



HAL
open science

Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration

Loïc Mabile

► **To cite this version:**

Loïc Mabile. Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration. Autre [cond-mat.other]. Université Paris Sud - Paris XI, 2014. Français. NNT : 2014PA112037 . tel-00985464

HAL Id: tel-00985464

<https://theses.hal.science/tel-00985464>

Submitted on 29 Apr 2014

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

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

UNIVERSITE PARIS-SUD

ÉCOLE DOCTORALE

Sciences et Technologie de l'Information, des Télécommunications
et des Systèmes

Laboratoire des Modules Photovoltaïques - CEA/LITEN/DTS - Institut National de
l'Énergie Solaire (INES)

DISCIPLINE : PHYSIQUE DES MATERIAUX

THÈSE DE DOCTORAT

Soutenance prévue le 13 mars 2014

par

Loïc MABILLE

Vers la compréhension des mécanismes de
dégradation et de vieillissement d'assemblages
photovoltaïques pour des applications sous haute
concentration

Composition du jury :

<i>Directeur de thèse :</i>	Zakaria DJEBBOUR	Maitre de conférences HDR (UVSQ-LGEP)
<i>Encadrant :</i>	Christophe MANGEANT	Ingénieur de recherche (CEA-INES)
<i>Rapporteurs :</i>	Alain DOLLET	Directeur de recherche CNRS (CNRS-PROMES)
	Laurent BECHOU	Professeur (Univ. Bordeaux 1-IMS)
<i>Examineurs :</i>	Jean-François GUILLEMOLLES	Directeur de recherche (CNRS-IRDEP)
	Gabriel SALA	Professeur (UPM-IES)
	Christophe LONGEAUD	Professeur (CNRS-LGEP)
<i>Membres invités :</i>	Ignacio LUQUE-HEREDIA	CEO BSQ Solar

A ma Grand-Mère...

RESUME

Les systèmes photovoltaïques à concentration, ou CPV, reposent sur le principe de la concentration des rayons du soleil sur une cellule photovoltaïque à très haut rendement. Le CPV reste jeune face au photovoltaïque (PV) classique qui accumule plus de 30 ans de retour d'expérience. La pérennisation de cette technologie CPV ne passera que par la démonstration d'une certaine maturité. Aussi, la question de la fiabilité de ces systèmes est plus que jamais d'actualité.

Dans ce contexte, le Commissariat à L'Energie Atomique et aux Energies Alternatives (CEA) a répondu à la sollicitation lancée par des fabricants de modules CPV français sur la thématique de la conception et de la fiabilisation de modules CPV par une collaboration de ses différents laboratoires, dont le Laboratoire des Modules Photovoltaïques (LMPV). C'est au sein de ce laboratoire que s'effectuent les travaux de thèse.

La diversité des éléments constituant un module CPV a poussé les travaux de thèse à se concentrer sur le cœur fonctionnel des modules : les assemblages CPV. Une première partie des travaux de thèse a consisté à mettre en place les bons outils de caractérisation, en partant parfois d'une « feuille blanche ». La mesure de caractéristique IV dans l'obscurité, la mesure de réponse spectrale, la tomographie RX ou encore l'électroluminescence sont autant de moyens de caractérisation de cellules multi-jonctions amenés par les travaux de thèse. Les efforts conduits sur l'électroluminescence auront permis l'invention d'une nouvelle technique de caractérisation des interfaces cellule/substrat des assemblages CPV, concrétisée par le dépôt d'un brevet. Une collaboration entre le laboratoire d'accueil et l'Institut de l'Energie Solaire (IES) à Madrid a permis l'accès à la mesure de performance des assemblages CPV sous éclairage. Tous ces moyens ont rendu possible une caractérisation fine des assemblages CPV et ont permis de s'intéresser à leur robustesse-fiabilité, deuxième partie des travaux de thèse.

Deux types d'assemblages CPV ont été étudiés durant les travaux de thèse. Le premier, basé sur un substrat Direct Bonded Copper (DBC) correspond à l'état de l'art et est le plus utilisé dans l'industrie CPV. Le deuxième, en rupture technologique avec l'état de l'art, repose sur un Substrat Métal Isolé (SMI), et a été intégralement développé par le CEA et ses partenaires industriels. L'étude de la robustesse de ces assemblages CPV a été faite par l'emploi de tests de vieillissement accéléré dont la nature est justifiée par le retour d'expérience et la définition des spécifications environnementales. Aucune défaillance n'a été observée sur chacun des types d'assemblage. Les assemblages SMI se comportent comme les assemblages DBC, considérés comme références. Les travaux de thèse offrent donc un premier retour d'expérience propre au laboratoire d'accueil et la mise en place d'une infrastructure complète de caractérisation d'assemblage CPV permet aujourd'hui au CEA d'être un acteur clé du CPV en France.

ABSTRACT

Concentrating Photovoltaic (CPV) is based on the concentration of solar rays on very-high efficiencies solar cells. Multi-junction architectures used in CPV systems reach efficiency superior to 44% under concentration. This has created great interest for this technology over the past decade. Nevertheless, CPV has still to be proven reliable. This work contributes to this goal.

CPV assemblies -or receivers- are defined by the electrical, mechanical and thermal cohesion of a multi-junction solar cell on an appropriate substrate. The complexity of multi-junction architecture does not allow their characterization with the existing PV tools. Therefore, the first achievement of the work was the development of a complete infrastructure for the characterization of such devices. The second part developed accelerated ageing tests and analysis methods to study the degradation process of these assemblies.

A new method for the characterization of die-attached CPV cell assembly has been proven successful. It is called EEL for Enhanced ElectroLuminescence. This method is cost effective and really fast and has therefore been patented. Regarding the characterization of performance of CPV cell assembly under illumination (2nd part of the thesis), collaboration has been made with the Instituto de Energía Solar (IES) in Madrid, Spain. Thanks to this collaboration, two types of CPV cell assemblies have been studied. One based on the Direct Bonded Copper (DBC) substrate, corresponding to the state-of-the-art and most used type of substrate in CPV industry. The other is a completely new type of substrate, inspired by the Insulated Metal Substrate (IMS). This new IMS based CPV cell assembly has been developed by the CEA and its industrial partners. The reliability study of these CPV cell assemblies (DBC and IMS) has been conducted through accelerated ageing tests. It has been shown that none of the DBC or IMS cell assembly present infant mortality or failure upon ageing.

This work has launched the CPV activity at INES. Results on receivers now need to be confirmed on complete CPV-modules and systems.

REMERCIEMENTS

Mes travaux se sont inscrits dans les activités de différents laboratoires. Aussi je remercie Jens Mertens, Frank Barruel et Stéphane Guillerez pour m'avoir donné les moyens de réaliser ce travail.

Bien que ce sentiment soit ressenti très souvent, nous ne sommes pas seuls dans une thèse. Je remercie donc mon encadrant Christophe Mangeant, pour sa vision unique sur mon sujet de recherche ainsi que la *dream team* CPV menée d'une main de fer par Mathieu Baudrit et composée de Philippe Voarino, César Dominguez, Pablo Garcia-Linare, Pierre Besson et les anciens comme Anthony Favier. Je remercie également l'équipe module avec laquelle j'ai collaboré dans les premiers mois de mes travaux, notamment Lionel Sicot, Guillaume Razongles et Yves Delesse.

Le travail de thèse s'inscrit dans une logique de formation à la recherche et n'aurait pu se faire sans mon directeur de thèse Zakaria Djebbour ainsi que l'équipe de l'école doctorale STITS composée dans mon cas de Laurence Stephens et Claude Marchand.

Le titre de *docteur* ne s'obtient qu'après évaluation par ses pairs. Je remercie donc les membres du jury et plus particulièrement Alain Dollet et Laurent Bechou pour avoir su apporter un regard critique et constructeur sur mes travaux.

