origine (**figure II-11**) permet de déduire les taux de dégradation Γ . L'effet du vieillissement n'est pas le même pour des conditions climatiques différentes. En effet, l'abaissement des

courbes de production électrique est plus important pour le 8 février. Le taux de dégradation de la puissance Γ est de 0,79%/an pour cette journée grise alors qu'il est de 0,54%/an pour la journée de beau temps du 5 octobre (**tableau II.3**).

L'altération des résistances électriques (augmentation de la résistance série et diminution de celle en parallèle) engendre des pertes électriques qui sont relativement plus importantes quand l'intensité est réduite. Cette dernière l'est d'autant plus que l'éclairement effectif sur la cellule photovoltaïque est diminué avec l'opacification (baisse de la transmissivité). Quand l'éclairement est plus élevé, la réduction de la puissance produite est moins importante $\Gamma = 0,54\%/an$. Dans ce cas, on est plus proche des conditions nominales. L'intensité est aussi abaissée lorsque la température augmente. Il en va de même pour la tension. La puissance décroît donc mais l'effet des pertes électriques est relativement moins prononcé.

II.5. Conclusion

Dans cette étude, on a donc présenté une approche de modélisation permettant de simuler la baisse de performance d'un module photovoltaïque suivant son vieillissement. Le circuit électrique équivalent possède des caractéristiques dépendantes du temps qui peuvent être obtenues par des mesures avec des tests accélérés. La démarche est illustrée pour le cas d'un module photovoltaïque monocristallin modélisé avec un circuit à une diode dont les lois de vieillissement ont été déterminées à partir des résultats d'un essai en chaleur humide 85°/85% rh réalisé par Hulkoff. Compte-tenu de l'équivalence prouvée entre les effets de ce protocole et les observations à Miami, la production électrique d'un module type Sharp NTS5E3E a été simulée pour une projection sur 25 ans. Les effets du vieillissement sur la production pendant une journée ont été appréciés. Ainsi, ils sont plus importants pour une journée grise que pour une journée chaude avec beau temps.

De nombreuses possibilités d'application de cette démarche existent. Cette méthodologie permet d'évaluer le comportement électrique des modules photovoltaïques suivant le vieillissement sous différents climats (chaud, aride, froid...) en justifiant au préalable les équivalences. Elle donne la possibilité de tracer les caractéristiques I-V et P-V, d'étudier la sensibilité des composants du circuit, d'optimiser une installation photovoltaïque ou d'évaluer la rentabilité d'un investissement. Il sera intéressant d'appliquer cette approche à des circuits électriques plus élaborés dont les composants sont déterminés par impédancemétrie pour différents types de cellules photovoltaïques.

Références du chapitre II

- [Castaner 2002] L. Castaner, S. Silvestre, *Modeling photovoltaic system using Pspice*, John Wiley & Sons, 2002.
- [Charki 2013] A. Charki, R. Laronde, D. Bigaud, *Accelerated degradation testing of a photovoltaic module*, Journal of Photonics for Energy, 7, 2013.
- [Communay 2002] P.H. Communay, *Héliothermique, Le gisement solaire, Méthodes et calculs*, Groupe de Recherche et d'Édition, Toulouse, 2002.
- [Czanderna 1996] A.W., Czanderna, F.J. Pern, *Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: a critical review*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 43, pp. 101–181, 1996.
- [Davis 2013] K.O. Davis, S.R. Kurtz, D.C. Jordan, J.H. Wohlgemuth, N. Sorloaica-Hickman, *Multi-pronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 21, pp. 702–712, 2013.
- [Duffie 2006] J.A. Duffie, W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley and Sons, 3rd edition, 2006.
- [Dunlop 2006] E.D. Dunlop, D. Halton, *The Performance of Crystalline Silicon Photovoltaic Solar Modules after 22 Years of Continuous Outdoor Exposure*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 14, pp. 53–64, 2006.
- [Gabor 2006] A.M. Gabor, M. Ralli, S. Montminy, L. Alegria, B. Bordonaro, J. Woods, L. Felton, *Soldering induced damage to thin Si solar cells and detection of cracked cells in modules*, Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006.
- [Greiner 2009] D. Greiner, N. Papathanasiou, A. Pflug, F. Ruske, R. Klenk, *Influence of Damp Heat on the Optical and Electrical Properties of Al-Doped Zinc Oxide*, Thin Solid Films, 517(7), pp. 2291–2294, 2009.
- [Herrmann 1997] W. Herrmann, W. Wiesner, W. Waassen, *Hot spots investigations on PV modules – new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to by-pass diodes*, Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1129–1132, 1997.
- [Hulkoff 2009] T. Hulkoff, *Usage of Highly Accelerated Stress Test (HAST) in Solar Module Aging Procedures*, Master of Science Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2009.
- [Jordan 2013] D.C. Jordan, S.R. Kurtz, *Photovoltaic Degradation Rates – an Analytical Review*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 21, pp. 12–29, 2013.
- [Kaushika 2007] N.D. Kaushika, A.K. Rai, *An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks*, Energy, 32, pp. 755–759, 2007.
- [Koehl 2012] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, *Modelling of conditions for accelerated lifetime testing of Humidity impact on PV-modules based on monitoring of climatic data*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 99, 282–291, 2012.
- [Kontges 2011] M. Kontges, I. Kunze, S. Kajari-Schröder, X. Breitenmoser, B. Bjørneklett, *The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 95, pp. 1131–1137, 2011.
- [Luque 2003] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*, John Wiley and Sons Ltd., Chichester, 2003.
- [McIntosh 2008] K.R. McIntosh, J.N. Cotsell, J.S. Cumpston, A.W. Norris, N.E. Powell, B.M. Ketola, *The effect of accelerated aging tests on the optical properties of silicone and eva encapsulants*, Proceedings Euro PVSEC, pp. 3475–3482, 2008.
- [McMahon 2004] T.J., McMahon, *Accelerated Testing and Failure of Thin-film PV Modules*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 12, pp. 235–248, 2004.
- [Mekki 2007] H. Mekki, A. Mellit, H. Salhi, B. Khaled, *Modeling and simulation of photovoltaic panel based on artificial neural networks and VHDL-language*, 4th inter. Conference on Computer integrated Manufacturing CIP'2007, 2007.

- [Munoz 2011] M.A. Munoz, M.C. Alonso-Garcia, Nieves Vela, F. Chenlo, *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*, Solar Energy, 85, pp. 2264–2274, 2011.
- [Ndiaye 2003] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi A., M.F. Cheikh Kébé, P.A. Ndiaye, V. Sambou, *Degradations of silicon photovoltaic modules*, A literature review, 96, pp. 140–151, 2013.
- [Oreski 2005] G. Oreski, G.M. Wallner, *Delamination behaviour of multi-layer films for PV encapsulation*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 89, pp. 139–151, 2005.
- [Osterwald 2009] C.R. Osterwald, T.J. McMahon, *History of Accelerated and Qualification Testing of Terrestrial Photovoltaic Modules*, A Literature Review, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 17, pp. 11–33, 2009.
- [Oth 1983] D.H. Oth, R.G. Ross, *Assessing photovoltaic module degradation and lifetime from long-term environmental tests*, Proceedings of the 29th Institute of Environmental Sciences Technical Meeting, Los Angeles, California, USA, pp. 121–126, 1983.
- [Park 2013] N. Park, C. Han, D. Kim, *Effect of moisture condensation on long-term reliability of crystalline silicon photovoltaic modules*, Microelectronics Reliability, 53(12), pp. 1922–1926, 2013.
- [Perrier 2015] G. Perrier, R. de Bettignies, S. Berson, N. Lemaître, S. Guillerez, *Impedance spectrometry of optimized standard and inverted P3HT-PCBM organic solar cells*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 101, pp. 210–216, 2012.
- [Pern 1997] F.J. Pern, *Degradation and discoloration mechanisms and formulation modifications for improved photostability*, Die Angewandte Makromolekulare Chemie, 252, pp.195–216, 1997.
- [Pern 2000] F.J. Pern, S.H. Glick, *Photothermal stability of encapsulated Si solar cells and encapsulation materials upon accelerated exposures*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 61, pp. 153–188, 2000.
- [Polverini 2012] D. Polverini, M. Field, E. Dunlop, W. Zaaiman, *Polycrystalline silicon PV modules performance and degradation over 20 years*, Progress in photovoltaics: research and applications, 21, pp 1004–1015, 2012.
- [Quintana 2002] M.A. Quintana, D.L. King, T.J. McMahon, R.C. Osterwald, *Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules*, Proceedings of the 29th Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1436–1439, 2002.
- [Raniero 2006] L. Raniero, E. Fortunato, I. Ferreira, R. Martins, *Study of nanostructured/amorphous silicon solar cell by impedance spectroscopy technique*, Journal of Non-Crystalline Solids, 352, pp. 1880–1883, 2006.
- [Realini 2002] A. Realini, E., Bura, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, *Mean time before failure of photovoltaic modules (MTBF-PVm)*, Annual Report 2002 of the Swiss Federal Office of Energy, 2002.
- [Reisner 2006] E.U. Reisner, G. Stollwerck, H. Peerlings, F. Shafiq, *Humidity in a solar module-horror vision or negligible?*, Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, pp. 2058–2060, 2006.
- [Rosell 2006] J.I. Rosell, M. Ibanez, *Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions*, Energy Conversion and Management, 47, pp. 2424–2430, 2006.
- [Saloux 2011] E. Saloux, A., Teyssedou, M. Sorin, *Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point*, Solar Energy, 85, pp. 713–722, 2011.
- [Sanchez-Friera 2011] P. Sanchez-Friera, M. Piliouline, J. Pelaez, J., Carretero, M.S. de Cardona, *Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 19, pp. 658–666, 2011.
- [Standard IEC 61215 2005] Standard IEC 61215, *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*, 2005.
- [Standard DIN EN 60068-2-66 1994] Standard DIN EN 60068-2-66, *Environmental testing - Part 2: Test methods - Test Cx: Damp heat, steady state (unsaturated pressurized vapour)*, 1994.

- [Thevenard 2013] D. Thevenard, S. Pelland, *Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions*, Solar Energy, 91, pp. 432–445, 2013.
- [Sen 2009] S.K. Sen, *How modeling can attract experimentalists to improve solar cell's efficiency: divide-and-conquer approach*, Nonlinear Analysis, 71, pp. 196–211, 2009.
- [Toledo 2012] F.J. Toledo, J.M. Blanes, A. Garrigós, J.A. Martínez, *Analytical resolution of the electrical four-parameters model of a photovoltaic module using small perturbation around the operating point*, Renewable Energy, 43, pp. 83–89, 2012.
- [Vazquez 2008] M. Vazquez, I. Rey-Stolle, *Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 16, pp. 419–433, 2008.
- [Villalva 2009] M.G. Villalva, J.R. Gazoli, E. Ruppert, *Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic array*, Brazilian Journal of Power Electronics, 14(1), 35-45, 2009.
- [Wohlgemuth 2005] J.H. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, A.M. Nguyen, J. Miller, *Long term reliability of PV modules*, Maryland. BP Solar International, 2005.
- [Xiong 2011] Z. Xiong, T.M. Walsh, A.G. Aberle, *PV module durability testing under high voltage biased damp heat conditions*, Energy Procedia, 8, pp. 384–389, 2011.
- [Yahia 2011] I.S. Yahia, H.S. Hafez, F. Yakuphanoglu, B. Filiz Senkal, M.S.A. Abdel Mottaleb, *Photovoltaic and impedance spectroscopy analysis of p–n like junction for dye sensitized solar cell*, Synthetic Metals, 161, pp. 1299–1305, 2011.

III. Étude des transferts radiatifs dans les strates semi-transparentes d'un module photovoltaïque

III.1. Caractéristiques des couches constitutives d'un module photovoltaïque avec cellule en silicium

III.1.1. Constitution

Un capteur photovoltaïque est composé de plusieurs couches de matériaux (**figure III-1**) :

- une couche de verre, destinée à protéger la cellule
- une couche d'EVA (acétate de vinyle) qui sert à l'encapsulation de la cellule
- une couche mince anti-réfléchissante
- une électrode transparente conductrice (TCO : Transparent Conductive Oxide) qui laisse passer les rayonnements lumineux tout en assurant la conduction des charges
- les deux couches de silicium N et P pour la conversion photovoltaïque
- une couche en aluminium qui réfléchit les photons vers la jonction PN et qui assure l'électrode arrière.
- une feuille de matériau polymère pour assurer la rigidité

L'encapsulant (EVA) enrobe les cellules solaires à l'intérieur du stratifié et les protège contre les attaques chimiques. La face arrière du module est rendue entièrement étanche à l'humidité et est protégée des dommages mécaniques par une feuille polymère très résistante. Les épaisseurs et caractéristiques thermiques des différents matériaux constitutifs sont données par la **figure III-1** et le **tableau III-1**.

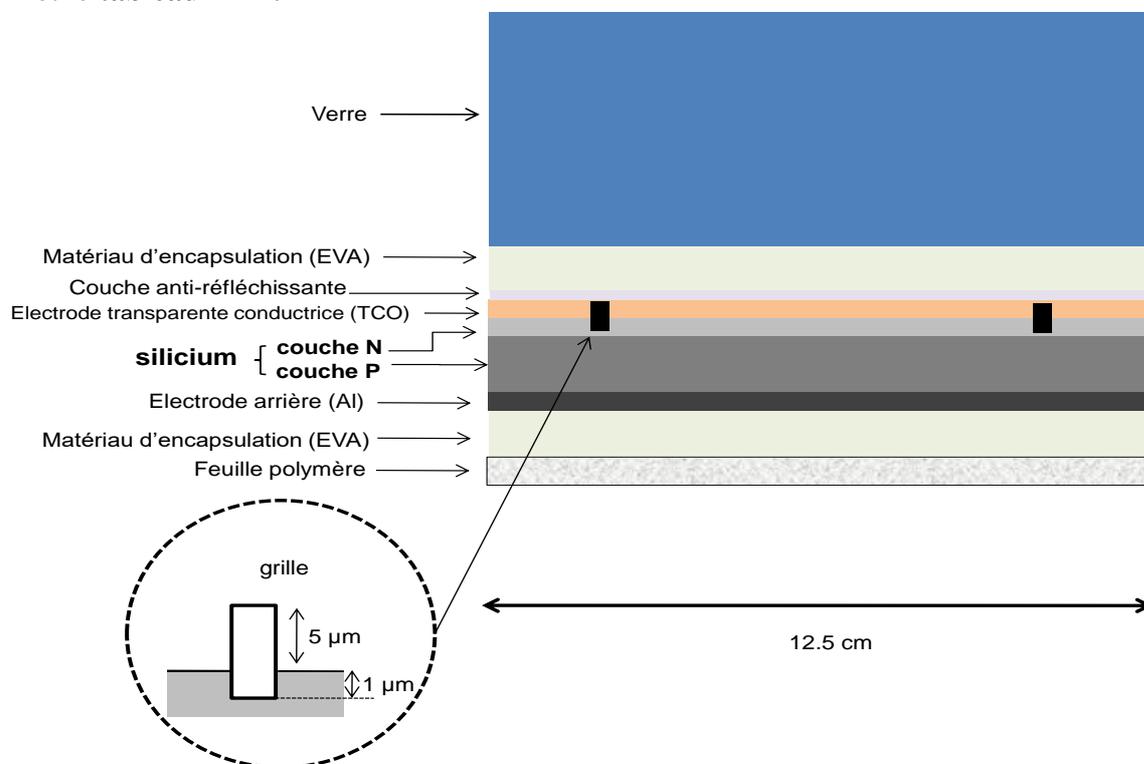


Figure III-1. Les différentes couches d'une cellule type au silicium.

Le côté des cellules de forme carrée peut être de 10 cm, 12,5 cm ou 20 cm.

Récapitulatif des épaisseurs :

- Verre trempé : 2,5 mm
- Grille : 5 μm de largeur [Antonini 2005] et 5 μm de hauteur
- Bus : 150 à 300 μm de largeur [Vitanov 2009] et 5 μm de hauteur
- EVA : 0,5 mm
- Couche anti réfléchissante (Nitrure de Silicium) : 60 nm [Benmohamed 1999]
- TCO : 600 nm
- Si : 300 μm : couche N : 0,4 μm , couche P : 300 μm
- Al : 2 μm [Benick 2008]
- EVA : 0,5 mm
- Couche de Polymère : 0,5 mm
- Largeur de la cellule : 12,5 cm

III.1.2. Caractéristiques thermiques et radiatives des différentes couches

Les propriétés des différentes couches sont données dans le **Tableau III-1**.

	ρ [kg.m ⁻³]	C_p [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹].	λ [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
Verre	2500	800	1,4
EVA	934	1926	2,7
TCO (TiO2)	390 < ρ < 430	528	21,9
Si	233	700	148
Al	270	897	237
Polymère	940	1900	0,42 – 0,51
Ag	10490	235	427
Verre pyrex	2320	1090	1,42
Polypropylène	910	1700	0.22

Tableau III-1. Propriétés massiques et thermiques des matériaux des différents matériaux à 300 K.

Le spectre de la source solaire est rappelé par la **figure III-2**. Le pic d'émission se trouve dans le visible.

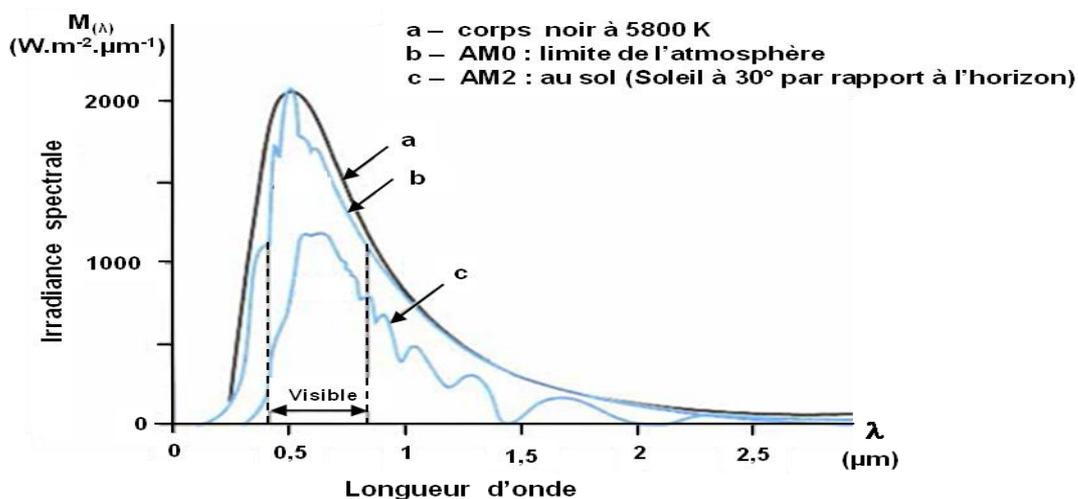


Figure III-2. Spectres solaires [Laugier 1981]

Le spectre solaire est rappelé **figure III-2**. Les propriétés radiatives des trois couches supérieures sont données par les **figures III-3 à III-5**. Le verre est transparent à 95% dans le visible, tout comme l'encapsulant EVA. Le silicium absorbe en moyenne à 50% le rayonnement dans le visible. Le verre absorbe à 80% dans l'infrarouge ce qui conduit à son échauffement et à celui du système photovoltaïque.