Dans sa *Timée* puis *Critias*, Platon s'interrogeait sur l'étendue temporelle de la connaissance humaine sous-tendant que tout nouveau savoir se base sur des acquis. Ainsi, le doctorant construit ses travaux en se basant sur l'expérience des membres de sa communauté scientifique. Je remercie donc mes différents collaborateurs pour leur apport dans mes travaux : Steve Askins, Rebecca Herrero, et Guillermo Garcia de l'IES ; Thierry Baffie, Stéphane Colasson, Alexandre Perreira et leurs équipes du CEA ; Brice Blanc de SOLUTEST ; Nicolas Meillerais d'EOLANE ; Ian Aeby de EMCORE ; Nick Bosco du NREL ; Diane Weidmann d'INSIDIX et SERMA TECHNOLOGIES Bordeaux.

Nous autres ingénieurs de recherche, sommes trop concentrés sur nos travaux et ne pouvons pas nous occuper des histoires de logistiques et d'intendances. Je remercie donc les assistantes et les secrétaires d'INES ainsi que Chantal Giraud d'ONET et toute son équipe.

Parce que le travail de thèse va au delà du cadre professionnel, je remercie mon entourage d'avoir su m'apporter support et réconfort dans les moments difficiles. Mes amis grenoblois, savoyards et charmillats, ma famille et Émilie.

Enfin, je remercie toutes les personnes qui m'ont côtoyé durant ces trois années de thèse au L2S et au LMPV : Hervé Buttin, Olivier Wiss, Paul Lefillastre, Paul Messaoudi, Marion Vite, Franck Haladjian, et encore beaucoup beaucoup d'autres...

Liste d'abréviations

AC	Courant alternatif
ALT	Test de durée de vie accéléré
AM	Air Mass
AOD	Aerosol Optical Depth
BIC	Banc d'Injection de Courant
CdT	Coefficient de Température
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives
CEE	Circuit Électrique Équivalent
CMJ	Cellule Multi-Jonction
CPV	Photovoltaïque à Concentration
CTJ	Cellule Triple-Jonction
DBC	Direct Bonded Copper
DC	Courant continu
DH	Chaleur humide
DIV	Caractéristique IV sous obscurité
DNI	Irradiance Normale Directe
EL	Électroluminescence
EEL	Enhanced Electroluminescence
Eff.	Rendement
EQE	Efficacité Quantique Externe
EVA	Ethylacétate de vinyle
FAR	Face arrière
FAV	Face avant
FCG	Facteur de Concentration Géométrique
FF	Facteur de forme
FSA	Flat plate Solar Array
GNI	Irradiance Normale Globale
HALT	Essais aggravés
HCPV	Photovoltaïque haute concentration
HF	Humidité gel
IEC	International Electronic Comitee
IES	Instituto de Energia Solar
Imp	Courant de puissance maximale
Isc	Courant de court-circuit
JPL	Jet Propulsion Lab
JRC	Joint Research Center
LBIC	Light Induced Beam Current
LCPV	Photovoltaïque faible concentration
LID	Light Induced Degradation
LITEN	Laboratoire des Innovations Technologique pour les Energies Nouvelles
LIV	Caractéristique IV sous éclairment
LMPV	Laboratoire des Modules Photovoltaïques
LWIR	Long Wavelength Infra Red
MCPV	Photovoltaïque moyenne concentration
MCT	Mercure Cadmium Tellure
MTTF	Mean Time To Failure
MWIR	Middle wavelength IR
NREL	National Renewable Energy Lab

Liste d'abréviations

OP	Optique primaire
OS	Optique secondaire
PDMS	Polydiméthylsiloxane
PET	Polyéthylène Téréphtalate
PE	Polyéthylène
PID	Potential induced degradation
Pmp	Point de puissance maximale
PV	Photovoltaïque
PVB	Polyvinyle de butyrol
QT	Test de qualification
REX	Retour d'expérience
RH	Humidité relative
SMI	Substrat métal isolé
SMR	Spectral Matching Ratio
S/N	Rapport Stress/Nombre de cycles
SWIR	Short Wavelength Infra Red
UV	Ultra violet
Vmp	Tension de puissance maximale
Voc	Tension de circuit ouvert
TC	Cycle Thermique
TCO	Oxyde Transparent Conducteur
TC82	Technical Comitee 82
TOF SIMS	Time of Flight Secondary Ion Mass Spectroscopy
TRX	Tomographie par Rayons X
TTF	Time-To-Failure
TUV	Organisme de certification TÜV Rheinland
VIM	Mesure sous Illumination Variable
WVTR	Water Vapor Transmission Rate
X	Facteur de concentration
ZCE	Zone de Charge d'Espace

Table des figures

1	Prévision de la production mondiale de pétrole brut et illustration du « pic pétrolier » .	xxiv
2	Evolution du rendement des différentes technologies de cellules PV [1] (toutes technologies confondues)	xxv
3	Haut : structure en bande d'un semi-conducteur en génération-recombinaison. Bas : illustration du dopage du silicium par le phosphore et le bore et formation d'une jonction <i>pn</i> . Sous éclairement, les charges photo-générées sont séparées par la jonction <i>pn</i> .	xxvii
4	Principaux spectres solaires utilisés dans le photovoltaïque. l'Air Mass (AM) traduit l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons solaires. AM0 : spectre solaire spatial. AM1.5G : spectre solaire au niveau du sol avec un angle d'inclinaison de 48,5°. AM1.5D : similaire à AM1.5G, sans le rayonnement diffus.	xxix
5	Architecture simplifiée de cellules/modules couches minces et silicium cristallin. Mis sous forme de panneaux plats, ces technologies définissent le photovoltaïque classique.	xxxi
6	Comparaison des portions de spectre utile aux cellules c-Si et InGaP/InGaAs/Ge. Adapté de [2]. Structure d'une cellule triple-jonction InGaP/InGaAs/Ge monolithique telle que celle utilisée dans les travaux de thèse [3].	xxxiv
7	Concentration des rayons du soleil par une lentille de Fresnel. Décomposition d'un ensemble CPV par l'optique primaire (OP), l'optique secondaire (OS), l'assemblage CPV et le dissipateur. Clichés de modules à concentrateur Fresnel commerciaux. . . .	xxxv
I.1	Courbe en « baignoire » du taux de panne $\lambda(t)$	6
I.2	Système PV atteint de PID [4] vu sous électroluminescence. Les cellules sombres sont dégradées.	10
I.3	Incidents constatés sur une installation CPV et PV sur tracker et leurs impacts sur le productible [5].	11
I.4	Effet de la défocalisation du flux solaire dans un module CPV (dépointage).	12
I.5	A-Module CPV abîmé par la grêle. B- Structure PV arrachée par le vent.	12
I.6	Effet de la salissure sur des modules PV et CPV.	13
I.7	Effet de la condensation sur la puissance produite par un module CPV.	14
I.8	Effondrement des propriétés optiques de l'EVA sous éclairement UV par effet de brunissement (illustré à droite sur le module PV). Le PDMS reste stable.	16

I.9	a,b et c) Tenue de l'EVA et du PDMS sous flux concentré (500X) sans homogénéisateur. d) Combustion du PDMS observée à INES. e) Dégradation de l'EVA et du PDMS sous flux concentré (500X) avec homogénéisateur et en présence de contamination.	17
I.10	A - Diffusivité en fonction de la température pour différents backsheets et encapsulants[6]. B - Différence entre les cycles intrusion-évacuation en deux points distincts dans un module [7]. BS-Backsheet. C-Cellules. E-Encapsulant. FA-Face avant.	19
I.11	Graphique principal : Modifications de la courbe IV d'un module CPV suite à la combustion de l'encapsulant d'un des assemblages. Encart : Effet du déclenchement des diodes de bypass sur 4 assemblages associés en série, sous des irradiances différentes.	20
I.12	A- Délamination dans un module couches minces par électro-corrosion des TCO [8]. B- Corrosion des interconnexions d'un module c-Si [9]. C- Arc électrique dû à la rupture d'une interconnexion [10]. D- Corrosion des connexions dans un assemblage CPV [11].	21
I.13	De gauche à droite : brasure de cellule caractérisée par tomographie RX, microscopie acoustique, thermographie IR et EL améliorée contenant des voids de formes circulaires.	22
I.14	Taux de dégradation publiés au cours de ces 40 dernières années.	23
I.15	"Règle des 10" : Coût fictif de la découverte d'un problème de fiabilité en fonction des étapes de développement d'un produit	24
I.16	Les différents blocs de tests spécifiques du programme FSA.	27
I.17	Taux de panne des modules c-Si en fonction des tests de qualifications de la norme IEC 61215. En 2009, TC, DH et HF sont les tests les plus sévères.	31
I.18	Gauche : profil de température et de courant pour l'essai TC tel que rapporté dans la norme IEC 62108. Droite : illustration expérimentale des « pics » de température dus aux cycles de courant.	33
I.19	Profil de température pour l'essai HF tel que rapporté dans la norme IEC 62108.	34
I.20	Électroluminescence de modules c-Si et performance sous éclairement 1000 W/m ² STC. A- Module stocké en intérieur. C- Module exposé 18 mois à INES. D- Module exposé 18 mois à La Réunion. Les modules D et E présentent des performances dégradées, en relation avec les clichés d'EL.	35
I.21	Variations des paramètres électrique extraits du modèle VIM en fonction du vieillissement des modules. De haut gauche puis sens horaire : Diminution du FF pour le module exposé à La Réunion. Dégradation de la seconde diode du circuit équivalent du module exposé à La Réunion. Puissance en fonction de l'éclairement et diminution de la puissance du module exposé à La Réunion. Evolution de la résistance série en fonction de l'irradiance et augmentation de celle-ci dans le module exposé à La Réunion.	36
I.22	Récapitulatif des différents types de tests de vieillissement accélérés et les modes de défaillance associés. Adapté de [12].	39
II.1	Convention « électronique » et « photovoltaïque » sur les cadrans de fonctionnement d'une cellule PV	44
II.2	Circuit électrique équivalent en régime statique du modèle à une diode d'une cellule solaire mono-jonction	46
II.3	CEE simplifié du modèle à une diode d'une CTJ - Exemple de modèle distribué.	47
II.4	Allure d'une caractéristique DIV d'une cellule silicium. A - Échelle semi-logarithmique en courant. B - Échelle linéaire en courant	48

II.5	Influence de la résistance shunt sur la caractéristique DIV d'une CTJ en fonction de sa position et de son intensité. A- Jonction InGaP (Top). B- Jonction InGaAs (Mid). C- Jonction Ge (Bot). Échelle semi-log en courant.	51
II.6	Effet des shunts de différentes valeurs sur chacune des jonctions sur la caractéristique IV d'une CTJ. Échelle semi-log en courant. Les points A,B,C et D réfèrent aux différentes tensions de la cellule saine, des jonctions bot et mid, et de la cellule avec défaut respectivement.	52
II.7	Schéma de montage et réalisation d'un banc DIV spécifique aux besoins de caractérisation d'assemblages CPV montés sur dissipateur. La boîte noire encadrée est utilisée pour les assemblages sans dissipateur et remplacée au besoin.	53
II.8	Effet de la diode de bypass sur la caractéristique DIV d'un assemblage CPV.	54
II.9	Effet de la température sur la caractéristique DIV d'un assemblage sans dissipateur.	54
II.10	Schéma du simulateur solaire pour CTJ de l'IES.	56
II.11	A- Courbe IV d'un assemblage CPV mesurée sur le cell-sorter de l'IES. B- Même assemblage sous différentes irradiances.	58
II.12	De haut à gauche et dans le sens horaire : Évolutions des caractéristiques I_{SC} , V_{OC} , rendement et FF moyennées de 12 assemblages CPV en fonction de l'irradiance.	59
II.13	Coefficient de température (CdT) de la V_{OC} d'un assemblage CPV obtenue sous 71 W/cm^2	60
II.14	A- Simulateur solaire pour module CPV du Ioffe. B- Simulateur solaire à source collimatée de l'ESA. C- Système Helios 3198 installé à INES.	61
II.15	Schéma du simulateur solaire Helios 3198 et les différents réglages possibles sur le plan de mesure.	62
II.16	De gauche à droite : Tracker équipé de différentes technologies de modules CPV. Station de mesure de données météorologiques. Banc de mesure de courbe IV automatique.	63
II.17	Illustration des principaux mécanismes de recombinaison. 1) Non-radiatif Auger, 2) Non-radiatif SRH, 3) Radiatif	66
II.18	Recombinaison radiative à deux (gap direct) et trois (gap indirect) particules	69
II.19	Diminution de la densité de porteurs par dk en fonction de la température	70
II.20	Banc de caractérisation EL LumiSolar pour modules et cellules PV c-Si et couches minces installé au LMPV et commercialisé par Greateyes	74
II.21	Spectre typique d'électroluminescence pour une cellule c-Si [13] et efficacité quantique (QE) du capteur CCD pour l'analyse de module c-Si [14].	75
II.22	Différents types de défauts identifiables par EL : 1-3) Fissures, 4) Dégradation des doigts de métallisation, 5) Marques de grille de four à recuit, 6) Rayures, 7) Rayures et Shunts localisés, 8) Oxydation, 9-10) Shunts localisés, 11) Joints de grains sur cellule mc-Si, 12) Marques de manipulation par aspiration.	77
II.23	Principe et spectre d'électroluminescence pour une cellule InGaP/InGaAs/Ge	78
II.24	Transmission des filtres	79
II.25	Cellule 0 : CTJ sous EL prise par un appareil photo numérique. Cellule 1 : Jonctions top et mid caractérisées sur Lumisolar (fausse couleur). Cellule 2 : Jonction top au microscope avec caméra CCD et jonction mid sur Lumisolar (fausse couleur)	80

II.26 Différenciation des sous domaines de l'IR : IR courtes longueurs d'ondes (SWIR), IR moyennes longueurs d'ondes (MWIR), et IR grandes longueurs d'ondes (LWIR). Adaptée de [15]	81
II.27 Réponses spectrales caractéristiques des détecteurs InGaAs, InSb, et MCT.	82
II.28 Banc d'électroluminescence pour cellules multi-jonctions EL-CMJ. 1) Caméra Xenics Xeva, 2) Porte filtre, 3) Porte échantillon, 4) Contrôle	83
II.29 Exemple de filtrage de l'émission des jonctions top, mid et bot permettant de localiser un défaut dans l'épaisseur de la cellule	84
II.30 Influence de la densité de courant, de l'ouverture de diaphragme, du temps d'intégration et de la température sur l'intensité moyenne de l'émission EL d'une CTJ. Pour la variation d'un paramètre les autres restent constants.	85
II.31 Résolution spectrale de l'émission des jonctions top et mid sur le spectromètre du banc EL-CMJ et dépendance par rapport à la température et au temps d'injection. Encart : jonction top en rouge et jonction mid en vert	87
II.32 Efficacité quantique externe (EQE) typique des assemblages CPV utilisés durant la thèse. Rouge : jonction top. Vert : jonction mid. Bleu : jonction bot	90
II.33 Mesure EQE cellule mono-jonction	91
II.34 Principe du biais lumineux visant à rendre limitante la jonction d'intérêt et origine du biais en tension corrigeant l'auto-polarisation de la jonction d'intérêt.	92
II.35 Système de mesure de réponse spectrale pour cellules multi-jonctions Spequest de Lot-Oriel	93
II.36 Validation du banc Spequest par mesure de cellule c-Si calibrée par le Fraunhofer ISE.	94
II.37 Principe de la tomographie RX extrait d'une présentation technique des activités d'INSIDIX . Une série d'images RX 2D d'un objet en rotation permettent de le reconstruire en 3D.	95
III.1 structure d'un récepteur DBC	100
III.2 Tomographie RX des brasures aux interfaces cellule/substrat DBC. Les taux de voids mesurés varient entre 0,5-3%.	102
III.3 Schéma d'un assemblage CPV DBC complet : cellule/DBC/Spreader. Les pistes de courant sont représentées en bleu pour les négatives et rouge pour les positives.	103
III.4 Structure d'un substrat DBC et d'un substrat SMI tels que rencontrés dans l'électronique de puissance. Représentation du substrat SMI modifié pour son utilisation dans les assemblages CPV.	105
III.5 Illustration des défauts EL obtenus sur les assemblages SMI avec brasure SnAgCu après 123 cycles thermiques. Ces défauts n'apparaissent pas pour les assemblages avec brasures SnPbAg	107
III.6 Haut : Distribution des tensions mesurées aux bornes des assemblages SMI avant et après cyclage sous 2 A injectés et sous un éclairage quelconque reproductible. Bas : Trois assemblages SMI présentant un défaut EL initial et exclus des essais de par leurs faibles tensions sous éclairage.	108
III.7 Distribution des taux de voids des récepteurs SMI sur une gamme de 2-12% pour 54 assemblages caractérisés.	110