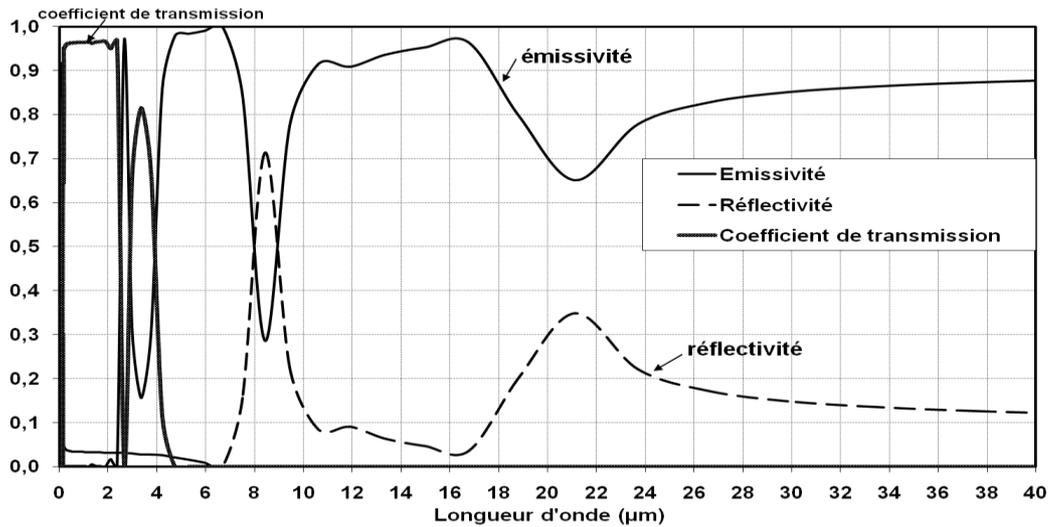


Figure III-3. Spectre du verre de 2,5 mm d'épaisseur [Palik 1998].

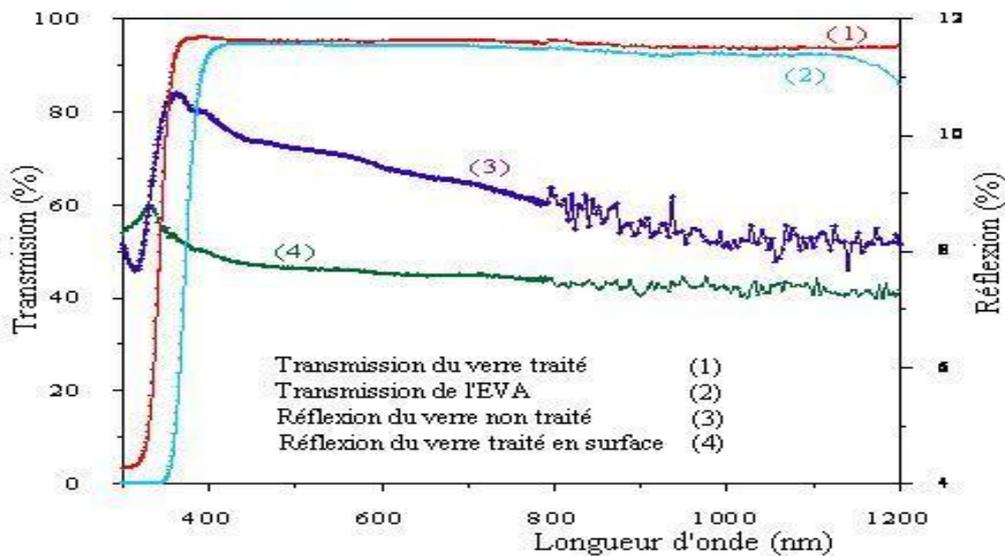


Figure III-4. Spectres de transmission et de réflexion de l'EVA [El Amrani 2006]

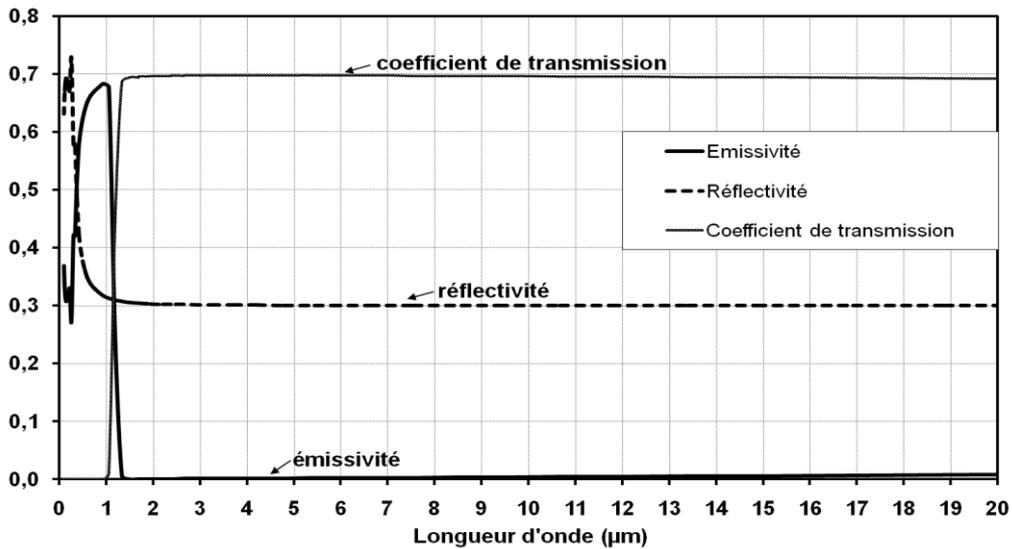


Figure III-5. Spectre du silicium à 300 K pour une épaisseur de 500 µm [Palik 1998]

III.1.3. Atténuation du rayonnement incident

Le rayonnement incident à une cellule photovoltaïque est, avant d'atteindre la jonction PN, atténué, réfléchi ou diffusé par différents facteurs (Figure III-6):

- le dépôt de particules à la surface : sable, calcaire, carbonées [Goossens 1999 ; Hegazy 2001] ;
- l'érosion due à des particules projetées avec une énergie suffisante pour arracher de fins morceaux de verre. L'endommagement du verre par des impacts (spallation) a été étudié [Nyoungue 2005]. L'influence sur le rendement n'a pas été quantifiée à notre connaissance ;
- une pellicule d'eau dont les propriétés qui permet de réduire les réflexions et la température des cellules [Krauter 2004] ;
- le vieillissement des matériaux d'encapsulation qui brunissent avec le temps [Hulkoff 2009] ;
- l'ombrage.

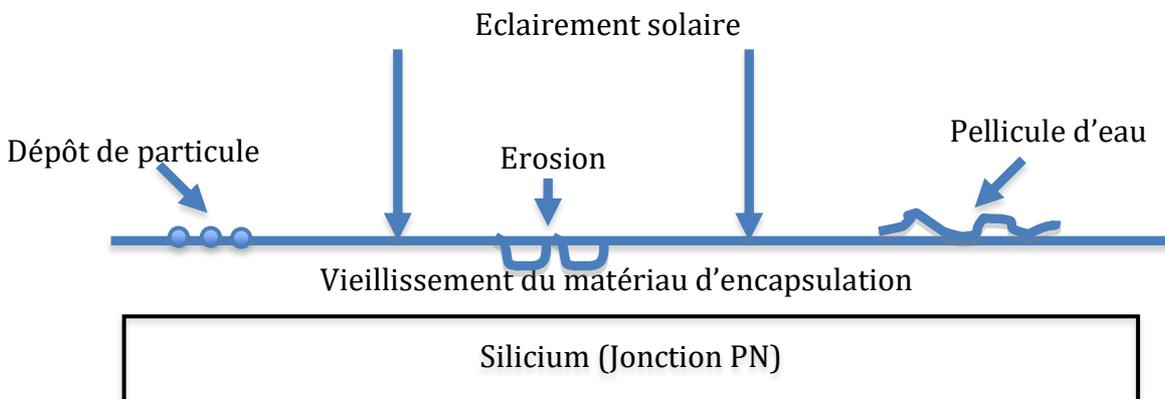


Figure III-6. Causes de l'atténuation du rayonnement incident arrivant à la jonction PN

III.2. Modélisation du transfert radiatif dans une lame de verre : modèle équivalent d'atténuation

III.2.1. Approche théorique du rayonnement

III.2.1.1. Intensité radiative I_λ

C'est la densité de flux émis dans la direction D par unité de surface normale à D ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$). Elle est définie pour une longueur d'onde λ donnée.

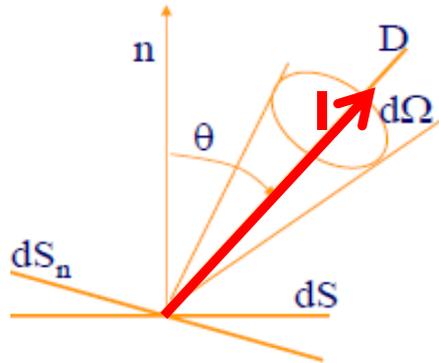


Figure III-7. Intensité radiative monochromatique.

Le flux de chaleur radiatif I_0 , lorsqu'il arrive sur une surface est partiellement :

Réfléchi → réflectivité $\rho = \frac{I_{r,\lambda}}{I_{0,\lambda}}$ (III.1)

Absorbé → absorptivité $\alpha = \frac{I_{a,\lambda}}{I_{0,\lambda}}$ (III.2)

Transmis → transmissivité $\tau = \frac{I_{t,\lambda}}{I_{0,\lambda}}$ (III.3)

La somme de ces facteurs est égale à 1 :

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad \text{(III.4)}$$

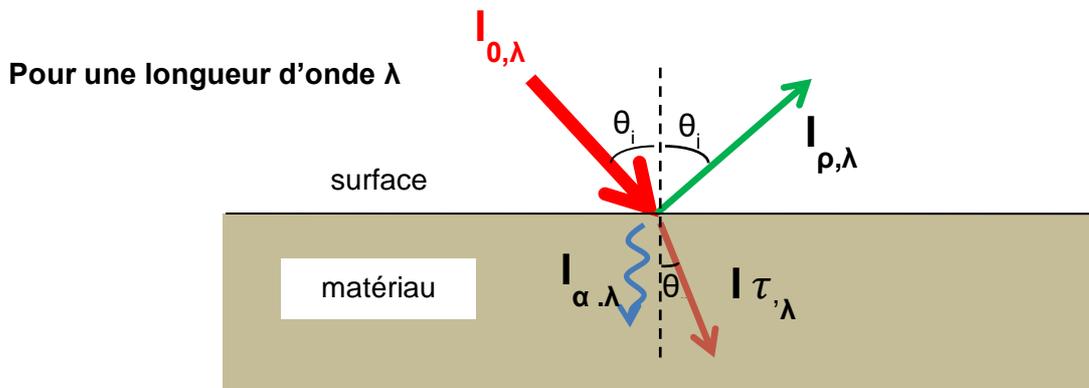


Figure III-8. Décomposition du flux radiatif incident.

Il y a deux types de réflexion : la réflexion diffuse où le rayon incident est réfléchi dans une direction aléatoire (équiprobabilité dans la demi-sphère), et la réflexion spéculaire où le rayon incident est réfléchi avec le même angle.

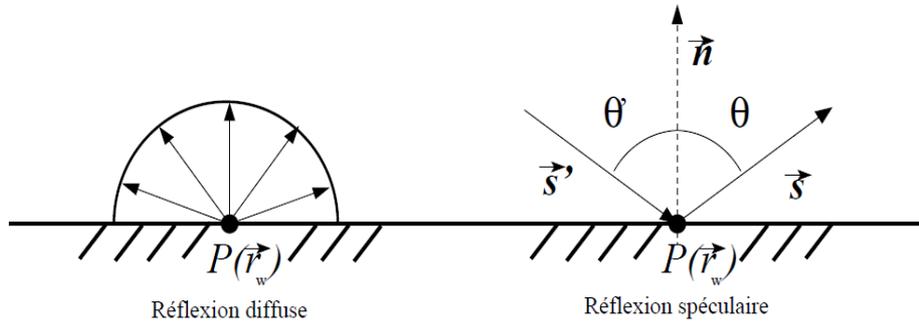


Figure III-9. Réflexion diffuse ou aléatoire pour une surface.

III.2.1.2. Équation de transfert radiatif

Une formulation de l'équation de transfert radiatif est donnée par l'expression suivante [Modest 1993] :

$$\frac{\partial I(\vec{r}, \vec{s})}{\partial s} + (a + \sigma_s)I(\vec{r}, \vec{s}) = an^2 \frac{\sigma T^4}{\pi} + \frac{\sigma_s}{4\pi} \int_0^{4\pi} I(\vec{r}, \vec{s}') \phi(\vec{s} \cdot \vec{s}') d\Omega' \quad (\text{III.5})$$

Les termes correspondent respectivement à la variation d'intensité suivant la direction, l'absorption, la diffusion externe, l'émission et la diffusion interne. Dans cette équation, on a :

- \vec{r} : vecteur position
- \vec{s} : vecteur direction
- \vec{s}' : vecteur direction de la diffusion
- s : longueur du chemin
- a : coefficient d'absorption
- n : indice de réfraction
- σ_s : coefficient de diffusion
- σ : constante de Stefan-Boltzmann ($5,672 \times 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$)
- I : intensité radiative qui dépend du vecteur position \vec{r} et de la direction \vec{s}
- T : température locale ambiante
- ϕ : fonction de phase
- Ω' : angle solide
- $a + \sigma_s$ correspond à l'épaisseur optique.

III.2.2 Résolution avec la méthode DOM (Discrete Ordinate Method)

Fluent est un logiciel de modélisation multi physique mais plus particulièrement dédié à la mécanique des fluides, GAMBIT en est son mailleur (Figure III-10). Ce dernier permet de créer sa propre géométrie et ainsi de pouvoir mailler une surface ou des surfaces géométriques qui seront ensuite exploitées sous Fluent. Fluent est le solveur qui permet d'effectuer les simulations numériques et de visualiser les résultats obtenus après convergence.

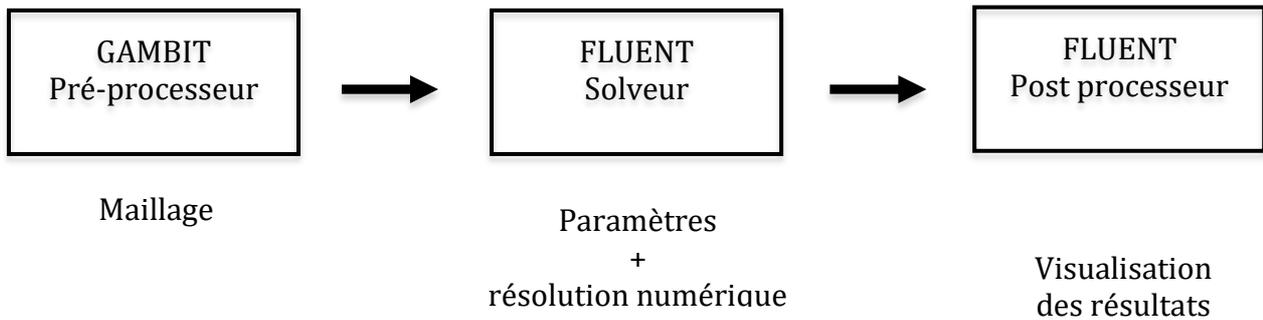


Figure III-10. Etapes de la modélisation sous Fluent.

Il existe différentes méthodes de résolution de l'équation de transfert radiatif [Modest 1993]. Pour différents types de problèmes, une méthode de résolution peut être plus appropriée qu'une autre. Avant de porter son choix sur une des méthodes, il faut relever certains paramètres :

- l'épaisseur optique : aL avec L la longueur caractéristique du domaine
- la nature du matériau
- l'émissivité et la diffusion.

Les différentes méthodes sous Fluent sont [Fluent 2005] :

- **P1 et Rosseland** : pour les milieux très épais ($aL \gg 1$) ;
- **S2S** : Surface to Surface : adaptée pour un système fermé avec un milieu non participant ainsi que des sources localisées de chaleur ;
- **DTRM** : toutes les surfaces sont diffuses, tous les corps sont gris et très long en temps de calcul ;
- **DOM** : diffusion et émission, seule méthode où l'on peut considérer des parois semi-transparentes, des surfaces spéculaires, des corps non gris, des effets de particules qui est intéressante pour tenir compte des dépôts de particules.

Notre choix s'est porté sur la méthode DOM (Discrete Ordinate Method) car elle permet de traiter de manière la plus efficace les milieux semi-transparentes et d'introduire la variation des propriétés radiatives selon la longueur d'onde du rayonnement. Cette méthode est basée sur les représentations discrètes de la variation de l'intensité radiative suivant une direction. Une solution est trouvée en résolvant l'équation de transfert radiative pour un ensemble de directions discrètes qui permettent de balayer l'angle solide de 4π . On réalise une différenciation finie des directions.

Discretisation angulaire :

Le vecteur directeur est défini dans un repère cartésien par les angles polaire φ et azimutal θ (**Figure III-11**). Aussi, l'espace angulaire (4π) est subdivisé en N_d angles solides définis par le nombre d'angle polaire N_θ et azimutal N_φ (avec un pas constant). Chaque octant (angle de 45°) de l'angle solide pour n'importe quelle localisation est discrétisée en $N_\theta + N_\varphi$ angles solides de valeur ω_i , appelé angle de contrôle.

En 2D, quatre octants sont résolus suivant $4 * N_\theta * N_\varphi$ directions. Chaque angle de contrôle est divisé en $N_{\theta p} * N_{\varphi p}$ pixels. L'énergie contenue dans chaque pixel est alors traitée comme entrant ou sortant de la face.

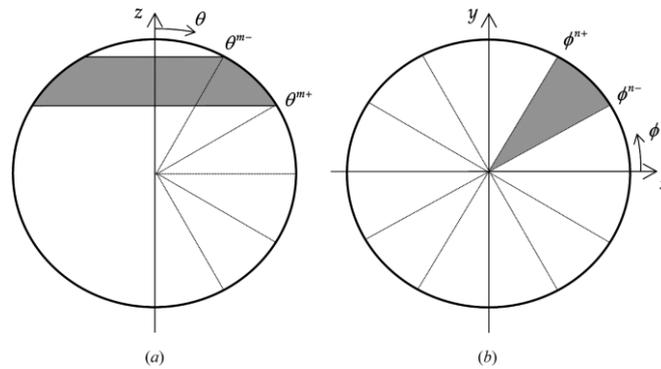


Figure III-11 : Schémas de l'angle de contrôle : (a) l'angle polaire angulaire θ mesuré par-rapport à l'axe z, (b) l'angle azimutal angulaire par-rapport l'axe x.

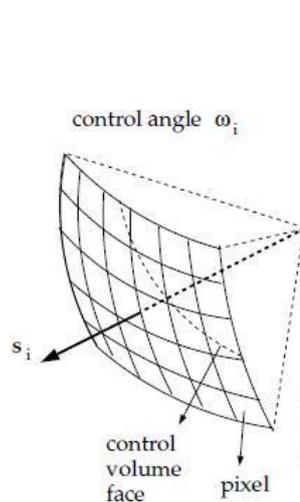


Figure III-12. Pixélisation.

III.2.3. Modélisation de la lame de verre

III.2.3.1. Géométrie et maillage

Nous avons choisi de modéliser la couche de verre de notre cellule type qui est un corps semi-transparent comme l'encapsulant. Le but est de maîtriser les paramètres du logiciel Fluent dans le cas de la modélisation du rayonnement dans un milieu semi-transparent.