III.8	Comparaison des performances des chaînes thermiques des assemblages DBC et SMI. Haut gauche puis sens horaire : augmentation de la température de la cellule mesurée par IR sur assemblages DBC et SMI indiquant des performances thermiques semblables dans les conditions nominales. Cliché IR des récepteurs SMI et DBC sous 15A injectés. Modélisation des résistances thermiques des assemblages DBC et SMI sous différentes puissances à dissiper.	111
III.9	Récapitulatif des structures DBC et SMI étudiées durant les travaux de thèse	113
III.10	Module S monté sur tracker et emplacement des différents capteurs à l'intérieur du module et sur les différents assemblages. Un seul sous-ensemble est équipé d'anémomètres.	116
III.11	Résultats du <i>module S</i> . 1) Mesure du DNI pour la journée considérée. 2) Température à la base des OS et à la surface des DBC avec un cas anormal dû à un dépointage. 3) Température au sommet des OS. 4) Température au cœur du spreader. Les notations ThC-X-Y renvoi à X numéro d'assemblage ($1 < X < 6$) et Y numéro de thermocouple ($1 < Y < 6$)	117
III.12	Profil d'humidité et de pression à l'intérieur du module et profil de température extérieure sur cinq jours de mesure.	118
III.13	Banc d'injection de courant pour l'essai de Cycle Thermique.	121
III.14	Version finale de l'interface homme-machine du BIC.	122
III.15	Protocole d'essai de vieillissement accéléré basé sur la comparaison de 15 assemblages DBC et 15 assemblages SMI. 2 assemblages de chaque type sont retirés à différents stades de vieillissement.	124
III.16	Protocole d'essai original pour l'étude de la fiabilité de 60 assemblages SMI.	125
IV.1	Une cellule saine.	130
IV.2	Illustration du phénomène de <i>current crowding</i> adaptée de [16]. Les lignes de courant sont différentes pour une injection de faible ou fort courant. A fort courant, l'effet de <i>current crowding</i> est plus prononcé.	131
IV.3	Illustration d'un shunt localisé dans la jonction mid et son effet sur la jonction top.	131
IV.4	Large shunt de la jonction top avec halo négatif et conséquence sur la jonction mid avec halo positif par le principe de superposition monolithique.	132
IV.5	Exemple de corps étranger sous EL.	133
IV.6	Rayure survenue avant la métallisation de la cellule comme mise en évidence sur le grossissement du défaut. Rayure profonde avec composante shunt impactant les trois jonctions.	133
IV.7	Cas de rayure fréquent. Rayure superficielle sans composante shunt impactant la jonction top.	134
IV.8	Illustration d'une <i>dislocation</i> en EL.	134
IV.9	Cellule triple-jonction présentant une fissure.	135
IV.10	Surface piquée.	135
IV.11	Dégradé d'émission EL.	136
IV.12	Différents défauts en EL.	136
IV.13	Défaut d'assemblages dû à la mauvaise mise en œuvre des bondings	138

IV.14 Thermographie infra-rouge d'un assemblage SMI sur dissipateur sous haute injection (15A/cm ²). L'échelle de couleur est comprise entre 91,8°C (marron) et 37,6°C (bleu). Des points chauds sont visibles sur la cellule. L'émissivité est réglée sur celle de la cellule.	139
IV.15 Corrélation entre TRX et Thermographie IR. Les points chauds au niveau des cellules correspondent à l'emplacement de voids dans la brasure de la cellule.	139
IV.16 Corrélation entre EL et thermographie IR. La présence de voids induit des points chauds et modifie localement les propriétés d'EL des cellules.	140
IV.17 Hypothèse sur l'émission EL plus intense à plus haute température. La courbe DIV de la jonction centrale est décalée à cause de la température. La densité de courant est localement plus grande sous une tension externe commune à toutes les diodes.	141
IV.18 Projection en 3 dimensions d'un cliché EL sous haute injection. La forme de vallée est due aux effets de <i>current crowding</i> , corrigés par la normalisation effectuée.	142
IV.19 Résultats des méthodes de seuillage Niblack et Bckg issues de l'environnement NI-Vision. La méthode Bckg permet de faire ressortir des voids pour une fenêtre plus petite.	143
IV.20 Etapes d'érosion et d'analyse de particule post seuillage.	144
IV.21 Comparaison des mesures de taux de void entre EEL et TRX. Pour des voids avec une aire supérieure à 0,8mm ² , les deux méthodes offrent des résultats très proches.	145
IV.22 Mesures DIV de 6 assemblages SMI parmi 15 (sans diode de by-pass). 5 présentent un défaut sur leur courbe DIV, corrélé à un défaut en EL. 1 ne présente aucun défaut.	147
IV.23 Assemblages SMI avec défauts sur leurs caractéristiques DIV non corrélés à un défaut en EL. 4 assemblages extraits parmi 60 avec diode de by-pass. 3 avec un courant de recombinaison non-radiative élevé (nuance de gris) et 1 de référence (noir) présentant un défaut en EL.	148
IV.24 Mesures LIV de 6 assemblages SMI. Assemblages 1 à 3 vieilliss en cycle thermique. Assemblages 4 à 6 non vieilliss. Les assemblages avec défaut en EL ne présentent pas de performances dégradées.	150
IV.25 Performances des cellules sous 71W/cm ² - AM1.5D - 25°C en fonction du type de défaut en EL. Le nombre entre parenthèses correspond au nombre de cellules possédant ce défaut sur un total de 244 cellules.	151
IV.26 Intensité moyenne d'émission EL sur la surface des cellules d'assemblages SMI en fonction des performances en LIV. Aucune tendance claire ne se dégage.	152
IV.27 Résultats de caractérisation des assemblages DBC et SMI sur le banc EL-CMJ. Les assemblages SMI présentent en général plus de défauts en EL (fausses couleurs) ainsi qu'une plus grande dispersion de l'intensité d'émission.	154
IV.28 Mesures EQE des assemblages DBC et SMI. Les jonctions top, mid et bot sont respectivement en rouge, vert et bleu. Une plus grande dispersion des mesures est observée pour les assemblages SMI. Un défaut très sévère en EL est corrélé à une EQE dégradée.	156
IV.29 Cartographies des voids obtenues par tomographie RX. Les interfaces cellule/substrat des assemblages DBC sont de très bonne qualité, témoignage d'un procédé de fabrication maîtrisé. Les interfaces substrat/spreader des assemblages DBC et cellule/substrat des assemblages SMI souffrent d'un procédé de mise en œuvre encore immature au moment de leur fabrication.	157