Un test de maillage a été réalisé pour une géométrie simple et symétrique avec un flux uniforme. Pour être valide, notre résultat ne doit que très faiblement varier en affinant le maillage. Nous avons donc effectué des tests avec un maillage suffisamment raffiné mais pas trop dense pour trouver un compromis entre les erreurs de discrétisation et celles d'arrondis. Le maillage final retenu sous Gambit comprend $25 \times 250 = 6250$ cellules ou volumes de contrôle. La taille des cellules est également choisie de manière à ce que le nombre de rayons émis (et donc tracés) pour les cellules ayant un côté correspondant à une condition aux limites soit suffisamment élevé en une zone restreinte pour que les solutions locales de l'équation de transfert radiatif soient réalistes.

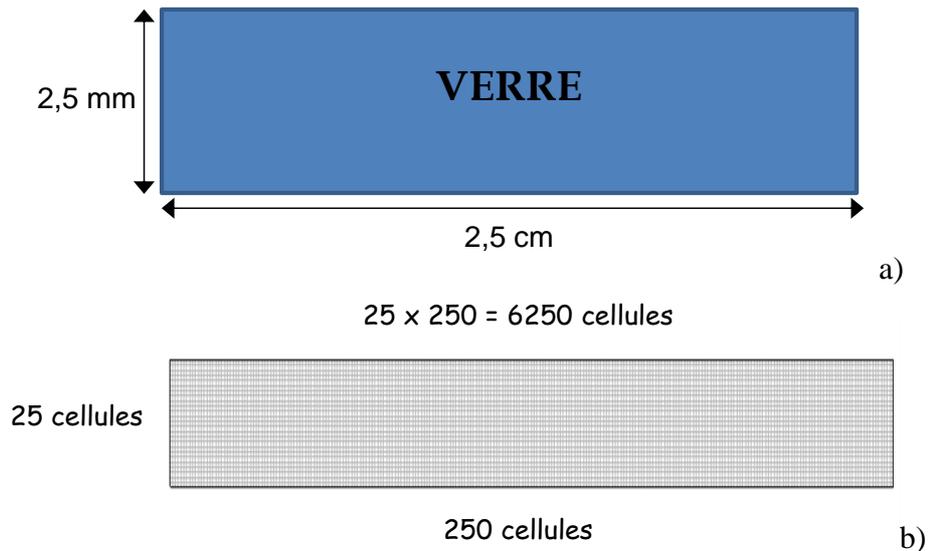


Figure III-13. Dimensions de la lame de verre (a) et maillage sous GAMBIT (b).

III.2.3.2. Paramétrages du solveur

Les différents paramètres entrés et choisis pour la modélisation de la couche de verre sous Fluent sont:

- ✓ Modèle : le choix des équations à résoudre est indiqué. Dans notre cas, on doit résoudre l'équation de la chaleur (energy equation) et celle de transfert radiatif (équation III.5) ;
- ✓ Choix de la méthode de résolution de l'équation de transfert radiatif.

La résolution de l'équation de transfert radiatif par la méthode des ordonnées discrètes nécessite de préciser les discrétisations des angles, le nombre d'itérations et de bandes de longueur d'onde.

La méthode DOM est choisie car elle est la seule permettant de traiter des surfaces semi transparentes sous Fluent.

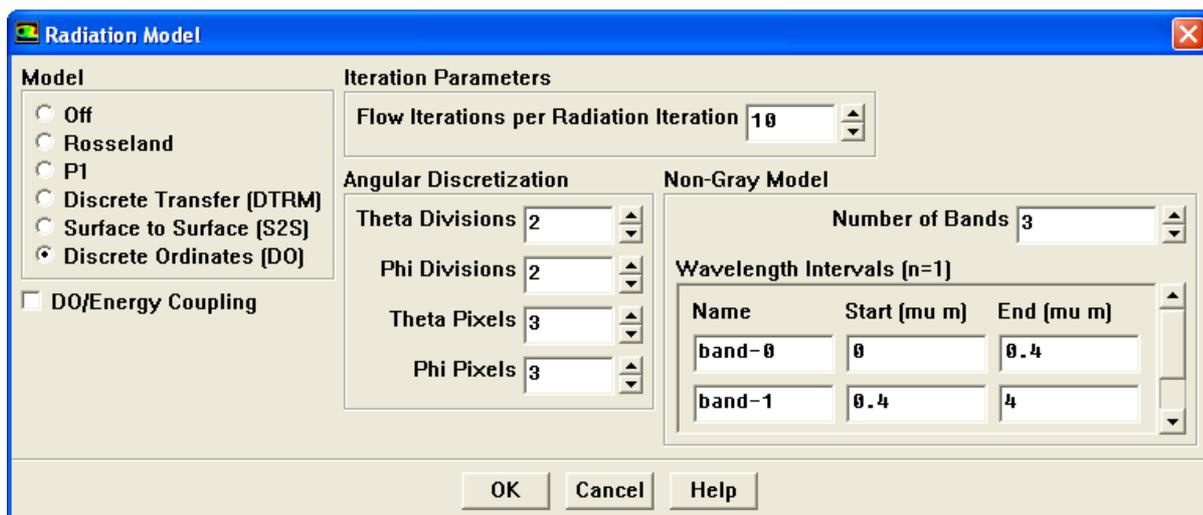


Figure III-14. Paramétrages.

Ainsi les valeurs suivantes sont entrées :

- Rythme de résolution par rapport aux itérations : 10
- Discrétisation angulaire $4 N_{\theta} N_{\phi} = 4 \cdot 2 \cdot 2 = 16$ directions (cas d'un modèle 2D)
- Nombre de pixels $N_{\theta p} N_{\phi p} = 3 \cdot 3$ car le problème comprend des limites semi-transparentes
- En observant le spectre donnant les propriétés d'émission (absorption), de transmission et de réflexion du verre, les trois domaines suivants (bandes) ont été retenus :
 - Bande 1 : 0 à 0,4 μm (UV)
 - Bande 2 : 0,4 à 4 μm (visible + IR)
 - Bande 3 : 4 à 100 μm (IR).

Les propriétés du verre sont entrées par le volume :

- Masse volumique $\rho = 2500 \text{ kg.m}^{-3}$
- Conductivité thermique $\lambda = 1,4 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$
- Chaleur massique $C_p = 800 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$.

Le verre est un milieu participant.

Choix des conditions aux limites (boundary conditions) :

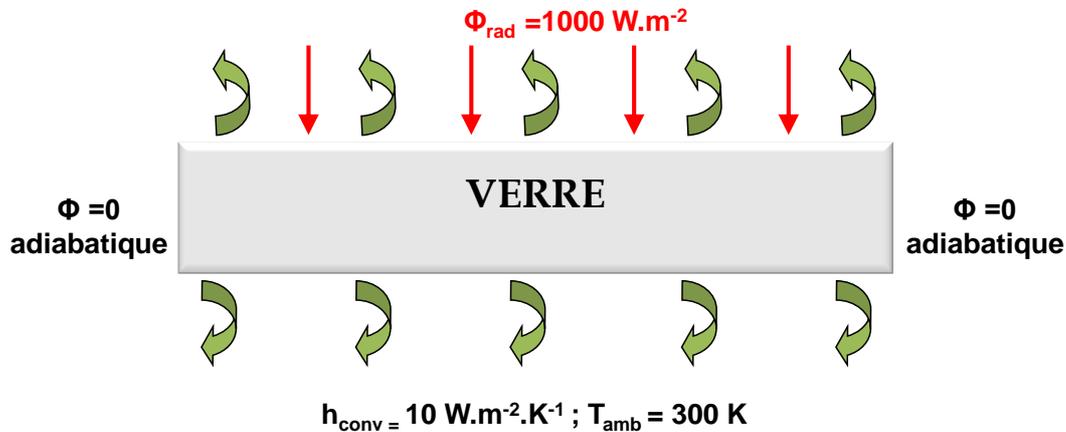


Figure III-15. Conditions aux limites choisies

Conditions aux limites :

➤ Surface supérieure

Pertes par convection et rayonnement :

- Coefficient d'échange par convection : $h = 10 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$ (air sans vent convection naturelle)
- Température du milieu ambiant : 300 K.

- Emissivité du milieu environnant : 1, considéré comme un corps noir pour reproduire l'émissivité du soleil.
- Largeur du faisceau : $\theta=10^{-6}$ ° $\varphi=10^{-6}$ ° pour se mettre dans le cas d'un rayon (faisceau très fin)
- Direction du flux radiatif (0, -1, 0) flux vertical incident

Irradiance pour se rapprocher des ordres de grandeur de la courbe d'émission du Soleil (proche d'un corps noir) :

- bande 0 : 0
 - bande 1 : 1000 W.m⁻²
 - bande 2 : 0
- Fraction diffuse : 1 car le rayonnement du Soleil est diffus.
- Surface inférieure : La même chose sauf que l'irradiance est mise à 0 (pas d'éclairement sur la face inférieure initialement).
 - Les côtés
 - Pertes thermiques nulle (flux égale à 0, condition d'adiabaticité) car on s'est placé dans le cas d'une « portion » d'une lame de verre.
 - Surface opaque d'émissivité nulle donc une surface totalement réfléchissante de manière diffuse (diffuse fraction = 1).

À noter que les contacts entre les strates sont déclarés comme des interfaces pour lesquels les indices optiques sont précisés. Ces dernières séparent deux domaines ayant des propriétés distinctes et les flux conductifs et radiatifs échangés entre les deux milieux adjacents sont calculés.

III.2.4. Résultats

III.2.4.1. Résultats de la modélisation sans vieillissement

- **1^{er} cas : modélisation d'une couche de verre**

Après avoir rentré les paramètres cités ci-dessus le champ du flux transmis par le verre est représenté par les contours suivants. La **figure III.16** représente le contour du flux radiatif sur la face supérieure et inférieure du verre. Le verre se caractérise par un coefficient d'absorption de l'ordre de 0,4 m⁻¹ et d'un indice de réfraction 1,6 dans le visible.

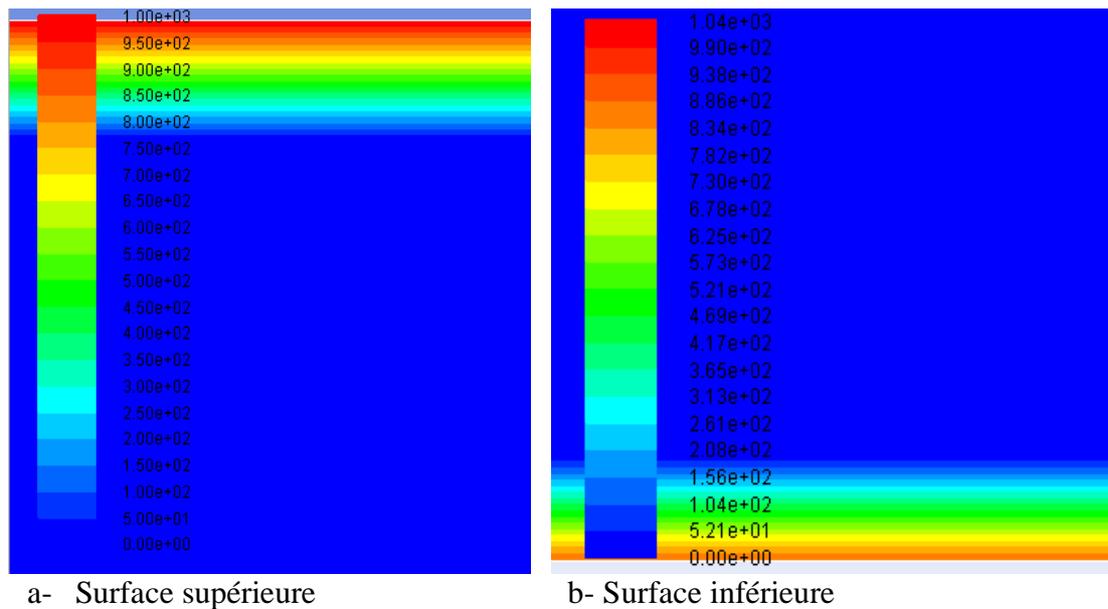


Figure III-16. Contour du flux radiatif sur la face supérieure et inférieure du verre.

Le flux radiatif incident est de 1000 W/m^2 sur la face supérieure et transmis il est de $892,27 \text{ W/m}^2$ sur la face inférieure.

Afin de valoriser nos résultats, l'estimation du coefficient de transmission est nécessaire. Le coefficient de transmission est donné par le rapport du flux lumineux transmis à la surface inférieure et du flux lumineux incident sur la surface supérieure.

Le coefficient de transmission du verre est calculé par la relation suivante :

$$\tau = \frac{\phi(\text{surface inférieure})}{\phi(\text{surface supérieure})} = \frac{892,27}{1000} = 0,8922 \quad (\text{III.6})$$

Le résultat de la transmissivité du verre $\tau = 89,22\%$ montre que le verre se qualifie par un coefficient de transmission élevé ; ce qui confirme les valeurs typiques de transmissivité du verre qui varie de 0,84 à 0,97 [Modest 1993].

○ 2^{ème} cas : modélisation du polymère EVA

Une couche d'EVA de 2,5 cm de longueur et 0,5 mm d'épaisseur est modélisée. Son maillage sous Gambit comprend $5 \times 250 = 1250$ cellules ou volumes de contrôle. L'EVA est considéré comme ayant les mêmes propriétés radiatives que le verre.

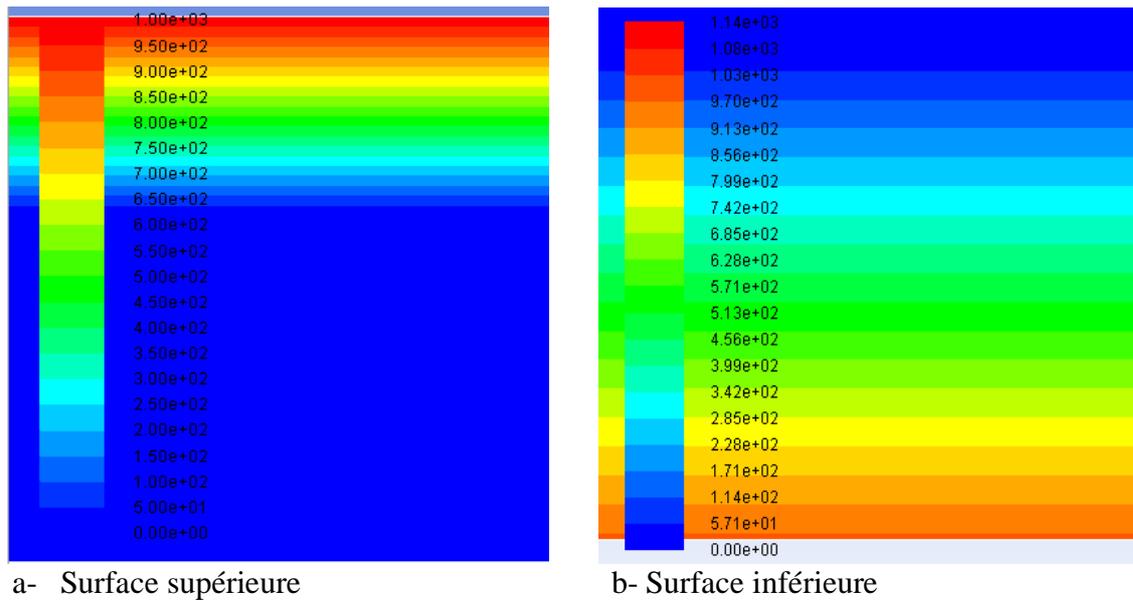


Figure III-17. Contour du flux radiatif sur la face supérieure et inférieure de l'EVA.

La **figure III.17** représente le contour du flux radiatif sur la face supérieure et inférieure de l'EVA. La surface supérieure est exposée à 1000 W/m^2 ; après son passage à travers la couche d'EVA on obtient un flux transmis de $982,6 \text{ W/m}^2$ sur la surface inférieure.

Le coefficient de transmission est donné par :

$$\tau = \frac{\varnothing(\text{surface inférieure})}{\varnothing(\text{surface supérieure})} = \frac{982,6}{1000} = 0,986 \quad (\text{III.7})$$

On remarque que le coefficient de transmission de l'EVA est très élevé dans le visible ; sa fonction principale est de garder une très haute transmission. C'est pour cela qu'il est très convoité par l'industrie photovoltaïque.

○ **3^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA)**

Afin de visualiser le flux transmis à la cellule, on propose de superposer les deux couches verre et EVA.

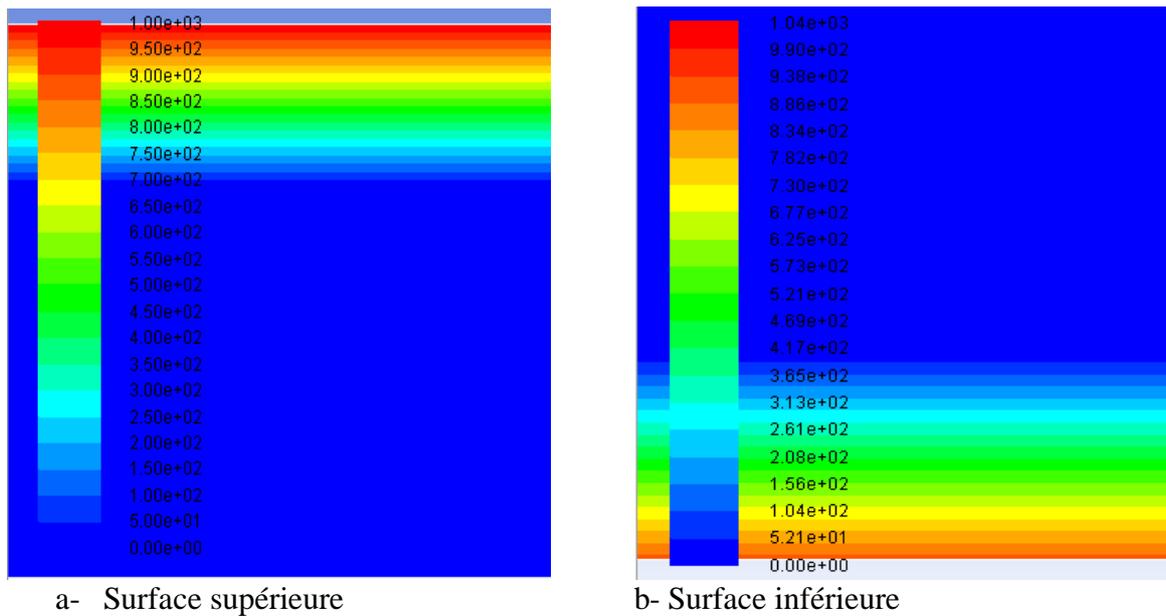


Figure III-18. Contour du flux radiatif dans une couche de (Verre+ EVA).

La **figure III-18** représente le contour du flux radiatif transmis par une couche de (Verre+ EVA).

On observe une atténuation du flux radiatif de la face supérieure du verre de 1000 W/m^2 à $869,1 \text{ W/m}^2$ sur la face inférieure de l'EVA.

Le coefficient de transmission est de :

$$\tau = \frac{869,1}{1000} = 0,8691 \quad (\text{III.8})$$

On remarque que la transmittance diminue sensiblement par rapport au cas précédent car on a mis deux matériaux semi-transparentes ensemble ; donc la transmittance diminue en traversant les épaisseurs des différents matériaux. 1

○ **4^{ème} cas : modélisation d'une couche (verre+ EVA+ Si)**

On ajoute une troisième couche de silicium (cellule photovoltaïque) pour pouvoir estimer la quantité du flux radiatif réellement transmis à la cellule. L'absorptivité du silicium est de l'ordre de $0,7 \text{ m}^{-1}$ dans le visible et l'indice de réfraction est de l'ordre de 1,329.