IV.30 Mesures DIV des 2 séries de 15 assemblages DBC et SMI. Les assemblages SMI présentent des défauts dans le domaine de recombinaison non-radiative ; défauts corrélés avec la présence d'artefacts en EL. Les assemblages DBC ne présentent aucun défaut sur leurs courbes DIV.	158
IV.31 Résumé des mesures LIV conduites sur le cell-sorter de l'IES pour une irradiance de $71\text{W}/\text{cm}^2$. Les performances des assemblages SMI sont en moyenne moins bonnes que celles des assemblages DBC. Corrélation partielle entre défauts EL et caractéristiques LIV.	159
IV.32 Profil de température vu par les cellules au cours des essais de cycles thermiques. Les températures extrêmes sont respectées suite à la mise au point par apprentissage du profil de température de l'enceinte.	162
IV.33 Écart moyen entre les performances sous éclairage initiales et post vieillissement. Irradiance à $71\text{W}/\text{cm}^2$ au niveau de la cellule. Les pertes mesurées ne semblent pas significatives à la vue des références.	163
IV.34 Mesures EL avant et après vieillissement des assemblages CPV. Sur chaque cellule, les busbars sont situés en haut et en bas de l'image. A mesure que les cycles augmentent, un défaut de type shunt apparait à proximité des busbars. Ce phénomène est plus marqué pour les assemblages SMI.	164
IV.35 Spectres EL et mesures DIV avant et après vieillissement. La perte d'intensité progressive de la jonction mid traduit la diminution de sa résistance shunt. Cette diminution de la résistance shunt est également visible sur les mesures DIV.	166
IV.36 Corrosion des spreaders des assemblages DBC. Apparition de corrosion sur toutes les parties métalliques des assemblages SMI non-recouvertes par l'encapsulant.	167
IV.37 Résumé des résultats de caractérisation post humidité-gel. Les mesures EL et DIV concernent deux assemblages SMI et DBC après 20 cycles HF. Les propriétés électriques ne changent pas.	167
IV.38 Évolution d'un défaut en EL après 20 cycles HF. Les paramètres de mesure de l'EQE ne sont plus adaptés pour la mesure de la jonction mid. La courbe DIV traduit une augmentation de la résistance shunt.	169
IV.39 EL spectrale et caractéristiques DIV de trois assemblages SMI représentatifs du comportement de la population d'essai. Les mesures après 250H, 500H et 1000H sont identiques aux mesures initiales.	172
IV.40 Haut-gauche : Profil de température lors de l'essai de TC, respectant les conditions de la norme IEC 62108. Haut-droite : Fréquence des cycles en courant trop élevée. Bas : Augmentation de la température de la cellule de l'assemblage de référence suite à l'arrêt de l'enceinte climatique durant l'essai.	173
IV.41 1- Spectrométrie EL initial et après vieillissement montrant une diminution progressive de l'intensité de la jonction mid. 2- Caractéristique DIV inchangée au cours de l'essai. 3- Mesures EL spatiales illustrant une augmentation progressive du contraste d'émission. 4- Évolution des cartographies de voids mesurées par EEL.	174
42 Diagramme d'essai de la norme IEC 61215.	201
43 Diagramme d'essai de la norme IEC 62108.	202

Table des matières

INTRODUCTION	xxi
.1 La transition énergétique	xxiii
.1.1 Le constat	xxiii
.1.2 La part du photovoltaïque (PV) dans les énergies alternatives	xxiv
.2 Le photovoltaïque classique	xxvi
.2.1 De l'effet photovoltaïque à la cellule.	xxvi
.2.2 Les différentes technologies	xxviii
.2.2.1 Le spectre solaire	xxviii
.2.2.2 Semi-conducteurs et architecture cellule/module	xxx
.3 Le photovoltaïque à concentration	xxxii
.3.1 La cellule multi-jonction	xxxii
.3.2 Le module CPV à concentrateur Fresnel	xxxiii
.4 Justification des travaux de thèse	xxxvii
.4.1 Motivation	xxxvii
.4.2 Plan de thèse	xxxvii
I MÉCANISMES ET MODES DE DÉFAILLANCES DES SYSTÈMES PV ET CPV	1
I.1 La fiabilité	3
I.1.1 Durée de vie et garantie fabricant	4
I.1.2 Les outils statistiques	5
I.2 Le retour d'expérience sur le photovoltaïque (PV et CPV)	7
I.2.1 Les facteurs de stress environnementaux	8
I.2.2 Mécanismes et modes de défaillances	9
I.2.2.1 Modes de défaillances d'un système PV et CPV	9
I.2.2.2 Modes de défaillances d'un module PV et CPV	12
I.2.2.3 Modes de défaillances des cellules PV et des assemblages CPV	20
I.2.3 Suivi de performances sur le long terme	22
I.2.4 En résumé	23
I.3 Le vieillissement accéléré	24
I.3.1 Quelques définitions	24
I.3.1.1 Tests de vie accélérés (ALT)	25
I.3.1.2 Essais aggravés (HALT)	25

I.3.1.3	Tests de qualification (QT)	26
I.3.1.4	Test-To-Failure	26
I.3.2	Les tests de qualification (QT)	27
I.3.2.1	Des pionniers...	27
I.3.2.2	...vers la standardisation	28
I.3.2.3	L'IEC 62108 dans le détail	30
I.4	Cas d'étude	34
I.5	Conclusion	37
II	MÉTHODES DE CARACTÉRISATION DES ASSEMBLAGES CPV	41
II.1	Caractéristique courant-tension (IV) d'une cellule photovoltaïque	43
II.1.1	Théorie	44
II.1.1.1	Convention du photovoltaïcien	44
II.1.1.2	Modèle mathématique	45
II.1.1.3	Modèle électrique	46
II.1.2	Courbe IV dans l'obscurité : « Dark IV » (DIV)	47
II.1.2.1	Modélisation	47
II.1.2.2	Dispositif expérimental	52
II.1.2.3	Effet de la diode de bypass et de la température sur la caractéristique DIV	53
II.1.3	Mesure de caractéristique IV sous éclairement (LIV) de CTJ	54
II.1.3.1	Dispositif expérimental	55
II.1.3.2	Exploitation de la courbe IV	57
II.1.3.3	Simulateur solaire module CPV	60
II.1.4	Acquisition de courbe IV en conditions réelles	62
II.1.5	Caractéristique IV — En résumé	63
II.2	L'électroluminescence (EL)	64
II.2.1	Polarisation en tension et injection de courant	64
II.2.2	Recombinaison radiative et non-radiative	65
II.2.2.1	Recombinaison Auger (r_{Auger})	66
II.2.2.2	Recombinaison Shockley Read Hall (r_{SRH})	67
II.2.2.3	Recombinaison Radiative (r_{rad})	69
II.2.2.4	Compétition des mécanismes de recombinaison	70
II.2.3	Spectre et intensité d'émission EL	71
II.2.3.1	Le spectre d'électroluminescence	71
II.2.3.2	L'intensité d'émission EL	72
II.2.4	L'électroluminescence comme outil de caractérisation	73
II.2.5	Électroluminescence dans une cellule solaire Silicium	74
II.2.6	Électroluminescence dans une cellule multijonction	77
II.2.7	Développement du banc d'électroluminescence pour cellules multi-jonctions (EL-CMJ)	78
II.2.7.1	Banc EL-CMJ : choix du détecteur	81
II.2.7.2	Banc EL-CMJ : Assemblage	83
II.2.7.3	Banc EL-CMJ : Qualification	84

II.2.7.4	Banc EI-CMJ : Résolution spectrale de l'électroluminescence	86
II.2.8	L'électroluminescence — En résumé	88
II.3	Réponse spectrale et EQE	89
II.3.1	Définition de la réponse spectrale (SR) et de l'efficacité quantique externe (EQE)	89
II.3.2	Mesure de l'EQE	90
II.3.2.1	Mesure d'EQE dans une cellule mono-jonction	90
II.3.2.2	Mesure d'EQE dans une cellule multi-jonction	91
II.3.3	Système de mesure d'EQE Spequest	92
II.4	Tomographie par rayon-X (TRX)	94
II.5	Conclusion	95
III TECHNOLOGIES D'ASSEMBLAGE CPV ET STRATÉGIES DE VIEILLISSEMENT ACCÉLÉRÉ 97		
III.1	Contexte	99
III.2	Assemblage CPV basé sur le substrat <i>Direct Bonded Copper</i> (DBC)	100
III.2.1	Le substrat DBC	100
III.2.2	Assemblage de la cellule multi-jonction sur substrat DBC	101
III.2.3	La semelle de cuivre, <i>Spreader</i> thermique	102
III.3	Nouvel assemblage CPV basé sur le <i>Substrat Métal Isolé</i> (SMI)	104
III.3.1	Le substrat SMI	104
III.3.2	Assemblage de la cellule multi-jonction sur le substrat SMI	105
III.3.2.1	Entre HALT et Tests de qualification	105
III.3.2.2	Définition de la nature chimique de la brasure CTJ/SMI	106
III.3.2.3	Qualification de la brasure par Tomographie RX	109
III.3.2.4	Contacts électriques entre le substrat SMI et face avant de la cellule	110
III.3.2.5	Comparaison de la chaîne thermique des assemblages SMI et DBC	111
III.4	Stratégies de vieillissement accéléré et spécification environnementale	113
III.4.1	Spécifications environnementales	114
III.4.2	Le module instrumenté ou <i>module S</i>	114
III.4.2.1	Conception du module	115
III.4.2.2	Détermination des conditions nominales de température et d'humidité	116
III.4.2.3	Définition des essais de qualification par la spécification environnementale	119
III.4.3	Cycle Thermique (TC) et injection de courant	120
III.4.3.1	Valeur du courant injecté	120
III.4.3.2	Banc d'injection de courant (BIC) pour l'essai de TC	121
III.4.4	Protocole d'essai de vieillissement accéléré	123
III.4.4.1	Comparaison du comportement des assemblages DBC et SMI lors d'essais de qualification	123
III.4.4.2	Essai de vieillissement accéléré sur 60 assemblages SMI	124
III.5	Conclusion	125

IV RÉSULTATS	127
IV.1 Électroluminescence	129
IV.1.1 Catalogue de défauts	129
IV.1.1.1 Une cellule multijonction saine	129
IV.1.1.2 Shunt localisé	131
IV.1.1.3 Corps étranger	132
IV.1.1.4 Rayure	133
IV.1.1.5 Dislocation	134
IV.1.1.6 Fissure	134
IV.1.1.7 Surface piquée	135
IV.1.1.8 Dégradé d'émission	135
IV.1.1.9 Autres défauts	136
IV.1.2 EL améliorée ou <i>Enhanced Electroluminescence (EEL)</i>	137
IV.1.2.1 Haute injection et électroluminescence (EL)	138
IV.1.2.2 Traitement d'images pour l'extraction de cartographie de voids par l'EEL	141
IV.1.3 Corrélation entre électroluminescence (EL) et caractéristique IV (DIV et LIV)	146
IV.1.3.1 Électroluminescence et caractéristique IV dans l'obscurité (DIV)	146
IV.1.3.2 Électroluminescence et caractéristique IV sous éclairage (LIV)	149
IV.2 Comparaison du vieillissement accéléré d'assemblages DBC et SMI	153
IV.2.1 Caractérisation initiale de 15 assemblages DBC et 15 assemblages SMI	153
IV.2.1.1 Électroluminescence (EL) initiale	153
IV.2.1.2 Mesure de réponse spectrale (EQE)	155
IV.2.1.3 Tomographie RX	157
IV.2.1.4 Caractéristique IV (DIV et LIV)	157
IV.2.1.5 En résumé	160
IV.2.2 Essai de cycle thermique sur 6 assemblages DBC et 6 assemblages SMI	161
IV.2.2.1 Calibration de l'enceinte	161
IV.2.2.2 Caractérisation post cycle thermique	161
IV.2.3 Essai d'humidité-gel (HF) sur 6 assemblages DBC et 6 assemblages SMI	165
IV.2.3.1 Caractérisation post humidité-gel	166
IV.2.3.2 Cas isolé	168
IV.2.4 En résumé	169
IV.3 Vieillissement accéléré sur 60 assemblages SMI	170
IV.3.1 Essai de chaleur humide (DH) sur 24 assemblages SMI	171
IV.3.2 Essai de cycle thermique(TC) sur 23 assemblages SMI	172
IV.4 Conclusion	175
CONCLUSION ET PERSPECTIVES	177
Annexes	199

INTRODUCTION



An nescis quantilla prudentia mundus regatur

Dans ce chapitre d'introduction, nous présentons les bases du photovoltaïque en commençant par la cellule mono-jonction. Nous expliquerons alors le concept de cellules multi-jonctions et verrons comment celles-ci sont intégrées au sein d'un module à concentrateur Fresnel. Nous replacerons ces différents éléments dans le contexte du laboratoire d'accueil et exposerons les problématiques de fiabilité. Nous proposerons alors le plan de ce manuscrit couvrant les différentes études menées sur cette thématique et les réponses apportées par les travaux de thèse.

.1 La transition énergétique

.1.1 Le constat

Inscrite au débat national en 2013, la transition énergétique s'inscrit comme une transition imposée par les lois de la nature et indépendante de toutes idées politiques et économiques quant à sa réalité. Elle est intimement liée aux engagements de nos gouvernements dans son anticipation et dans la façon de la conduire.

La transition énergétique repose sur le constat d'un épuisement des ressources en énergie fossile, ressources qui ont permis la croissance de l'économie mondiale depuis la Seconde Guerre Mondiale de part leurs abondances et l'augmentation constante de leurs exploitations. Les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon, et uranium) sont alors le moteur d'une croissance exponentielle constatée dans différents domaines à l'échelle mondiale tels que l'évolution démographique, la consommation énergétique, ou encore le savoir technologique.

Cependant, comme le dit le célèbre adage, « le monde est petit ». Notre planète possède un volume fini de ressources, basé sur une quantité initiale donnée ; et toute quantité finie ne permet pas la durabilité d'un système exponentiel. Comme popularisé par le géophysicien M.King Hubbert [17] l'exploitation d'une ressource finie passe obligatoirement par un maximum avant de redescendre de part son épuisement, et ce de façon relativement symétrique par rapport à sa croissance.

Un cas d'actualité serait l'étude du « pic pétrolier » mondial [18] illustré sur la figure 1. La production de cette ressource augmente progressivement avant d'atteindre un plateau plus ou moins long puis redescend jusqu'à un niveau nul. Le temps qui nous sépare de cette fin inéluctable dépend de la quantité de pétrole initiale que l'on considère (conventionnel, profond ou lourd). Ce concept de « courbe de Hubbert » est généralisable à d'autres ressources. Ainsi nous évoquerons dans un futur plus ou moins lointain le « pic gazier » ou encore le « pic de l'eau ». Alors que faire face à cette situation ?

L'Homme est assez réfractaire au changement. Il est difficile d'abandonner un système de production énergétique qui a si bien fonctionné au cours du XX^e siècle. Ainsi, dans un possible déni de la réalité, les investissements des compagnies pétrolières pour les seules explorations et exploitations de gisements sont à la hausse (+46% entre 2011 et 2012 pour Total [19]), et se chiffrent en dizaine de milliards d'euros. En se référant à la figure 1 et en considérant que le pic pétrolier est le niveau énergétique nécessaire au maintien de nos conditions de vie actuelles, le besoin en énergies alternatives est considérable : de l'ordre de 10 gigabarils en 2050 soit environ 1,37 Gtep¹ (contre 0,98 Gtep produit en 2011 [17]). Ce chiffre ne correspond qu'à la couverture du manque que causera la fin du pétrole et se trouvera augmenté par l'épuisement des autres ressources fossiles (charbon, gaz, uranium).