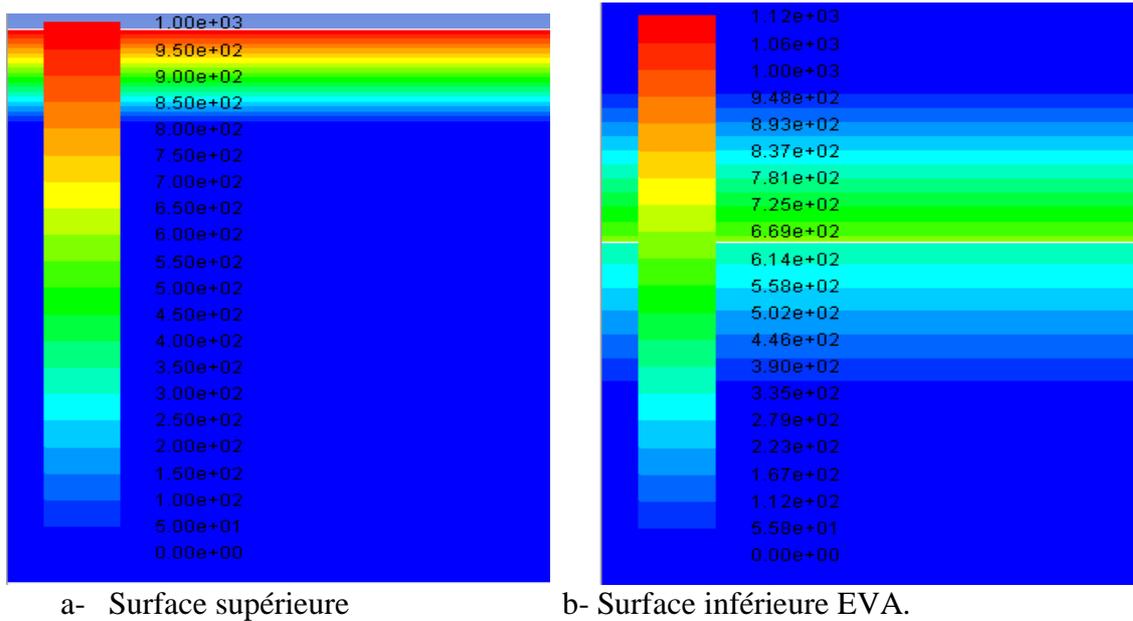


Figure III-19. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ EVA+ Si).

La figure III-19 représente le contour du flux radiatif de la couche de (Verre+ EVA+ Si).

Un flux radiatif de 633,1 W/m² est obtenu à la face inférieure de l'EVA pour un flux initial de 1000 W/m² sur la face supérieure du verre.

Le coefficient de transmission est :

$$\tau = \frac{633,1}{1000} = 0,633 \quad (\text{III.9})$$

On remarque que la transmittance a encore diminué en ajoutant une troisième couche.

○ 5^{ème} cas modélisation d'une couche de verre (pyrex)

Dans ce cas un autre type de verre est choisi pour la modélisation afin de comparer les propriétés optiques de chaque matériau. Ce type de verre se caractérise par un indice de réfraction de 1,472 et un coefficient d'absorption de 0,6 m⁻¹.

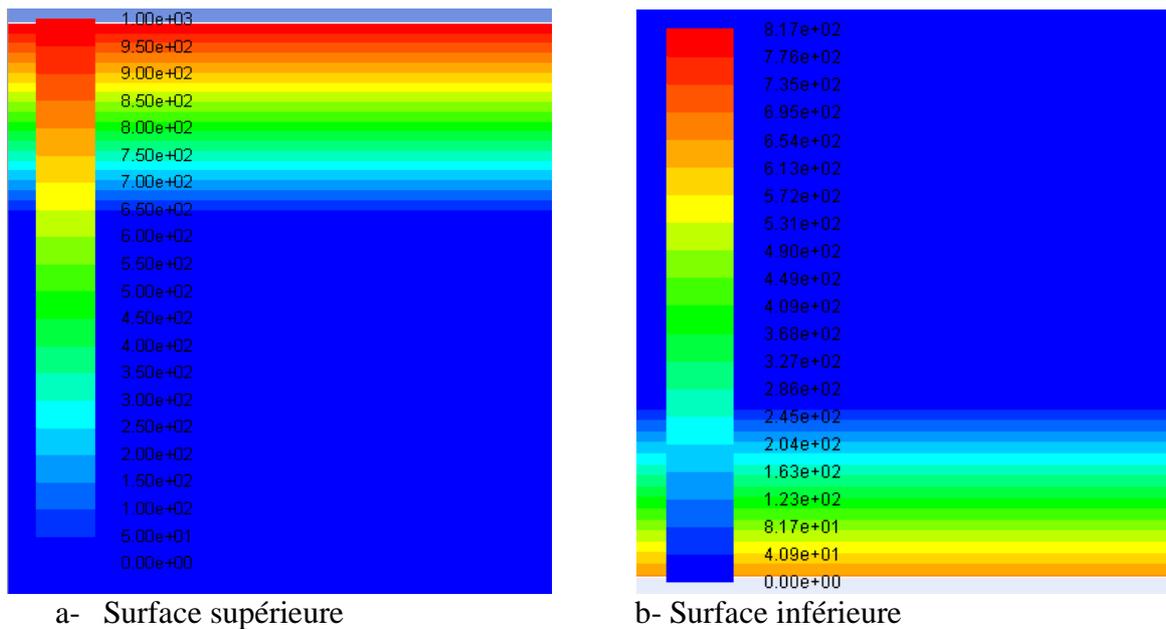


Figure III-20. Contour du flux radiatif de la couche de verre (pyrex)

La figure III-20 représente le contour du flux radiatif de la couche de verre pyrex.

On observe que le flux radiatif transmis par ce type de verre est de l'ordre de 647,6 W/m².

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{\varnothing(\text{surface inférieure})}{\varnothing(\text{surface supérieure})} = \frac{647,6}{1000} = 0,647 \quad (\text{III.10})$$

On remarque que le coefficient de transmission est moins élevé que celui du verre trempé modélisé dans le premier cas.

○ 6^{ème} cas : modélisation du polymère polypropylène

Dans ce cas, un autre type de polymère caractérisé par un indice de réfraction de 1,54 et un coefficient d'absorption de 0,6 m⁻¹ est modélisé afin de trouver le polymère le mieux adapté. Cette résine présente un caractère moins élastomère que l'EVA. En effet, l'introduction du motif acétate diminue la rigidité. Cela permet à EVA d'avoir plus de flexibilité et une meilleure tenue aux chocs, même à basse température.

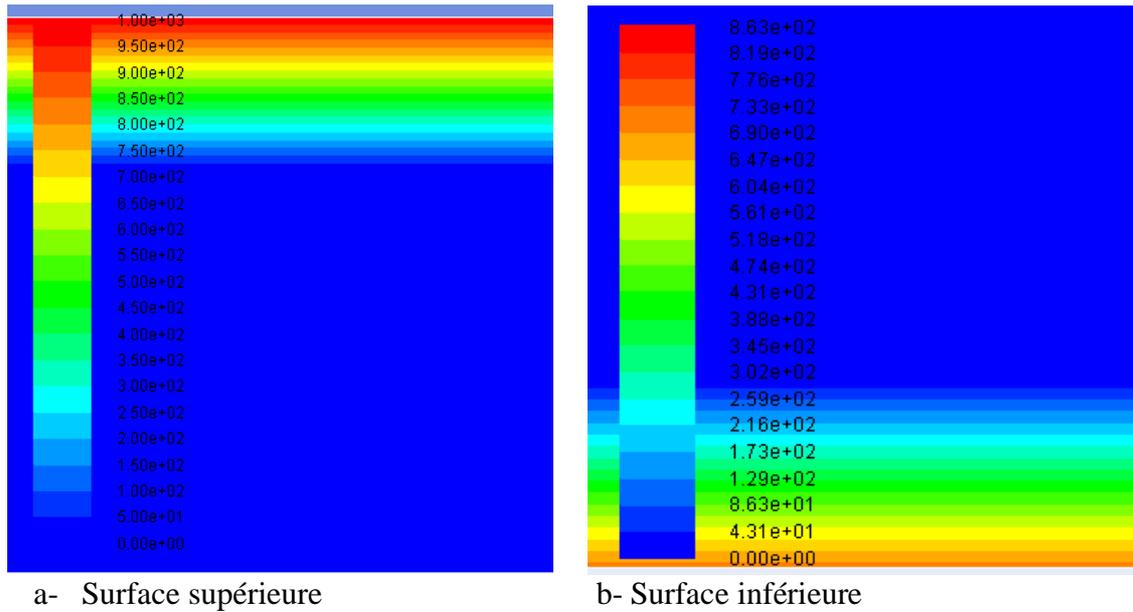


Figure III-21. Contour du flux radiatif du polymère polypropylène.

La figure III-21 représente le contour du flux radiatif du polymère polypropylène.

On observe que le flux radiatif transmis à la face inférieure du polypropylène est de l'ordre de 709,5 W/m².

Le coefficient de transmission est :

$$\tau = \frac{709,5}{1000} = 0,709 \quad (\text{III.11})$$

D'après ces résultats on trouve que le polymère EVA a des propriétés optiques de transmission meilleures que le polypropylène.

○ 7^{ème} cas : modélisation du (verre pyrex + polypropylène)

Dans ce cas, les deux couches de verre pyrex et de l'encapsulant en polypropylène sont superposées pour comparer les résultats obtenus avec ceux du verre trempé et de l'EVA.

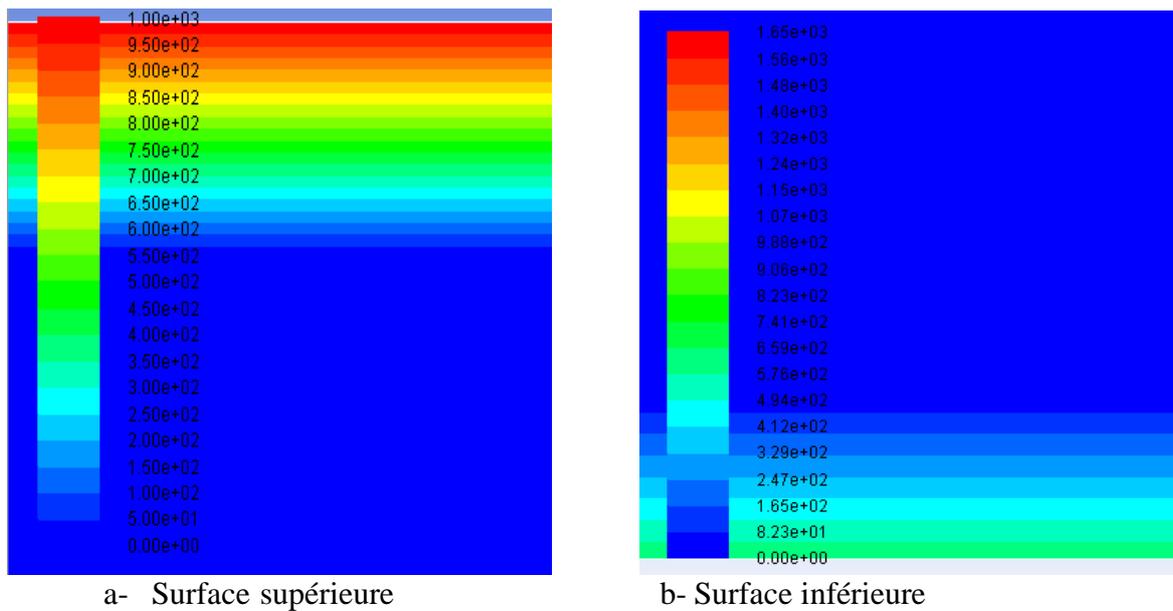


Figure III-22. Contour du flux radiatif de la couche de (verre pyrex+ polypropylène).

La figure III-22 représente le flux radiatif à travers la couche (verre pyrex+ polypropylène).

On observe que le flux radiatif est de 1000 W/m² sur la face supérieure du verre et diminue à la valeur de 629,8 W/m² sur la face inférieure du polypropylène.

Le coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{\phi(\text{surface inférieure})}{\phi(\text{surface supérieure})} = \frac{629,8}{1000} = 0,628 \quad (\text{III.12})$$

On remarque que le coefficient de transmission est beaucoup moins important que celui du verre trempé+ EVA.

III.2.4.2. Interprétation des 7 cas (sans vieillissement)

En premier lieu, la transmittance du verre et de l'EVA a été étudiée séparément pour montrer que les deux matériaux se caractérisent par un coefficient de transmission très élevé, respectivement de 89,2% et 98,2% dans le visible.

La superposition des deux couches verre et EVA montre que la transmittance ($\tau = 86,9\%$) diminue avec l'augmentation de l'épaisseur des différents matériaux.

Par la suite, une troisième couche en silicium est ajoutée aux deux précédentes couches (verre+ EVA+Si) ; la transmittance a encore diminué ($\tau = 63,31\%$) en raison du coefficient d'absorption important du silicium.

Enfin un autre type de verre et un autre type de polymère ont été étudiés afin de comparer les propriétés optiques de chaque matériau. Le verre trempé et l'EVA restent toujours les matériaux les plus adaptés pour la fabrication des modules photovoltaïques compte-tenu de leurs caractéristiques optiques intéressantes.

III.2.4.3. Modélisation avec vieillissement

○ 1^{er} cas : modélisation du (verre+ air+ EVA+ Si)

Dans ce premier cas de modélisation avec vieillissement, une couche d'air d'une épaisseur de 2 mm avec un coefficient de réfraction de 1 et un coefficient d'absorption nul est introduite entre le verre et l'EVA pour reproduire l'effet de la délamination.

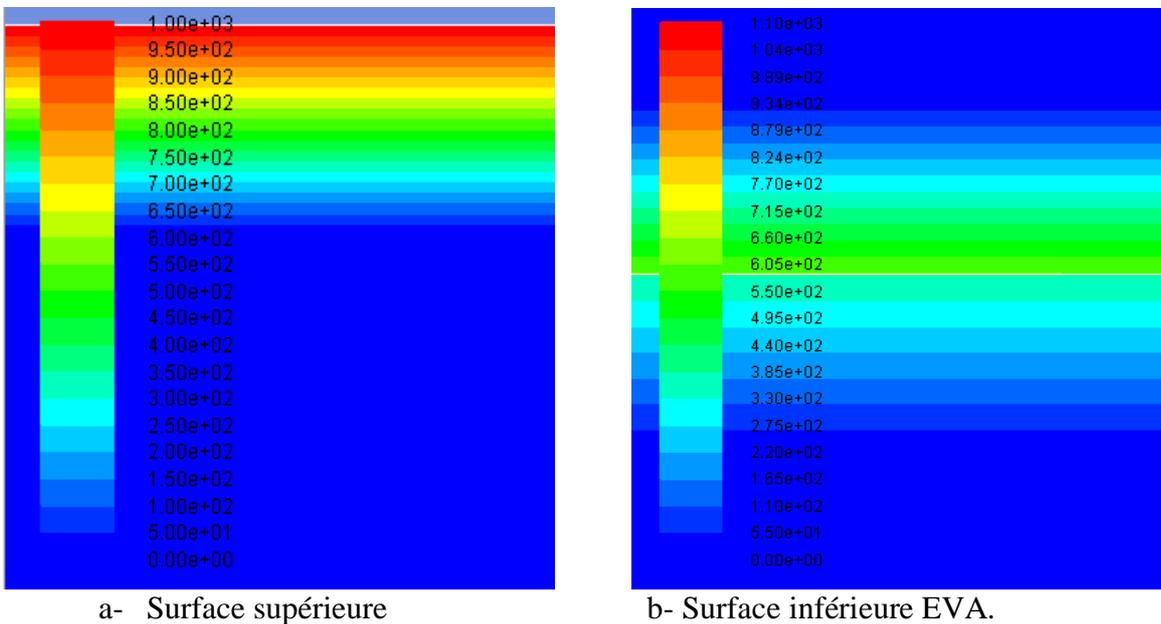


Figure III-23. Contour du flux radiatif de la couche de (verre + air+ EVA+ Si).

La figure III-23 représente le contour du flux radiatif de la couche de (verre +air +EVA +Si).

Un flux radiatif de 1000 W/m² incident sur la face supérieure du verre s'atténue jusqu'à 598,8 W/m² sur la face inférieure de l'EVA.

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{\phi(\text{surface inférieure})}{\phi(\text{surface supérieure})} = \frac{598,8}{1000} = 0,598 \quad (\text{III.13})$$

On remarque que le coefficient de transmission a diminué de 5,53% comparé au quatrième cas de la modélisation sans lame d'air.

○ 2^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA+ air +Si)

Dans ce cas une couche d'air de 2 mm d'épaisseur est mise entre l'EVA et le silicium pour voir l'effet de l'emplacement de la couche d'air sur la transmittance.

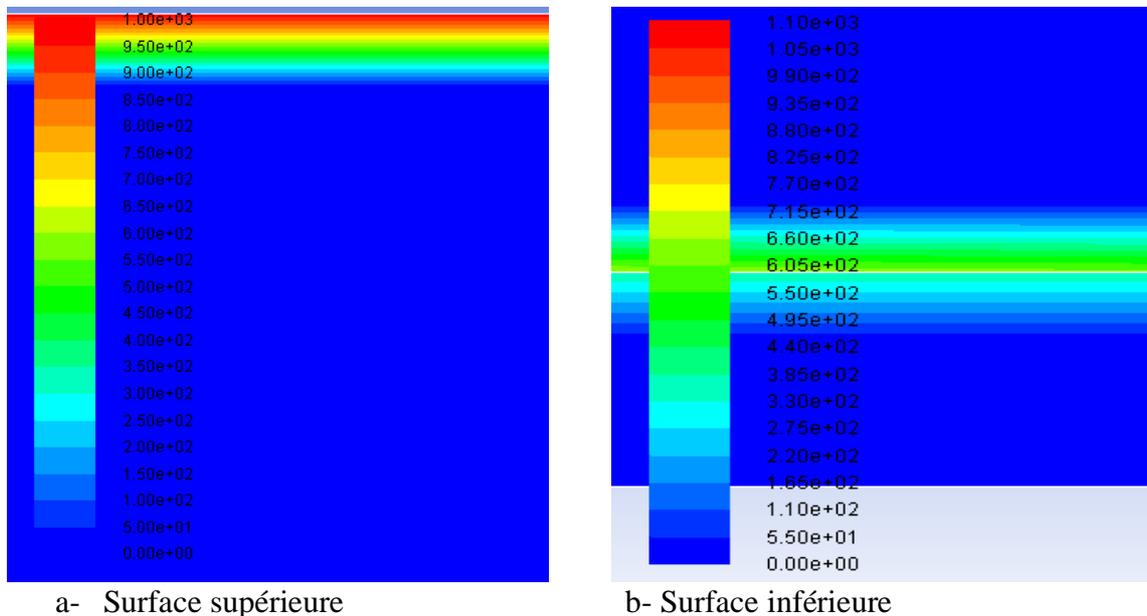


Figure III-24. Contour du flux radiatif de la couche de (verre +EVA +air +Si).