1. 1 tonne équivalent pétrole (tep) = 7.33 barils

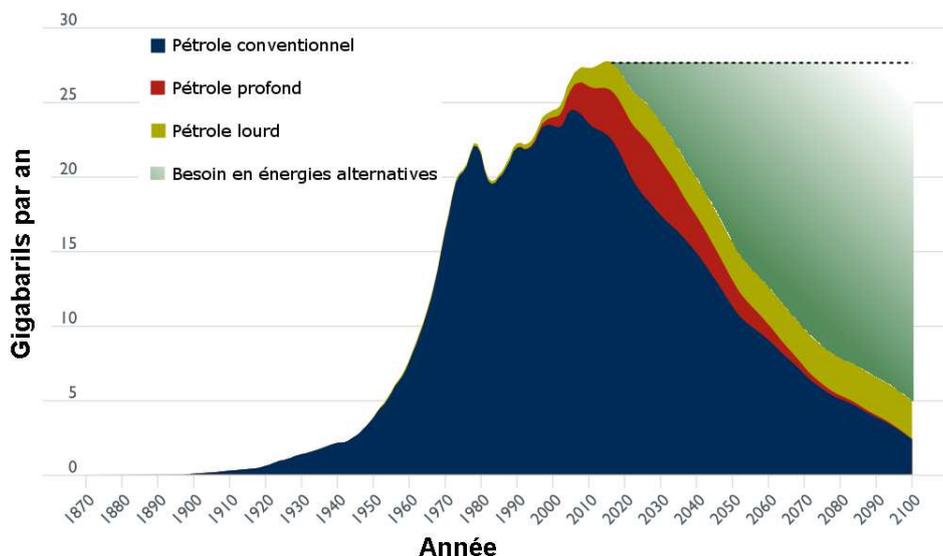


FIGURE 1 – Prévision de la production mondiale de pétrole brut et illustration du « pic pétrolier »

Il est également important de comprendre que le développement de sources d'énergies alternatives consomme lui-même de l'énergie fossile : il s'en trouvera ralenti par la disparition de celles-ci. Par conséquent chaque milliard d'euros qui n'est pas investi dans la transition énergétique nous rapproche de la régression énergétique.

La transition énergétique ne pourra évidemment se faire que progressivement. Le futur passera par le bouquet (ou « mix ») énergétique dans lequel les énergies fossiles seront encore largement utilisées pour couvrir les intermittences des sources d'énergies alternatives. Le bouquet énergétique est alors un plateau en pente douce qui nous amènera, dans un futur hypothétique, vers le « tout renouvelable ».

.1.2 La part du photovoltaïque (PV) dans les énergies alternatives

Les sources d'énergies présentes sur Terre ont principalement une origine solaire. Le pétrole et le gaz naturel sont constitués de matière organique fossilisée ou décomposée, reliquat d'une photosynthèse survenue il y a plusieurs millions d'années ; l'éolien et les courants marins ont pour moteur la chaleur du soleil tout comme le cycle de l'eau. La géothermie quant à elle tire son énergie du centre de la terre, et le nucléaire provient de la nucléosynthèse. D'autres sources d'énergie ont d'autres origines telles que les forces marémotrices qui sont dues à l'attraction lunaire, mais leur utilisation dans le bouquet énergétique est mineure.

Les énergies fossiles regroupent le charbon, le gaz naturel, le pétrole et le nucléaire. Une énergie alternative est toute énergie qui n'est pas fossile. En 2011, un peu moins de 13% de la production mondiale d'énergie primaire provenait d'une source d'énergie alternative, principalement de l'hydroélectricité [20, 21, 22, 23, 24]. Toujours au cours de cette même année, la part d'énergie produite par des systèmes photovoltaïques couvre 3,9% de la production d'électricité mondiale. Avec une part de production d'énergie renouvelable de 11,5% en 2013, la France est encore loin de son objectif de 23% en 2020.

De par le constat dressé précédemment, l'énergie photovoltaïque se présente comme une solution énergétique évidente. Cette affirmation, affranchie de toute réalité politique et économique, possède une grande part de vérité et repose sur un fait simple : la puissance émise par notre étoile, le Soleil, est

considérable, et il serait dommage de ne pas la mettre à profit.

Il est évident que le monde ne sera pas tout photovoltaïque. La prédominance de l'hydroélectricité, du nucléaire et des énergies fossiles restera présente encore de nombreuses années. En 2012, le photovoltaïque français couvre 0,7% de la production d'électricité primaire (4,9% dans les DOM-TOM) et 3,1% de la production d'électricité renouvelable (16% dans les DOM-TOM)². Mais l'idée de convertir directement l'énergie de Soleil en électricité reste séduisante.

Popularisé par des affirmations du type « 5% de la surface [couverte de PV] des déserts suffit à produire l'électricité de la planète », la croissance de la production du photovoltaïque dans le monde s'est accrue de façon exponentielle au cours de la dernière décennie, récemment freinée par le contexte économique mondial.

Depuis ces trente dernières années, différentes technologies de système de conversion photovoltaïque ont vu le jour. De la désormais classique cellule PV en silicium jusqu'aux structures multi-jonction en matériaux organiques ou semi-conducteurs III-V, ou du module plat de toiture jusqu'au système de tracking, la diversification et la découverte de nouvelles architectures ont permis de déboucher sur des systèmes toujours plus efficaces. La figure 2 présente l'évolution en rendement des différentes technologies de cellules PV [1].

Avec un record absolu de 44,4% en concentration (300 soleils), les nouvelles architectures de cellules PV rendent accessible le franchissement des 50% de rendement. En possession de telles technologies, l'intérêt pour le PV reste donc très important.

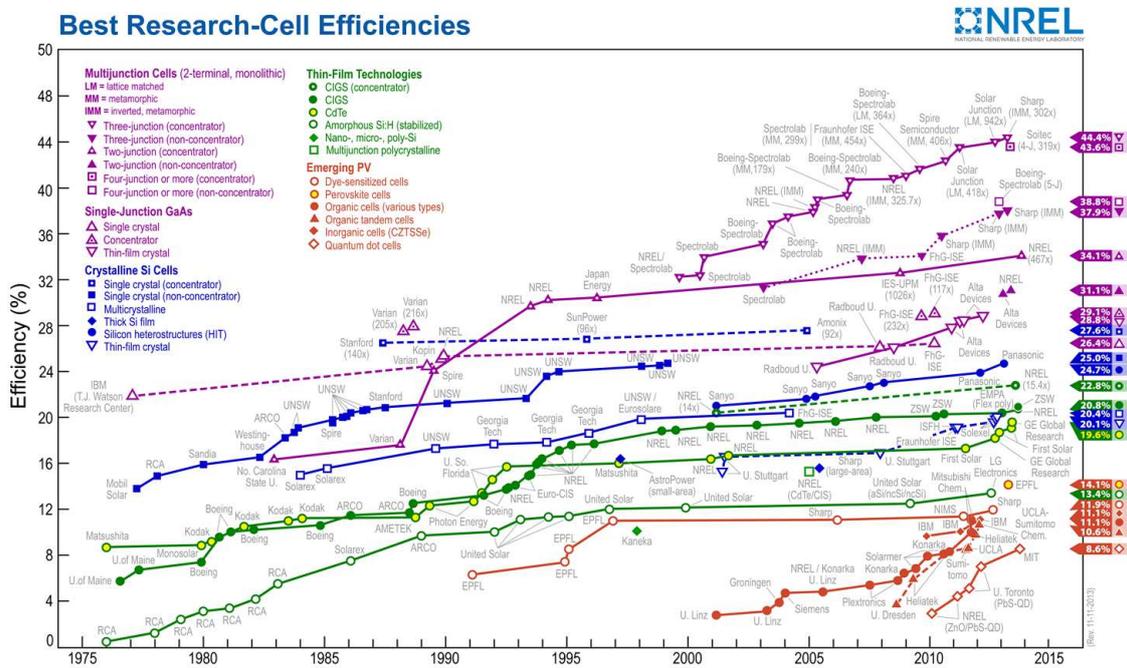


FIGURE 2 – Evolution du rendement des différentes technologies de cellules PV [1] (toutes technologies confondues)

2. Chiffres donnés par le Commissariat Général au Développement Durable, CGDD, en 2012

.2 Le photovoltaïque classique

Le photovoltaïque classique regroupe toutes les technologies de modules plats. Les matériaux utilisés dans ce domaine sont principalement le silicium sous forme cristalline ou amorphe et les métaux lourds (cuivre, cadmium, tellure, etc.). D'autres matériaux y sont rencontrés tels que l'indium, le gallium et différents matériaux organiques. Sur ce dernier point, l'appartenance du photovoltaïque organique au domaine du photovoltaïque classique peut être débattue, mais est considérée comme telle dans ce manuscrit.