La figure III-24 représente le contour radiatif de la couche de (verre+ EVA+ air+ Si).

Le flux radiatif incident de 1000 W/m² diminue jusqu'à 593,5 W/m² sur la face inférieure de l'air.

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{593,5}{1000} = 0,593 \quad (\text{III.14})$$

On remarque une transmittance presque égale à la précédente en plaçant la couche d'air entre l'EVA et le silicium.

○ 3^{ème} cas modélisation du (verre+ eau+ air+ EVA + Si)

Dans ce cas un autre type de dégradation est étudié en introduisant une couche d'eau de 0.2 mm d'épaisseur et une couche d'air de 2 mm entre le verre et l'EVA afin de reproduire l'effet du délaminage avec pénétration d'eau.

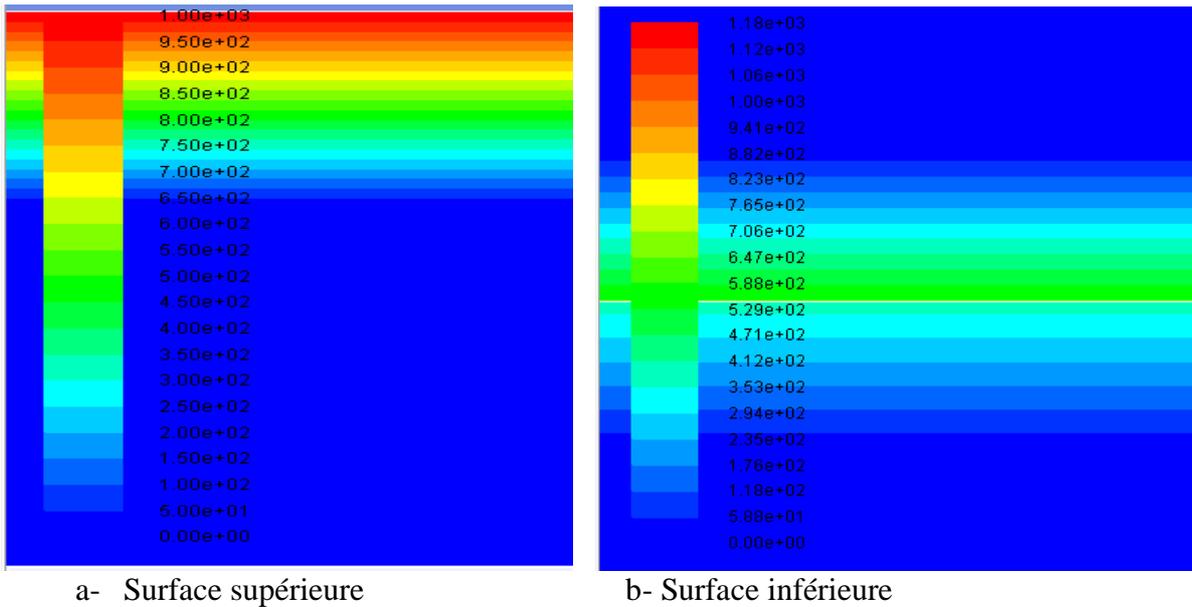


Figure III-25. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ eau+ air+ EVA+ Si).

La figure III-25 représente le contour du flux radiatif de la couche de (verre+ eau+ air+ EVA+ Si).

On observe que le flux radiatif incident s'est atténué à $537,4 \text{ W/m}^2$ à la surface inférieure de l'EVA.

Le coefficient de transmission est donné par :

$$\tau = \frac{537,4}{1000} = 0,537 \quad (\text{III.15})$$

On remarque que le coefficient de transmission s'est encore affaibli de 9,44 % en ajoutant la couche d'eau.

○ 4^{ème} cas : modélisation du (verre+ EVA+ eau+ air+ Si)

Dans ce cas, le changement s'est porté seulement sur l'emplacement de l'eau et de l'air pour repérer quel positionnement influence le plus les propriétés optiques.

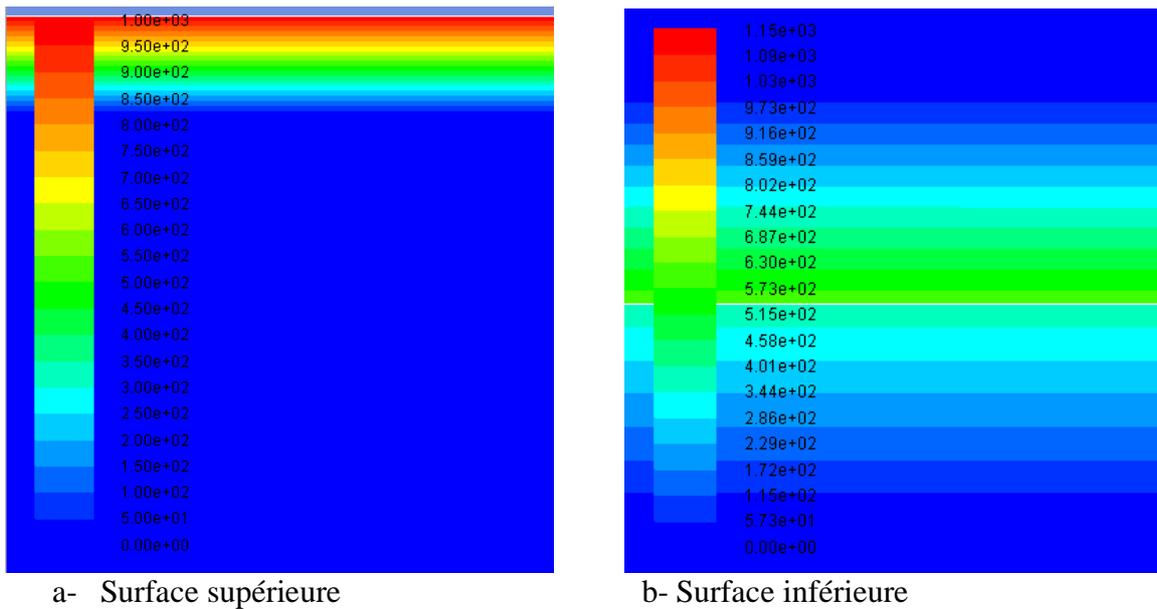


Figure III-26. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ EVA+ eau+ air+ Si).

La **figure III-26** représente le contour du flux radiatif de la couche de (verre+ EVA+ eau+ air+ Si).

On observe que le flux radiatif incident s'affaiblit jusqu'à $541,3 \text{ W/m}^2$ sur la face inférieure de l'air.

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{541,3}{1000} = 0,541 \quad (\text{III.16})$$

On remarque que le coefficient de transmission n'a pas changé d'une manière significative en changeant l'emplacement des couches d'air et d'EVA.

○ **5^{ème} cas : Modélisation du (verre+ air+ poussière+ EVA+ Si)**

Afin de reproduire l'effet de la pénétration de poussière, une couche d'air de 2 mm et une couche de poussière de 3 mm sont introduites entre le verre et l'EVA. Une poussière de calcaire est considérée avec un coefficient d'absorption de $0,34 \text{ m}^{-1}$ et un indice réfraction 1,64.

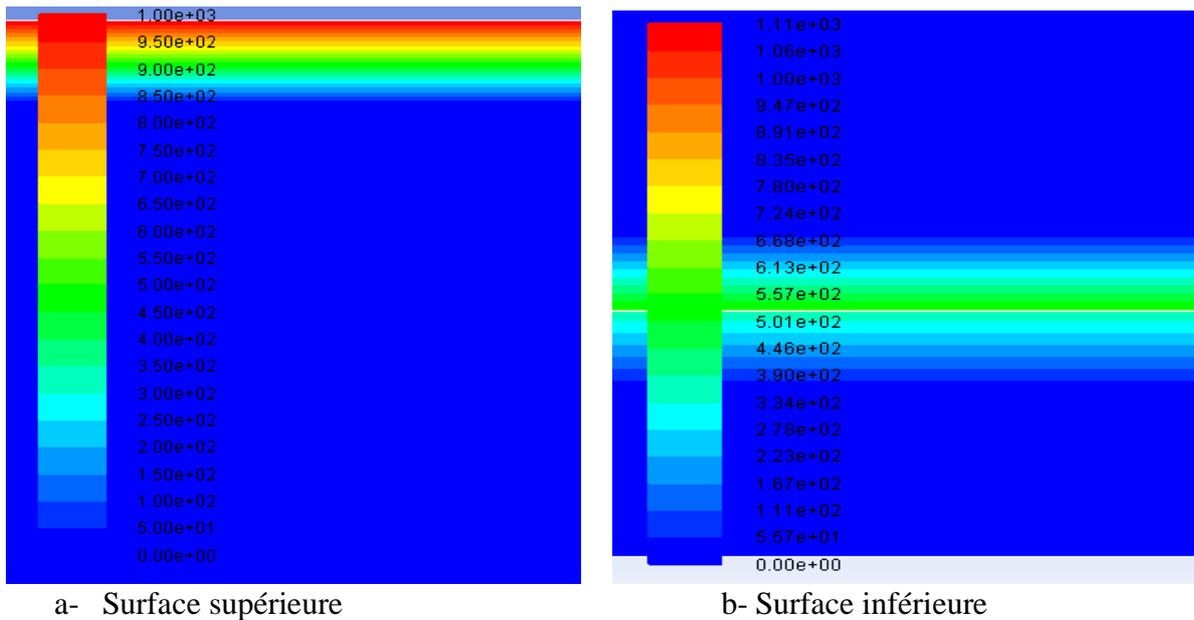


Figure III-27. Contour du flux radiatif de la couche de (verre+ air+ poussière+ EVA+ Si)

La **figure III-27** représente le flux radiatif dans les couches supérieures et inférieures de (verre+ air+ poussière+ EVA+ Si).

Pour une exposition à 1000 W/m^2 , on obtient une valeur du flux transmis de $546,9 \text{ W/m}^2$ au niveau de la face inférieure de l'EVA.

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{\phi(\text{surface inférieure})}{\phi(\text{surface supérieure})} = \frac{546,9}{1000} = 0,546 \quad (\text{III.17})$$

On remarque que la transmission diminue encore de 7,92% comparée au cas sans poussière.

○ **6^{ème} cas : modélisation de (poussière + verre)**

Pour reproduire l'effet d'un dépôt de poussière sur le verre, une couche de poussière de 1 mm d'épaisseur est considérée sur une couche de verre de 2,5 mm.

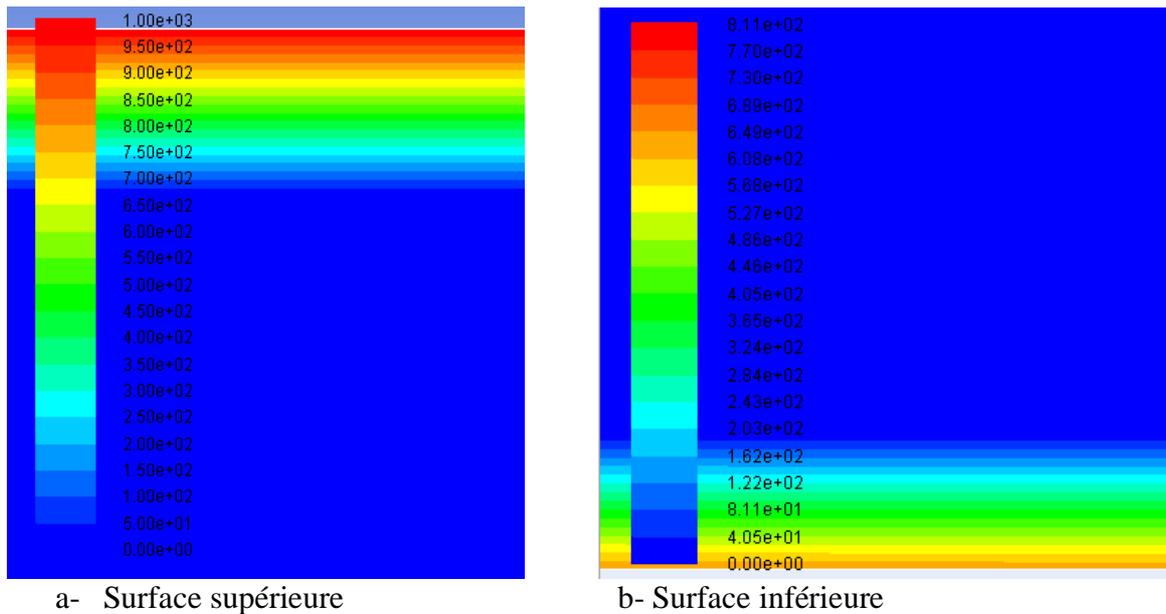


Figure III-28. Contour du flux radiatif de la couche de (poussière+ verre).

La figure III-28 représente le contour du flux radiatif de la couche de (poussière+ verre).

La couche supérieure de poussière reçoit un flux radiatif de 1000 W/m² qui est atténué à 616,3 W/m² sur la face inférieure du verre.

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{\phi(\text{surface inférieure})}{\phi(\text{surface supérieure})} = \frac{616,3}{1000} = 0,616 \quad (\text{III.18})$$

La transmission du verre s'atténue d'environ 38% comparée au verre sans poussière.

○ 7^{me} cas : modélisation de (poussière + verre)

On propose d'augmenter l'épaisseur de la couche de poussière à 2 mm pour voir l'influence de cette dernière sur l'atténuation de la transmittance.

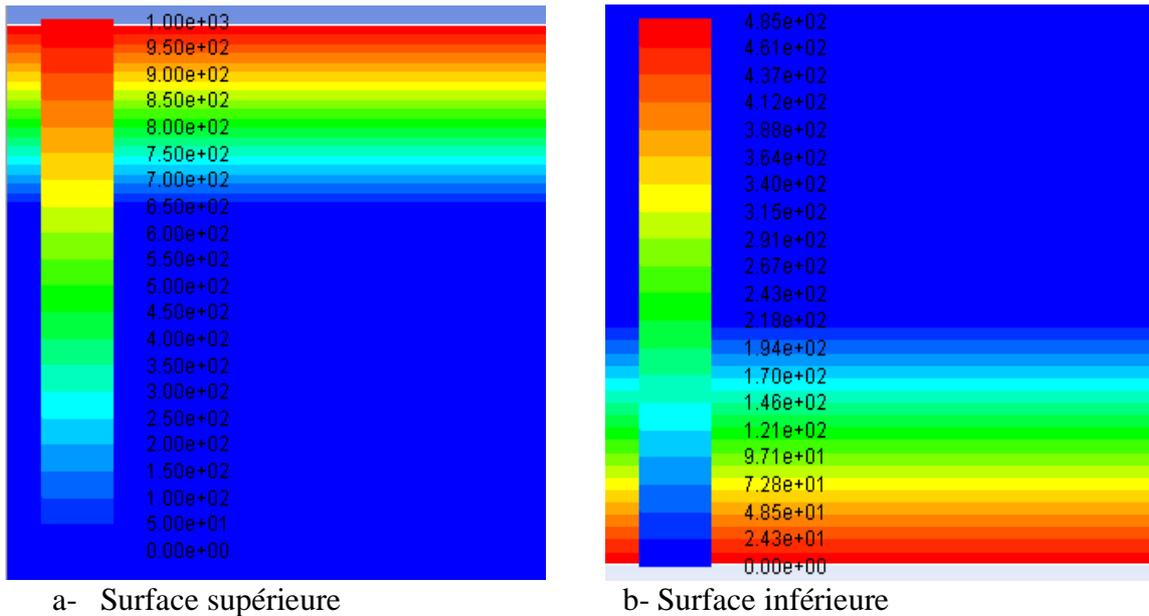


Figure III-29. Contour du flux radiatif de la couche de (poussière + verre)

La **figure III-29** représente le contour du flux radiatif de la couche de (poussière + verre).

On observe que le flux transmis n’atteint même pas la moitié du flux initial.

Coefficient de transmission :

$$\tau = \frac{\phi(\text{surface inférieure})}{\phi(\text{surface supérieure})} = \frac{485}{1000} = 0,485 \quad (\text{III.19})$$

On remarque que l’atténuation de la transmittance est plus importante avec l’augmentation de l’épaisseur de la couche de poussière.

III.2.4.4. Interprétation des cas avec vieillissement

Pour la modélisation avec vieillissement, on propose dans un premier temps d’introduire une couche d’air entre le verre et l’EVA (verre+ air+ EVA+ Si) puis entre l’EVA et le silicium (verre+ EVA+ air+ Si) afin de reproduire la dégradation du module photovoltaïque relative à la délamination et de voir l’influence de l’emplacement de l’air ; les résultats respectifs des coefficients de transmission furent 59,8% et 59,3%. On en conclut que l’emplacement d’air n’a pas une très grande influence sur les propriétés optiques globales.

Dans un second temps, une couche d’air et une d’eau sont introduites entre le verre et l’EVA (verre+ air+ eau+ EVA+ Si) ($\tau = 0,537$), puis placée entre l’EVA et le silicium (verre+ EVA+ air+ eau+ Si) ($\tau = 0,541$) afin de reproduire l’effet de pénétration d’eau et de voir l’influence de l’emplacement de l’air et de l’eau. Ces résultats montrent que l’intrusion d’eau a une influence majeure, sur la transmittance compte tenu de l’important indice de réfraction de l’eau.

Dans un troisième et dernier temps une couche de 3 mm de poussière est mise entre le verre et l'EVA (verre+ poussière+ EVA+ Si) ($\tau = 0,546$). Une couche de 1 mm de poussière est posée sur le verre ($\tau = 0,616$), puis une couche de 2 mm d'épaisseur sur la couche de verre ($\tau = 0,485$). On en conclut que plus l'épaisseur de la poussière augmente plus l'atténuation est importante.

Conclusion

Un panneau photovoltaïque perd en moyenne entre 10 et 15% de son rendement, essentiellement à cause des pertes optiques.

Les résultats de la simulation numérique nous ont permis de différencier l'influence des différents types de dégradations sur l'atténuation de la transmittance donc sur les performances du module photovoltaïque.

Les conclusions tirées sont les suivantes :

- Le verre trempé et l'EVA restent les matériaux les plus appropriés pour la fabrication des panneaux photovoltaïques.
- La délamination n'a pas un grand effet sur la dégradation des propriétés optiques mais engendre d'autres types de dégradations telles que la pénétration d'eau et de poussière, qui provoqueront une modification de la transmittance et donc une diminution importante de la puissance générée.
- La transmittance diminue avec l'augmentation de l'épaisseur optique.

III.2.4.5. Atténuation en fonction de l'épaisseur optique

On s'intéresse à l'atténuation dans la lame de verre de 2,5 mm d'épaisseur. Un flux de 1000 W/m² est considéré.

La résolution se fait avec une méthode du premier ordre qui est le schéma le plus stable pour le cas d'un régime permanent. Une diminution du résidu de 10⁶, soit 6 ordres de grandeurs, est bien obtenue. Les calculs ont été faits pour différentes épaisseurs optiques. Le coefficient d'absorption **a** est quasiment nul pour le verre ($a \approx 0 \text{ m}^{-1}$). Sachant que l'épaisseur de la lame de verre est prise à 2,5 mm (longueur caractéristique $L = 0,0025 \text{ m}$), il en résulte une épaisseur optique très faible. Cependant, si on considère que l'absorptivité **a** est supérieure, voire très supérieure à 0, alors l'atténuation du rayonnement sortant au niveau inférieur de la lame semi-transparente est importante.

La différence entre le flux incident reçu sur la face supérieure et celui transmis au niveau de la face inférieure est calculée pour différentes épaisseurs optiques (**tableau III-2**). Les résultats sont reportés sur la **figure III-30**.

Epaisseur optique	1,E-08	1,E-06	1,E-04	1,E-02	1,E-01	1	10	1,E+02
A	4,E-06	4,E-04	4,E-02	4,E+00	4,E+01	4,E+02	4,E+03	4,E+04
Wall fluxes (W.m⁻²)								
Face supérieure								
Beam Irradiation Flux (Band 0)	0	0	0	0	0	0	0	0
Beam Irradiation Flux (Band 1)	998	998	998	998	998	998	998	998
Beam Irradiation Flux (Band 2)	0	0	0	0	0	0	0	0
Beam Irradiation Flux (Band 0+1+2)	998	998	998	998	998	998	998	998
Face inférieure								
Transmitted Radiation Flux (Band 0)	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmitted Radiation Flux (Band 1)	559,6	559,6	559,36	536,8	391,39	76,87	2,74	1,98
Transmitted Radiation Flux (Band 2)	412,54	412,54	412,53	412,92	438,37	559,15	584,02	584,89
Transmitted Radiation Flux (Band 1+2+3)	972,14	972,14	971,89	949,72	829,76	636,02	586,76	586,87
Atténuation (différence)	25,86	25,86	26,11	48,28	168,24	361,98	411,24	411,13
Atténuation (différence en %)	2,59%	2,59%	2,62%	4,84%	16,86%	36,27%	41,21%	41,20%

Tableau III-2. Estimation de l'atténuation.

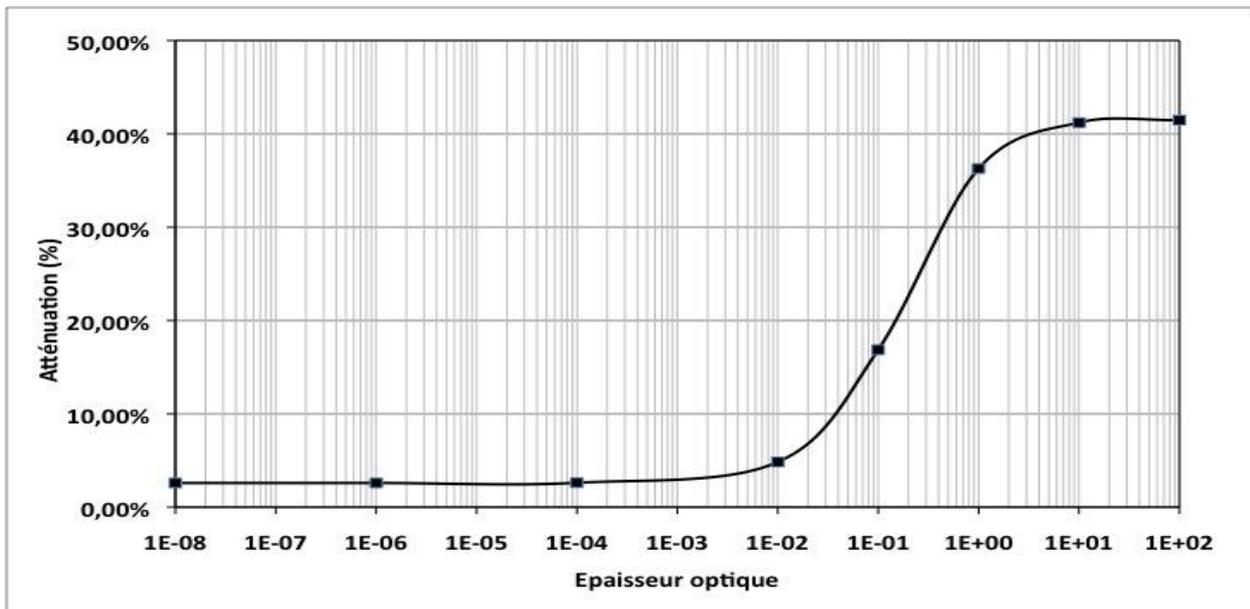


Figure III-30. Représentation de l'atténuation en fonction de l'épaisseur optique.

L'atténuation est pratiquement constante en dessous d'une épaisseur optique de 10^{-2} . Entre 10^{-2} et 10, l'atténuation augmente fortement, avant de se stabiliser pour finalement marquer un palier à 10.

III.2.4.6. Validation du modèle pour le verre

Le coefficient d'absorption peut être déterminé à partir du coefficient d'extinction k :

$$a = \frac{4\pi k}{\lambda} \quad (\text{III.20})$$

Pour le verre, le coefficient d'absorption a est en moyenne de $0,35 \text{ m}^{-1}$ dans le visible (**Figure III-31**). Comme le verre a une épaisseur de 2,5 mm, l'épaisseur optique aL est de l'ordre de 10^{-3} . Pour cette valeur, la **figure III-18** indique une transmissivité de 97,41% dans le visible qui est en accord avec les valeurs typiques de transmissivité du verre [*Palik 1998*].

Dans ses travaux, Hegazy a mesuré l'atténuation des rayonnements dans le visible pour des lames de verre exposées dans une région désertique [*Hegazy 2001*]. Il a mesuré la densité de poussières déposées et l'atténuation correspondante (**Figure III-32**). En associant l'atténuation pour différentes densités de dépôt (**Figure III-32**) avec l'épaisseur optique (**Figure III-30**), il est possible de définir une épaisseur optique apparente rehaussée qui permet de modéliser l'atténuation du rayonnement optique par la présence de poussières à la surface (**Figure III-33**).

En appliquant la même méthode, il serait intéressant d'apprécier l'atténuation du rayonnement lorsque les matériaux semi-transparentes (verre et EVA) d'une cellule s'opacifient avec le vieillissement.

$$a_{app} = a_{verre} + a_{poussière} \quad (\text{III.21})$$

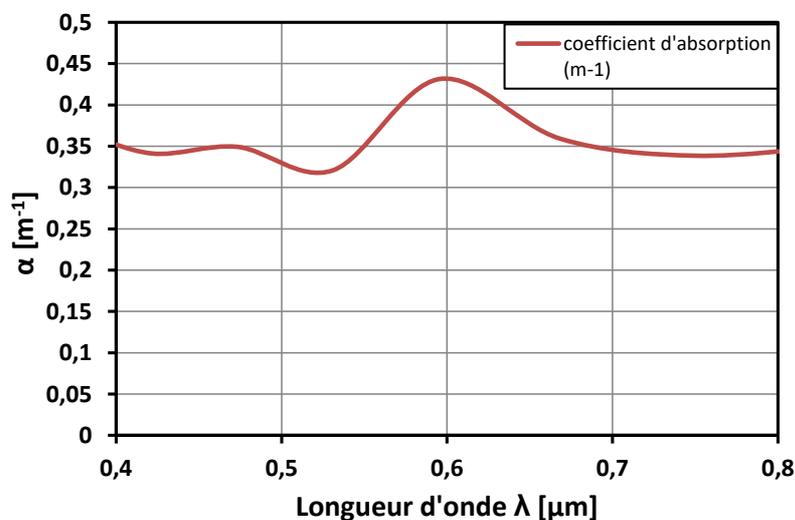


Figure III-31. Coefficient d'absorption de la lame de verre dans le visible [*Palik 1998*]

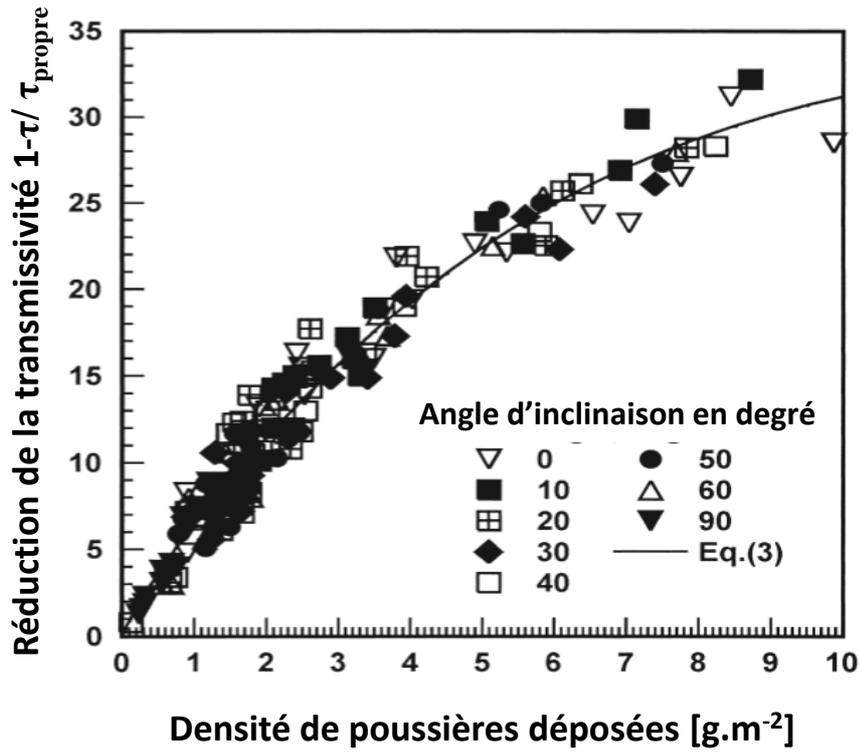


Figure III-32. Transmissivité en fonction de la densité de poussières déposées [Hegazy 2001]

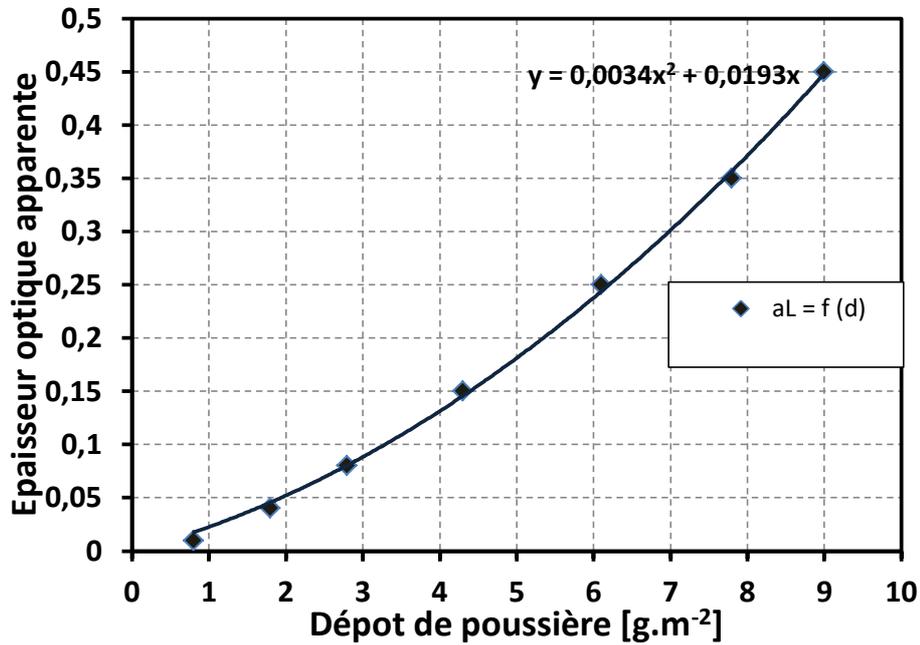


Figure III-33. Représentation de l'épaisseur optique rehaussée par une lame de verre de 2,5 mm d'épaisseur en fonction du dépôt de poussières.

III.3. Modélisation du transfert radiatif dans une lame de verre : filtre ultraviolet et infrarouge

III.3.1. Approche CFD (Computational Fluid Dynamics)

Pour modéliser le transfert radiatif dans les milieux semi-transparentes couplé à la conduction et à la convection, une autre approche CFD (Computational Fluid Dynamics) a été utilisée. Rappelons que celle-ci permet d'étudier les transferts d'énergie et les écoulements ainsi que les phénomènes comme les réactions chimiques, les changements de phase et les déformations. La méthode CFD comprend trois étapes (**Figure III-34**):

- **le pré-processeur** permet de rentrer la géométrie et de créer le maillage de notre objet. C'est une étape très importante pour le bon fonctionnement des calculs.
- **le solveur** résout les équations du problème suivant des techniques numériques en tenant compte des données du pré-processeur.
- **le post-processeur** qui sert à visualiser les résultats sous formes graphiques.

Nous avons utilisé le logiciel CFD'ACE. L'application CFD'GEOM correspond à un outil de CAO qui nous permet de construire la géométrie du système étudié.

Les propriétés du système, les conditions aux limites et les conditions initiales sont entrées dans le solveur CFD'ACE. Cette application utilise la méthode des volumes finis pour résoudre par des méthodes itératives les équations de conservation ayant la forme [Patankar 1980, *CFD User Manual 2007*] :

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \text{div}(\rho\phi\vec{V}) = \text{div}(\Gamma.\overrightarrow{\text{grad}}\phi) + S_\phi \quad (\text{III.22})$$

où

$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$ est le terme transitoire ;

$\text{div}(\rho\phi\vec{V})$ est le terme de convection ;

$\text{div}(\Gamma.\overrightarrow{\text{grad}}\phi)$ est le terme de diffusion ;

S_ϕ est le terme de source ;

ϕ correspond à la variable étudiée ;

ρ est la densité ;

\vec{V} est la vitesse ;

Γ est le coefficient de diffusion.

Ces équations sont intégrées pour chacune des cellules (les volumes de contrôle) pour lesquelles le bilan des flux est réalisé.

L'interface de CFD'VIEW propose différentes possibilités d'observer nos résultats (contrastes, champs de vecteurs, courbes, etc.).

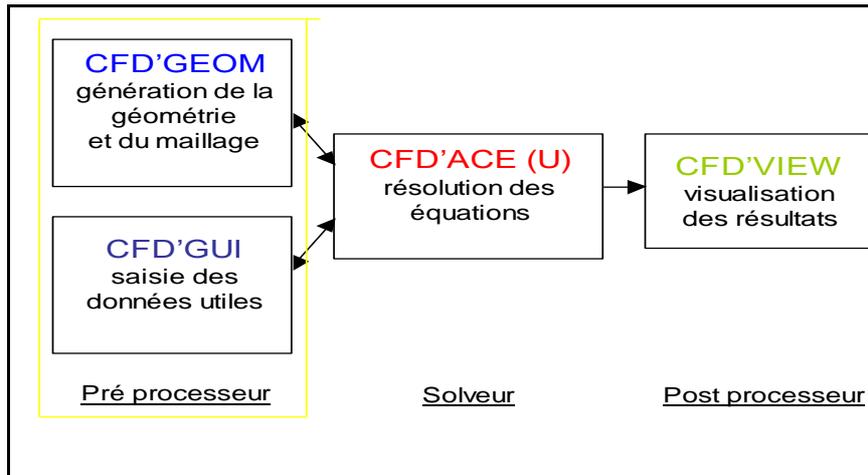


Figure III-34 Composition du logiciel CFD' Ace.

III.3.2. Modélisation et résolution de l'équation de transfert radiatif par la méthode Monte-Carlo

Nous souhaitons modéliser le transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque : le verre et l'encapsulant au-dessus de la cellule en silicium. Le verre et l'encapsulant sont des matériaux transparents à plus de 90% dans le visible (400-800nm).

Pour disposer d'un flux radiatif qui arrive sur la face supérieure, une source ayant les propriétés d'un corps noir (proches de celles du soleil) est considérée au-dessus. La lame de verre et l'empilement baignent dans de l'air initialement à 300 K. Le devenir du flux incident, lors de sa traversée des différentes strates est étudié.

La lame de verre a une épaisseur de 2,5 mm et une longueur de 2,5 cm. La source est placée à 17,5 cm au-dessus (distance typique entre la source d'un simulateur solaire et la cellule caractérisée). Nous avons une autre couche d'air de même épaisseur que la première qui est en-dessous de la lame pour modéliser l'air ambiant.

Le maillage réalisé est structuré, la taille des cellules est de $0,5 \times 0,5 \text{ mm}^2$.

Nous varions la température de la source entre 300 K et 500 K afin de reproduire le flux solaire. La température du bas est fixée à 300 K. Les températures sur les côtés sont considérées adiabatiques (aucun échange de chaleur) avec des propriétés radiatives réfléchissantes.

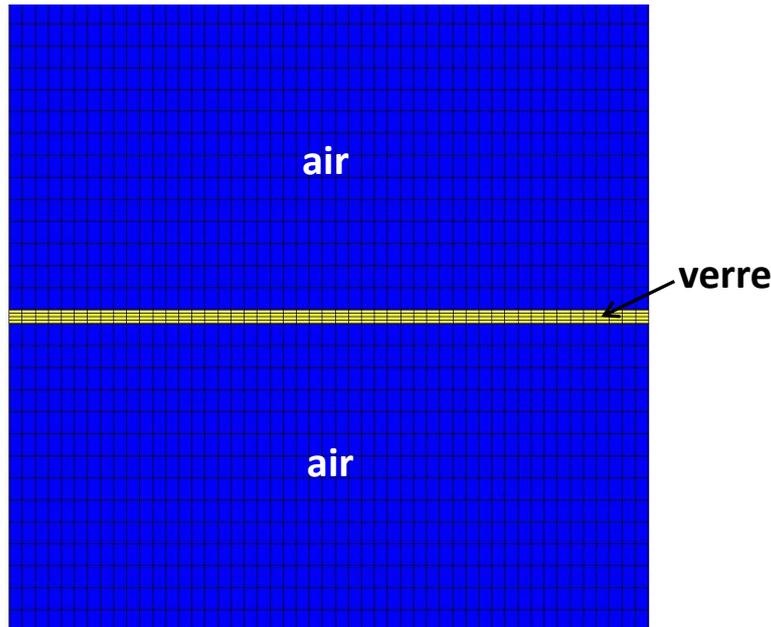


Figure III-35. Maillage du système air-verre-air.

Le solveur permet d'appliquer les conditions aux limites et initiales et de renseigner les propriétés des éléments constitutifs du système (fluide, gaz, solide). Les équations de conservation suivantes sont résolues [CFD Module Manual 2007].

- **Equation de la chaleur** permet de rendre compte de la transmission de chaleur par deux types de transferts thermiques, la conduction dans les solides et la convection dans le gaz. La résolution de cette équation, nous permet d'évaluer les processus de transferts thermiques mis en jeu dans notre système.

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho h_0)}{\partial t} + \text{div}(\rho \bar{V} h_0) = \text{div}(\lambda \cdot \overrightarrow{\text{grad}T}) + \frac{\partial p}{\partial t} + & \left[\frac{\partial(u\tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial(u\tau_{yx})}{\partial y} + \frac{\partial(u\tau_{zx})}{\partial z} \right] \\ & + \left[\frac{\partial(v\tau_{xy})}{\partial x} + \frac{\partial(v\tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial(v\tau_{zy})}{\partial z} \right] \\ & + \left[\frac{\partial(w\tau_{xz})}{\partial x} + \frac{\partial(w\tau_{yz})}{\partial y} + \frac{\partial(w\tau_{zz})}{\partial z} \right] \\ & + S_h \end{aligned} \quad (\text{III.23})$$

- **Enthalpie totale**

$$h_0 = i + \frac{p}{\rho} + \frac{1}{2}(u^2 + v^2 + w^2) \quad (\text{III.24})$$

i est l'énergie interne massique. C'est une variable qui dépend de la masse volumique ρ et de la température T ;

u, v, w sont les composantes de la vitesse du fluide suivant x, y et z ;

λ est la conductivité thermique ;

p est la pression statique ;

τ_{ij} est le tenseur de viscosité ;

S_h représente une variable contenant les termes provenant de sources de chaleur additionnelles comme par exemple ceux d'une source radiative ou d'une réaction chimique.

- **L'équation transfert radiatif** rend compte de l'absorption et de la diffusion de l'énergie par rayonnement. Elle s'écrit en régime permanent

$$\Omega \cdot \overrightarrow{\text{grad}}(I(r, \Omega)) = -(\kappa + \sigma)I(r, \Omega) + \kappa I_b(r) + \frac{\sigma}{4\pi} \int_{\Omega'=4\pi} I(r, \Omega) \cdot \Phi(\Omega' \rightarrow \Omega) d\Omega' \quad (\text{III.25})$$

Ω est la direction de propagation du faisceau ;

$I(r, \Omega)$ est l'intensité du rayonnement. Elle est fonction de la position r et de la direction Ω ;

κ et σ sont respectivement le coefficient d'absorption et de diffusion ;

$I_b(r)$ est l'intensité du corps noir à la température du milieu ;

$\Phi(\Omega)$ est une fonction de phase du transfert de l'énergie de la direction d'arrivée Ω à la direction de sortie Ω' ;

$\Omega \cdot \overrightarrow{\text{grad}}(I(r, \Omega))$ est le gradient d'intensité dans la direction de propagation Ω ;

$-(\kappa + \sigma)I(r, \Omega)$ représente respectivement les pertes dues à l'absorption κ et à la diffusion σ ;

$\kappa I_b(r)$ correspond à l'émission du corps ;

$\frac{\sigma}{4\pi} \int_{\Omega'=4\pi} I(r, \Omega) \cdot \Phi(\Omega' \rightarrow \Omega) d\Omega'$ est le gain dû à la diffusion.

L'équation de transfert radiatif est résolue en utilisant la méthode **Monte-Carlo** car elle traduit le mieux le phénomène d'émission [Modest 1993, Logerais 2015]. Cette méthode permet de suivre le parcours d'un photon, de son point d'émission à son point d'absorption. Le nombre de photons à suivre est considérable (de l'ordre du milliard). Nous allons nous restreindre à un nombre limité de photons (quelques millions) mais qui est représentatif.

La résolution de nos équations nécessite de renseigner les propriétés physiques, les conditions aux limites et les conditions initiales.

La masse volumique, la chaleur massique et la conductivité thermique sont données dans le **tableau III-3** [Dardenne 2011]. Ces valeurs sont prises pour des températures entre 300 et 500 K.

	Masse volumique ρ [kg.m ⁻³]	Conductivité thermique λ [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]	Capacité calorifique [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]	Viscosité dynamique [kg.m ⁻¹ .s ⁻¹]
Air	1,225	0,0263	1004,5	1,82 x 10 ⁻⁵
Verre	2500	1,4	800	–

Tableau III-3. Propriétés thermiques.

Le schéma ci-dessous de la **figure III-36** présente les conditions aux limites choisies.

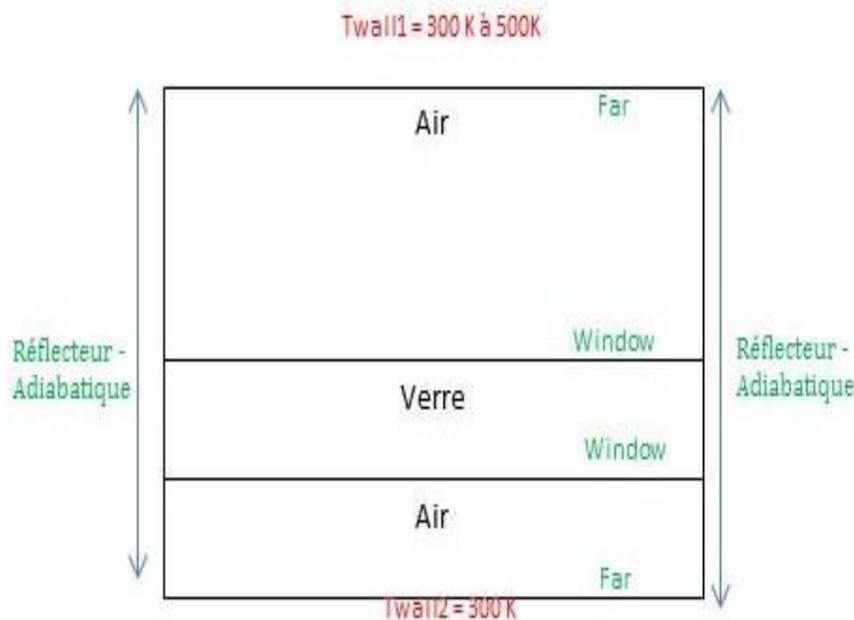


Figure III-36. Conditions aux limites de la lame de verre.

Les propriétés radiatives suivant la longueur d'onde de chaque surface sont entrées dans un fichier PATCH et un fichier OPTIC. La réflectivité et le coefficient de transmission du verre (window) sont donnés sur la **figure III.3**. Ces valeurs sont indépendantes de la température. Le coefficient de transmission est très élevé, environ 0,95 dans le visible. L'absorptivité est très importante dans l'infrarouge (au-delà de 2,6 μm). La propriété « far » est celle du corps noir (émissivité de 1).

Pour les conditions initiales, nous avons pris une température de 300 K.

Concernant les paramètres numériques, la résolution considérée est du premier ordre avec un facteur de relaxation de 0,005. Le critère de convergence est de 10^{-4} ou 10^{-5} . Nous pouvons à présent lancer le calcul, le solveur va résoudre les différentes équations de conservation.

La courbe de la **figure III-37** correspond à l'évolution des résidus, suivant les itérations. On voit que le calcul converge bien à 10^{-4} pour la lame de verre avec un temps de calcul de l'ordre de 15 minutes. Les résidus pour la vitesse et la pression sont au départ très bas, une solution satisfaisante étant trouvée rapidement.

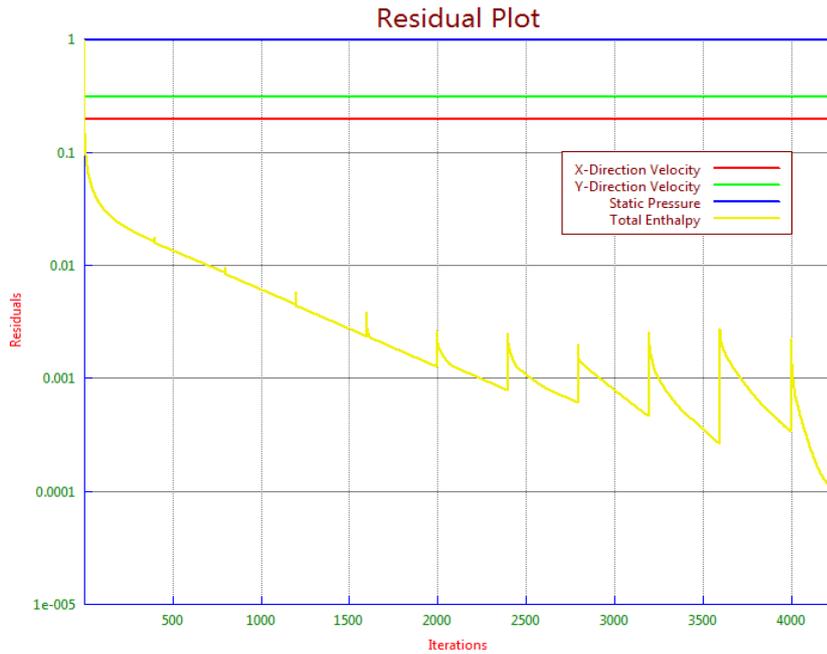


Figure III-37. Évolution du résidu (source à 350 K)

III.3.3. Résultat

La répartition de la température est donnée par la **figure III-38**. La température selon la verticale Y est observée. La température du verre est quasiment constante. La température moyenne du verre est relevée en fonction de la température de la source de rayonnement. La température du verre augmente avec la température de la source de manière linéaire. Nous avons une relation entre la température de la paroi supérieure (source d'éclairement solaire) et celle du verre.

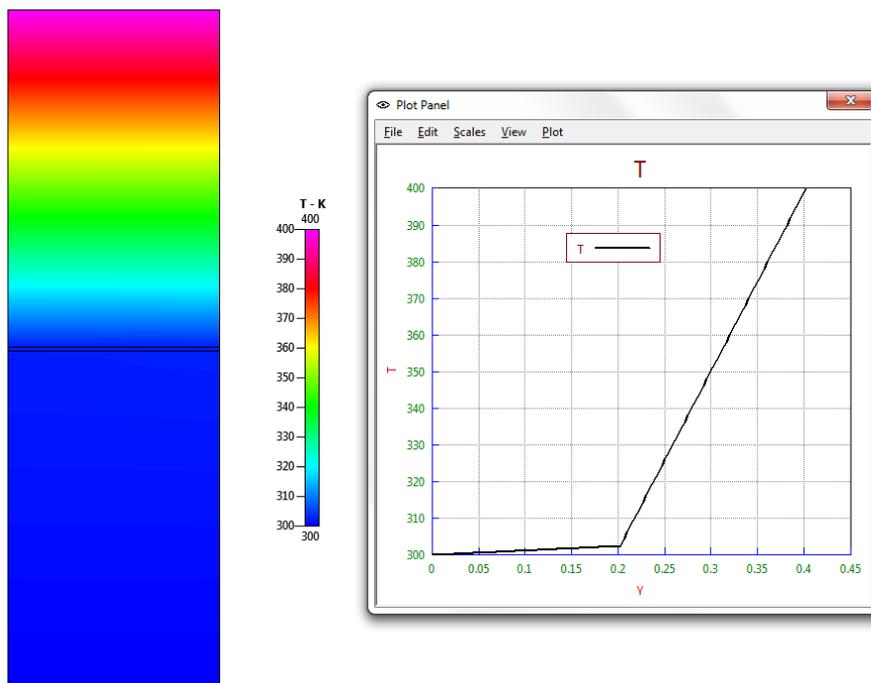


Figure III-38. Cartographie de température (source à 400 K).

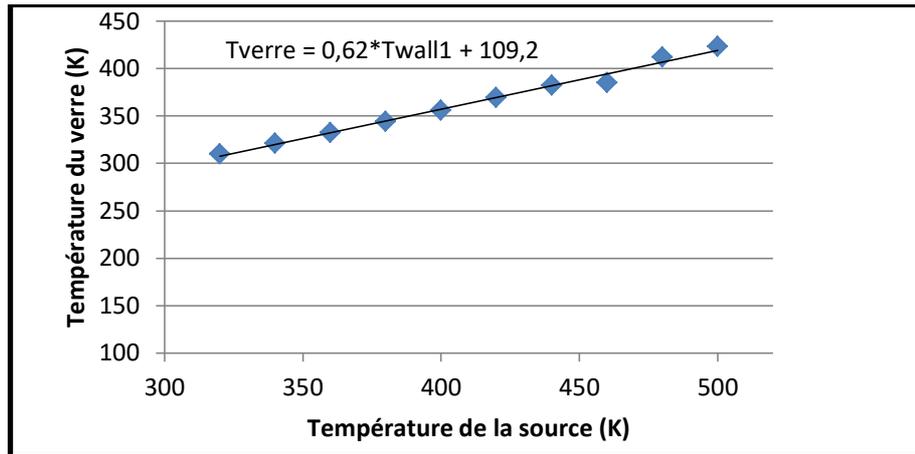


Figure III-39. Température moyenne du verre en fonction de la température de la source.

En traçant la courbe du flux radiatif sur une verticale, nous relevons :

- le flux solaire
- le flux radiatif à l'interface air/verre, sur la partie supérieure du verre ($\phi(\text{surface supérieure})$)
- le flux radiatif à l'interface verre/air, sur la partie inférieure du verre ($\phi(\text{surface inférieure})$)

Le flux incident reçu sur la surface supérieure du verre est donné sur la **figure III-40** suivant la température de la source de rayonnement. Nous retrouvons des flux qui sont du même ordre de grandeur que l'irradiance solaire incidente sur une surface exposée (0 à 1000 W.m⁻²) pour une température de la source comprise entre 300 K et 500 K. Un flux incident de 1000 W/m² est obtenu avec une température de la source de 460 K.

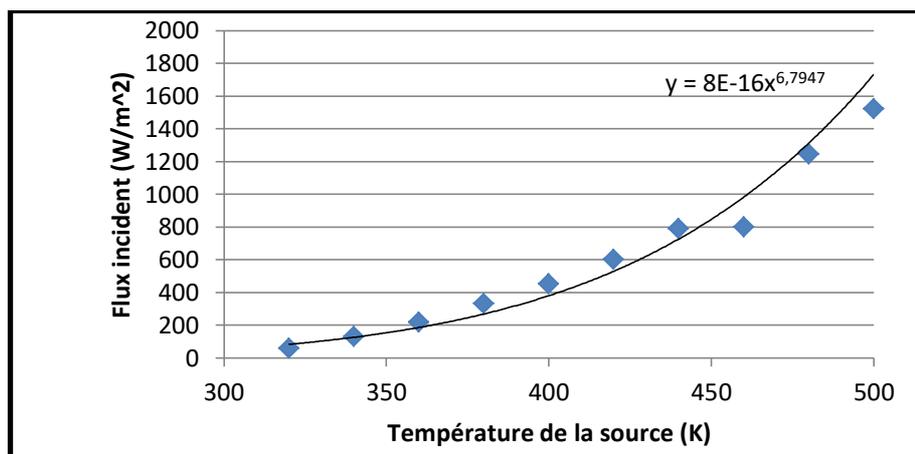


Figure III-40. Flux incident en fonction de la température de la source.

Le coefficient de transmission est alors calculé (équation III.6). Les valeurs des coefficients de transmission trouvées sont représentées en fonction de la température de la source de rayonnement sur la figure III-41.

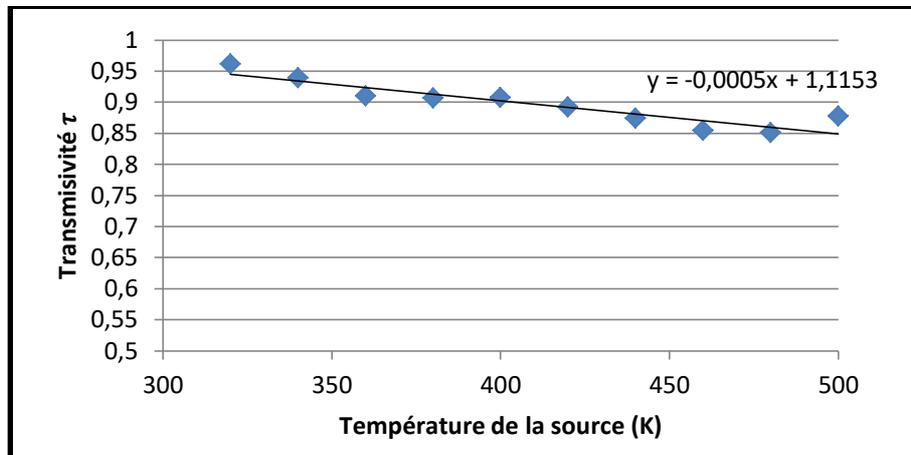


Figure III-41. Transmissivité en fonction de la température de la source.

Le coefficient de transmission du verre est compris entre 0,85 et 0,95. Sa valeur moyenne est de 0,91. Nous retrouvons bien l'ordre de grandeur du coefficient de transmission du verre. Cette valeur peut être trouvée dans des ouvrages de référence [Modest 1993].

III.3.4. Filtrage ultraviolet et infrarouge

Pour maintenir la température basse du verre et empêcher les dégradations par les rayonnements ultraviolets des strates qui sont en-dessous du verre protecteur dans un module photovoltaïque, on considère un filtre sur la surface supérieure du verre qui transmet uniquement dans la partie visible [400-800 nm] utile pour la réponse spectrale (figures III-42 et III-43). Les propriétés du filtre données sont appliquées sur la surface supérieure du verre (figure III-44). La température du verre est alors maintenue entre 300 K et 305 K en régime permanent (figure III-45). L'écart est d'autant plus grand que la température est élevée.

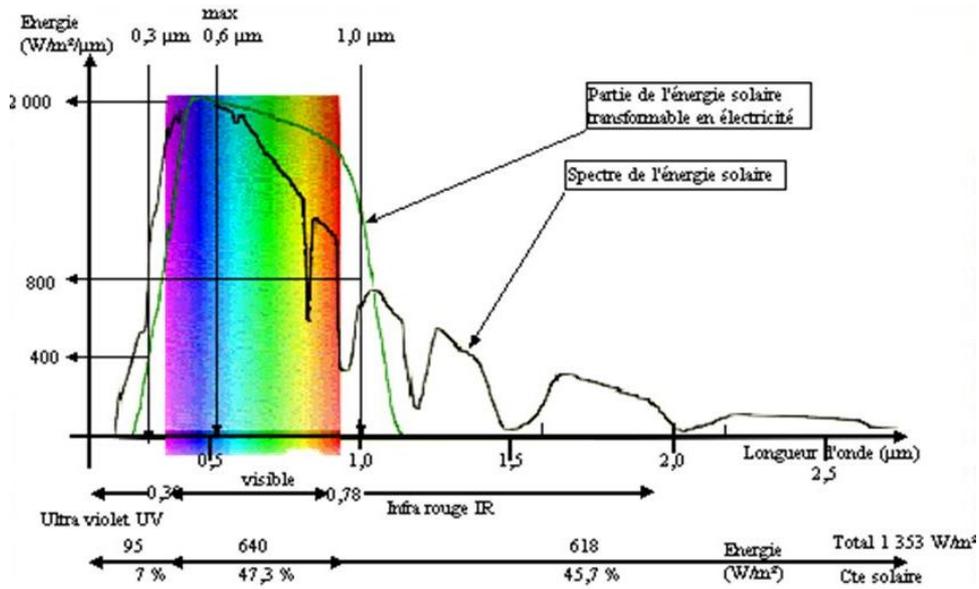


Figure III-42. Rayonnement utile à la cellule photovoltaïque.

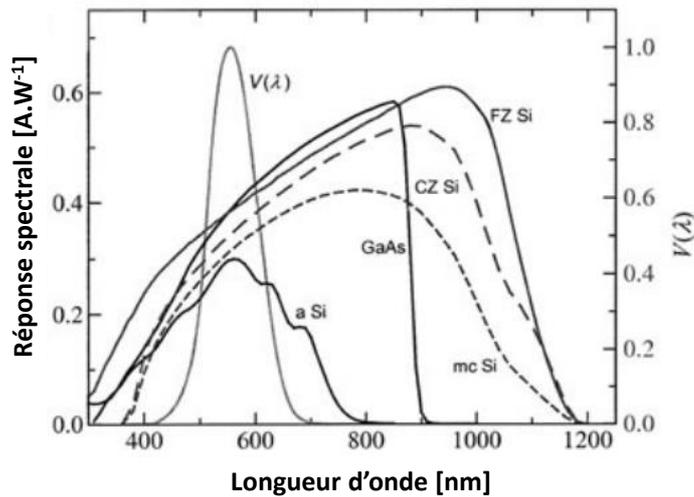


Figure III-43. Réponse spectrale.

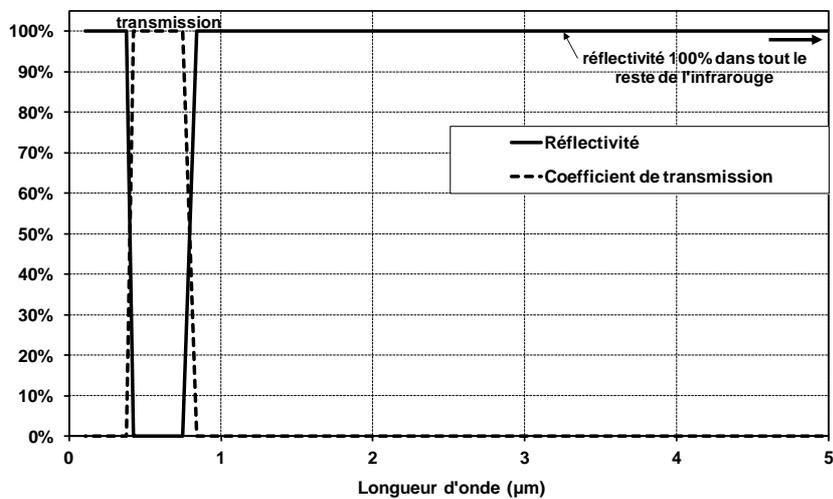


Figure III-44. Filtre appliqué à la surface supérieure du verre.

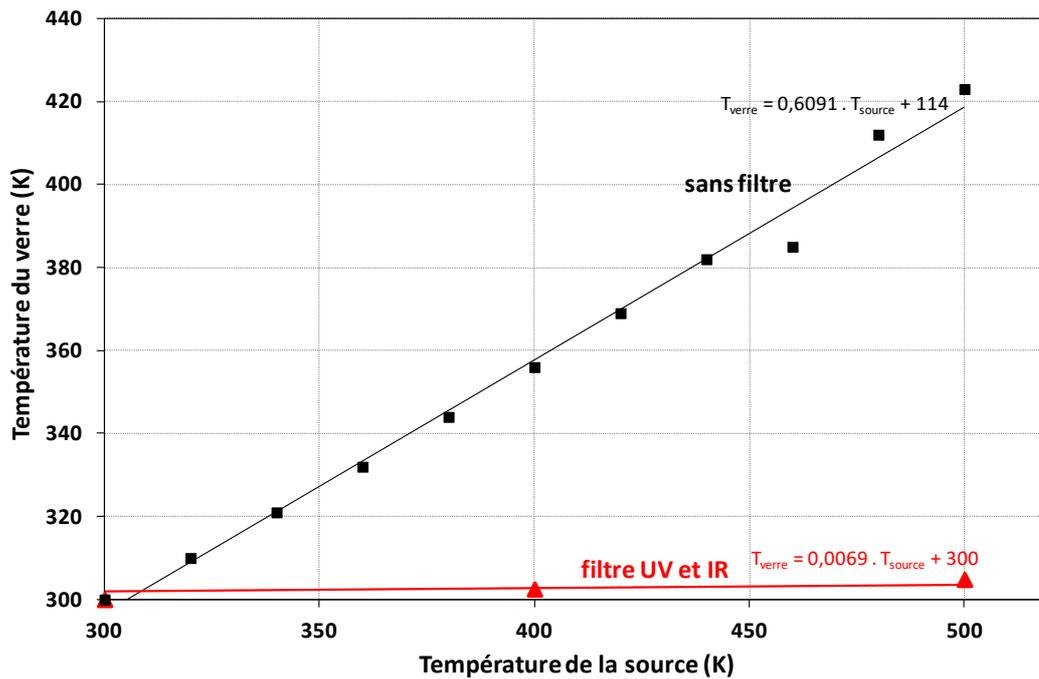


Figure III-45. Réduction de la température grâce au filtre passe-bande [400-800 nm].

Rahman a montré les capacités de blocage de la chaleur dispersée dans l'encapsulant par des filtres infrarouge (Figure III-46). Il est clair que la présence de filtre a un effet significatif sur la réduction des températures. Pour des températures proches de 320 K vers la fin du régime transitoire, une réduction de 10°C est obtenue. Les différences obtenues par simulation sont en accord avec ce résultat.

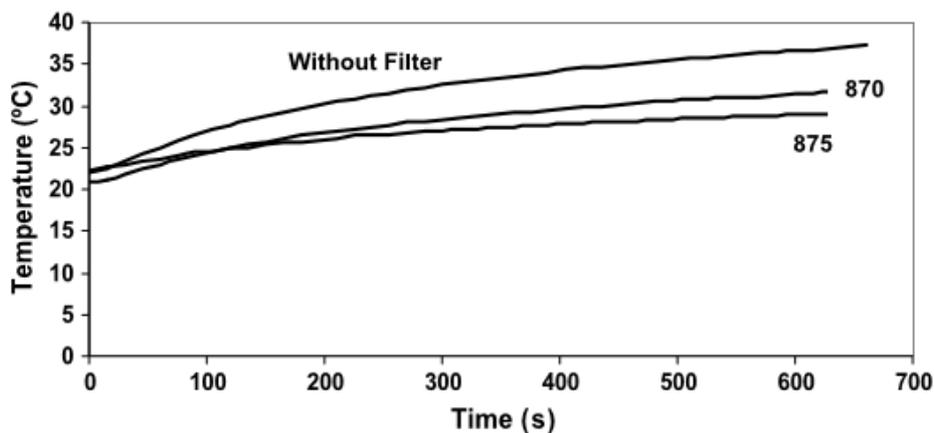


Figure III-46. Augmentation de la température par chauffage par rayonnement d'une surface absorbante sans filtre, avec un filtre solaire air 870 et avec un filtre solaire air 875 placé entre la source rayonnante et le substrat [Rahman 2008].

III.4. Conclusion

Les transferts radiatifs dans une lame de verre ont été modélisés en résolvant de deux façons l'équation de transfert radiatif. La méthode des ordonnées discrètes (DOM : Discete Ordinate Method) a d'abord été considérée car elle permet de tenir compte de la diffusion et de l'émission dans un milieu semi-transparent ainsi que des surfaces spéculaires, des corps non gris et des effets de particules. Puis, la méthode Monte-Carlo car elle permet de tenir compte des propriétés diffuses et de l'émission des surfaces suivant la longueur d'onde.

Les résultats obtenus sous FLUENT montre qu'avec l'augmentation de l'épaisseur optique l'atténuation augmente ce qui implique que le flux transmis sur la face inférieure de la couche de verre tend à diminuer. Cette augmentation de l'épaisseur optique traduit aussi la présence de dépôt de poussières sur la surface supérieure du verre.

La température moyenne du verre augmente avec la température de la source de manière **linéaire**. Cette augmentation de température est expliquée par les différentes **propriétés radiatives**, notamment **l'absorption** et **l'émission**. Nous avons envisagé d'étudier **un filtre avec réflexion du rayonnement infrarouge et ultraviolet** pour réduire la température de la cellule tout en recevant le flux radiatif dans le visible.

Références du chapitre III

- [Acharya 2001] N. Acharya, V. Kirtikar, S. Shooshtarian, H. Doan, P.J. Timans, K.S. Balakrishnan, K.L. Knutson, *Uniformity optimization techniques for rapid thermal processing systems*, IEEE Transactions on Semiconductor Manufacturing, 14(3), pp. 218-226, 2001.
- [Antonini 2003] A. Antonini, M. Stefancich, D. Vincenzi, C. Malagu, F. Bizzi, A. Ronzoni, G. Martinelli, *Contact grid optimization methodology for front contact concentration solar cells*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 80, pp. 155–166, 2003.
- [Bejan 1993] A. Bejan, *Heat Transfer*, JohnWiley and Sons, Singapour, 1993.
- [Benick 2008] J. Benick, O. Schultz-Wittmann, J. Schön, S.W. Glunz, *Surface passivation schemes for high-efficiency n-type Si solar cells*, Physica status solidi: Rapid research letters, 2(4), pp. 145-147, 2008.
- [Benmohamed 1999] Z. Benmohamed, M. Remram, A. Laugier, *Influence des Couches Antireflets sur les Performances d'une Cellule Solaire au Silicium Multicristallin*, Rev. Energ. Ren. : Valorisation, pp. 43-46, 1999
- [CFD'ACE (U) Module Manual 2007] CFD Research Corporation, *CFD'ACE (U) Module Manual*, Version 2007, Huntsville, 2007.
- [CFD'ACE (U) user Manual 2007] CFD Research Corporation, *CFD'ACE (U) user Manual*, Version 2007, Huntsville, 2007.
- [Dardenne 2011] J. Dardenne. A. Kerrouche, M. Tamadazte, *Elements pour la modelisation de la perte de transmission du rayonnement incidant à une cellule photovoltaïque sous Fluen*, Projet master 1, 2011.
- [El Amrani 2006] A. El Amrani, A. Mahrane, F.Y. Moussa, Y. Boukennous, *Procédé d'encapsulation des modules photovoltaïques type mono-verre*, Revue des énergies renouvelables, 9, pp. 37-42, 2006.
- [FLUENT 2005] FLUENT software, *FLUENT User's guide*, FLUENT Incorporated, chapitre 12, 2005.
- [Goossens 1999] D. Goossens, E. van Kerschaver, *Dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance*, Solar energy, 66 (4), pp. 277–289, 1999.
- [Hegazy 2001] A. A. Hegazy, *Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors*, Renewable Energy, 22, pp. 525–540, 2001.
- [Krauter 2004] S. Krauter, *Increased electrical yield via water flow front of photovoltaic panels*, Solar Energy Materials and Solar Cells, 82, pp. 131–137, 2004.
- [Laugier 1981] A. Laugier, J.A. Roger, *Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications*, Éditions Technique et Documentation, Paris, 1981.
- [Logerais 2015] P.O. Logerais, O. Riou, F. Delaleux, J.F. Durastanti, A. Bouteville, *Improvement of temperature homogeneity of a silicon wafer heated in a rapid thermal system (RTP: Rapid Thermal Process) by a filtering window*, Applied Thermal Engineering, 77, pp. 76-89, 2015.
- [Luque 2003] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*, John Wiley and Sons Ltd., Chichester, 2003.
- [Modest 1993] M.F. Modest, *Radiative Heat Transfer*, McGraw-Hill, New York, 1993.
- [Nichiporuk 2005] O. Nichiporuk, *Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités*, thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliqués de Lyon, 2005.
- [Nyoungue 2005] A. Nyoungue, Z. Azari, M. Abbadi, S. Dominiak, S. Hanim, *Glass damage by impact spallation*, Materials Science and Engineering, 407, pp. 256–264, 2005.

- [Patankar 1980] S.V. Patankar, *Numerical Heat Transfer and Fluid Flow*, Hemisphere publishing Corporation, McGraw-Hill Book Company, New York, 1980.
- [Palik 1998] E.D. Palik, *Handbook of Optical Constants of Solids*, Academic Press, New York, 1998.
- [Rahman 2008] F. Rahman, C.D. Farmer, C. Schmidt, G. Pfaff, C.R. Stanley, *Heat blocking gallium arsenide solar cells*, Applied Physics A Materials Science & Processing, 90 , pp. 231–236, 2008.
- [Ricaud 1996] A. Ricaud, *Photopiles Solaires*, Presses Polytechniques et Universitaires romandes, Paris, 1996.
- [Sen 2009] S.K. Sen, *How modeling can attract experimentalists to improve solar cell's efficiency: Divide-and-conquer approach*, Nonlinear Analysis: Theory, Methods & Applications, 71(1), pp. 196-211, 2009.
- [Vitanov 2008] P.E. Goranova, V. Stavrov, P. Ivanov, P.K. Singh, *Fabrication of buried contact silicon solar cells using porous silicon*, Solar Energy Materials and Solar Cells ,93, pp. 297–300, 2008.
- [Photowatt] Photowatt : www.photowatt.com/

Conclusion générale et perspectives

Le vieillissement des modules photovoltaïques se traduit par une diminution de leur efficacité tout au long de leur durée de vie de fonctionnement. Cette thèse propose plusieurs modèles permettant de mieux comprendre l'impact du vieillissement sur l'efficacité d'un module photovoltaïque.

Dans la première partie du travail, une étude documentaire a permis de présenter le principe, la structure et la modélisation des cellules photovoltaïques. Les méthodes de vieillissement accéléré des modules photovoltaïques ont été répertoriées et les dégradations se produisant au cours du temps. Plusieurs paramètres varient pendant la durée de vie du module notamment le point de puissance maximal, ce dernier est amené à être réduit avec le temps.

Une approche de modélisation est présentée pour estimer la baisse de performance d'un module photovoltaïque avec le vieillissement. La méthode consiste à modéliser un module photovoltaïque par un circuit électrique contenant des lois de vieillissement des composants électriques et du facteur de transmission optique des strates supérieures définis par des mesures de tests accélérés. Le raisonnement est illustré pour le cas d'un module photovoltaïque monocristallin modélisé avec un circuit équivalent à une diode. Les lois de vieillissement suivant le temps ont été déterminées en utilisant les résultats du test de chaleur humide à 85 ° C / 85% RH (IEC 61215 standard).

Les simulations sont effectuées pour des conditions standards de tests (STC, Standard Test Conditions) pour une exploitation de 25 ans, qui est la durée de vie communément indiquée. Les résultats révèlent que la détérioration des propriétés optiques du verre trempé et du matériau d'encapsulation EVA (éthylène acétate de vinyle) est principalement responsable de la réduction de l'efficacité (86,5%). En effet, la dégradation des propriétés électriques des matériaux (jonction PN et des électrodes) ne représente que 13,5% de cette diminution. Le taux de gradation de la puissance maximale est d'environ 0,5% / an, ce qui est de l'ordre des valeurs expérimentales, justifiant la validité du modèle.

Compte-tenu de l'équivalence prouvée entre les effets de ce protocole et les observations à Miami, la production électrique d'un module type Sharp NTS5E3E a été simulée pour une projection sur 25 ans. Les effets du vieillissement sur la production pendant une journée ont été appréciés. Ainsi, ils sont plus importants pour une journée grise que pour une journée chaude avec beau temps.

De nombreuses possibilités d'application de cette démarche existent. Cette méthodologie permet d'évaluer le comportement électrique des modules photovoltaïques suivant le vieillissement sous différents climats (chaud, aride, froid...) en justifiant au préalable les équivalences. Elle donne la possibilité de tracer les caractéristiques I-V et P-V, d'étudier la sensibilité des composants du circuit, d'optimiser une installation photovoltaïque ou d'évaluer la rentabilité d'un investissement. La méthode est mise en œuvre ici avec l'étude de cas d'un module photovoltaïque en silicium qui constitue une première étape.

L'approche peut donc être étendue avec des circuits électriques équivalents plus élaborés déterminés par spectroscopie d'impédance pour tous les types de modules photovoltaïques

(couches minces, organiques, colorant sensibilisés ...). La part de chaque composant électrique pourrait être quantifiée. Le modèle permet également d'estimer la réduction de l'électricité produite avec le vieillissement pour un module photovoltaïque donné fonctionnant dans des conditions d'utilisation définies. Les équivalences entre les évolutions de vieillissement introduites dans le modèle et les effets réels d'exposition pour un lieu donné doivent être prouvées. La méthodologie proposée est d'un intérêt pratique pour les utilisateurs, les fabricants, les investisseurs ou les chercheurs pour évaluer le comportement électrique des modules photovoltaïques en fonction du vieillissement (les caractéristiques I-V et P-V) sous différents climats (chaud, aride, froid ...), pour estimer la production d'énergie d'un module photovoltaïque ou d'une centrale photovoltaïque au cours des années, d'apprécier le vieillissement des différents composants et de mettre en évidence les plus sensibles au vieillissement. Cette méthode peut aider à soutenir l'optimisation, la maintenance et les études de coûts.

Une modélisation fine du transfert radiatif dans le verre protecteur a été réalisée. L'équation de transfert radiatif a été résolue suivant deux méthodes. Le but est de modéliser les transferts radiatifs dans les milieux semi-transparents protégeant la cellule de silicium dans un système de conversion photovoltaïque. Les objectifs étaient de comprendre les phénomènes de transfert radiatif dans les couches semi-transparentes et d'étudier les liens entre la température et les différents flux.

Dans un premier temps nous avons observé une cellule photovoltaïque en silicium et chercher dans différents ouvrages et travaux de recherche les dimensions et les caractéristiques des cellules photovoltaïque en silicium. Nous avons ainsi pu établir un schéma de représentation complet d'une cellule photovoltaïque au silicium qu'un modélisateur pourra utiliser.

Dans un deuxième temps nous avons modélisé un matériau semi-transparent qui correspond à la couche supérieure de notre cellule type, c'est à dire la couche de verre. A l'aide du pré-processeur GAMBIT, nous avons réalisé le maillage de cette couche de verre, puis implémenter notre modèle sous le processeur FLUENT. Il a fallu répertorier les paramètres entrant en jeu dans l'influence du flux radiatif pénétrant à travers la surface du matériau.

Il existe plusieurs méthodes permettant la modélisation du flux radiatif sous Fluent. La méthode choisie est la méthode des ordonnées discrètes (DOM : Discrete Ordinate Method). En effet, cette méthode permet de tenir compte de la diffusion et de l'émission ; c'est la seule méthode où l'on peut considérer des murs semi-transparents, des surfaces spéculaires, des corps non gris et des effets de particules ; elle est la plus adaptée à notre cas d'étude.

Les résultats obtenus sous FLUENT montre qu'avec l'augmentation de l'épaisseur optique l'atténuation augmente ce qui implique que le flux transmis sur la face inférieure de la couche de verre tend à diminuer. Nous avons montré que cette augmentation de l'épaisseur optique pouvait traduire la présence de poussières en définissant une épaisseur optique réhaussée. La même démarche pourrait être appliquée pour rendre compte du vieillissement d'un matériau semi-transparent avec le temps.

Ces éléments seront utiles pour une modélisation plus poussée d'une cellule photovoltaïque au silicium et pour apprécier les pertes de rayonnement causées par des agents

extérieurs : par des poussières ou par l'altération des matériaux ou bien le rayage ou le vieillissement.

Il existe plusieurs méthodes permettant la résolution de l'équation de transfert radiatif. Nous avons également choisi la méthode Monte-Carlo car elle permet de tenir compte des propriétés diffuses et de l'émission des surfaces suivant la longueur d'onde. Le solveur CFD'ACE a été utilisé pour cette résolution.

La température moyenne du verre augmente avec la température de la source de manière linéaire. Cette augmentation de température est expliquée par les différentes propriétés radiatives, notamment l'absorption et l'émission. Les flux incidents reçus par la lame ont été quantifiés selon la température de la source. Une relation linéaire a été obtenue entre la température moyenne du verre et la température de la source. Le coefficient de transmission du verre est confirmé aux valeurs typiquement mesurées, ce qui permet de valider le modèle d'un matériau semi-transparent.

Par la suite, il serait intéressant de modifier les propriétés optiques du verre en intégrant son vieillissement. Le même raisonnement pourrait être appliqué pour l'encapsulant semi-transparent. De nombreuses applications peuvent découler de ces études comme un capteur hybride à concentrateur holographique séparant la partie optique (vers la cellule) de la partie thermique (vers le fluide caloporteur). Nous avons aussi modélisé la présence d'un filtre avec réflexion du rayonnement infrarouge et ultraviolet pour réduire la température de la cellule tout en recevant le flux radiatif dans le visible. La mise en œuvre de ce filtre reste à être envisagée.