Dans ce paragraphe, nous présenterons un bref historique de ces technologies ainsi que leurs caractéristiques.

.2.1 De l'effet photovoltaïque à la cellule.

La découverte de l'effet photovoltaïque est attribuée à Antoine Becquerel en 1839. Il faudra attendre le début du XXe siècle pour voir une première application de cet effet dans les capteurs de lumière pour la photographie. La première cellule photovoltaïque sera quant à elle découverte fortuitement en 1954 par les chercheurs du laboratoire Bell. Ces derniers, alors qu'ils travaillaient sur le développement du transistor, se rendirent compte de la présence d'une tension aux bornes d'une jonction pn sous éclairage. Ce n'est qu'avec les débuts de la conquête spatiale que de véritables cellules photovoltaïques, conçues pour la production d'électricité, voient le jour.

Nous n'entrerons pas dans la physique de la jonction pn considérée comme acquise par le lecteur. Ce manuscrit traite principalement d'applications techniques et technologiques plutôt que de science fondamentale. Aussi, les quelques aspects de théorie des semi-conducteurs nécessaires à la compréhension des résultats seront abordés au fur et à mesure, dans les chapitres concernés. Rappelons en néanmoins les bases.

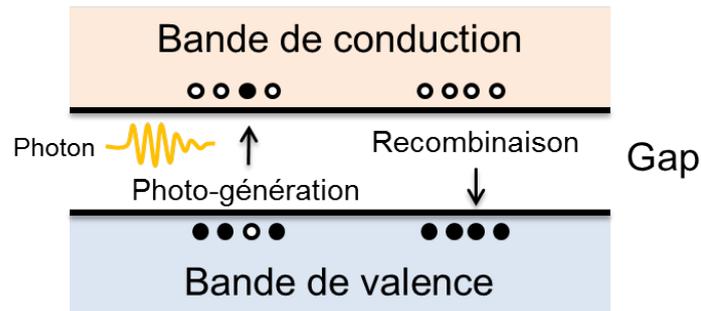
Dans un état non dopé, le semi-conducteur est représenté par un diagramme en bande avec une *bande de valence* (BV) et une *bande de conduction* (BC). A l'équilibre thermique, sans excitation externe, la BV est occupée par les électrons (e^-) et la BC par les trous (t^+). Le domaine séparant ces deux bandes est nommé *bande interdite* ou *gap*. La figure 3 illustre cette représentation.

La largeur de la bande interdite est propre à chaque semi-conducteur et traduit l'énergie nécessaire aux e^- pour accéder à la bande de conduction (ou aux t^+ pour accéder à la bande de valence). Cette *énergie de gap* (E_g) est donc une caractéristique du semi-conducteur.

L'effet photovoltaïque est l'absorption d'un photon possédant une énergie supérieure ou égale à l'énergie de gap par le semi-conducteur. L'énergie du photon est alors transmise à un électron de la BV qui franchit le gap et se retrouve dans la BC. Dans l'état, et après un temps dit de *durée de vie de porteurs*, l'électron relaxe son énergie et revient dans la bande de valence. Les charges créées par l'effet photovoltaïque ne sont donc pas extraites du semi-conducteur. Pour y parvenir il est nécessaire d'avoir une jonction pn .

Une jonction pn est la juxtaposition de deux semi-conducteurs dopés différemment. Dans le cas du silicium, un dopage par des atomes de phosphore apportera un excès d' e^- et le silicium sera dit de *type N*. Si le dopage se fait par des atomes de bore, déficitaires en e^- (apport de t^+), le silicium sera dit de *type P*. C'est l'assemblage de ces deux semi-conducteurs de type P et N qui forme la jonction pn .

Génération-recombinaison dans un semi-conducteur



Introduction de niveaux donneurs et accepteurs par dopage

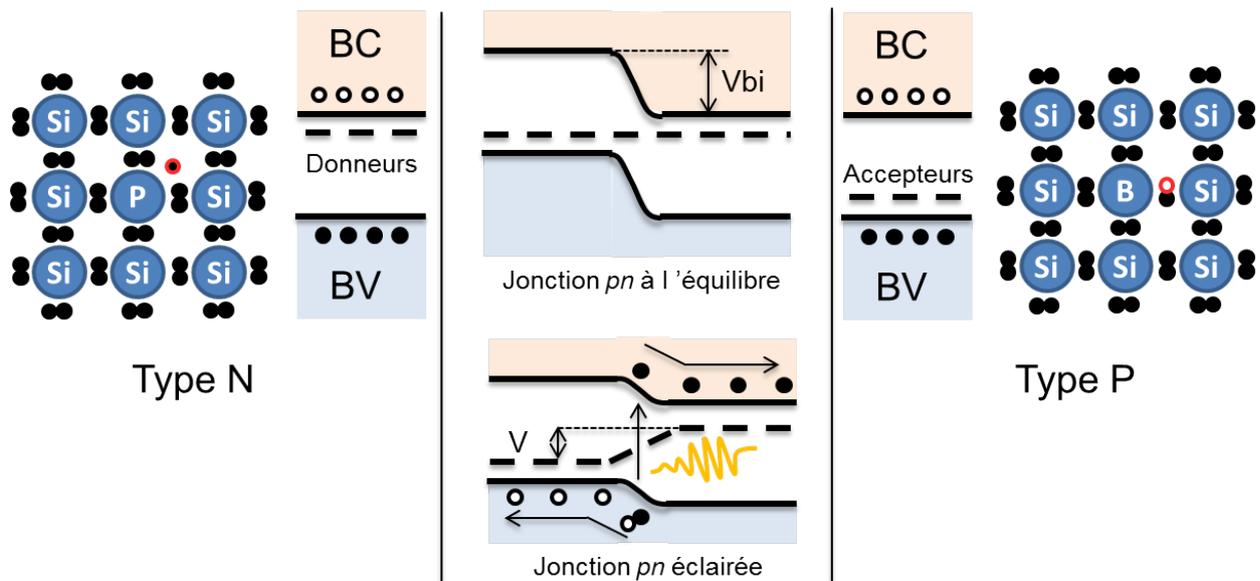


FIGURE 3 – Haut : structure en bande d'un semi-conducteur en génération-recombinaison. Bas : illustration du dopage du silicium par le phosphore et le bore et formation d'une jonction *pn*. Sous éclairage, les charges photo-générées sont séparées par la jonction *pn*.

Le dopage introduit des niveaux dans la bande interdite du semi-conducteur. Pour le type P, ces niveaux sont dits *accepteurs* et *donneurs* pour le type N. La juxtaposition de ces deux matériaux entraîne une égalisation des niveaux de Fermi donnant la forme typique du diagramme en bande de la jonction *pn* (cf. figure 3).

Les trous en excès du semi-conducteur de type P diffuse vers le semi-conducteur de type N (et inversement pour les électrons). Ce mouvement de charge est responsable du *courant de diffusion*. Lors de cette diffusion un champ électrique apparait et s'oppose au courant de diffusion, on parle alors de *courant de dérive*. Les courants de dérive et de diffusion se compensent dans une jonction *pn* en équilibre.

Sous l'effet d'un photon, une paire $e^- t^+$ est créée. Le champ électrique présent au sein de la jonction *pn* favorise la séparation de la paire $e^- t^+$ et chaque charge va minimiser son énergie (cf. figure 3). La séparation de ces charges produit une tension positive au sein de la jonction (le champ électrique produit par les porteurs de charges photo-excités s'oppose au champ électrique de la jonction *pn*). Cette tension sera la tension mesurée aux bornes de la cellule. En reliant les semi-conducteurs P et N à une charge, un courant s'établit et correspond au courant photo-généré de la cellule. De la puissance est

ainsi extraire du système.

Avec une énergie de gap prédéfinie, un semi-conducteur est capable d'absorber des photons appartenant à une gamme spectrale précise. Ainsi, en multipliant le nombre de jonction pn (chacune basée sur un semi-conducteur différent), nous pouvons ajuster la gamme spectrale utile à la cellule. Cette idée sera le fondement des architectures multi-jonction abordées dans la suite de ce chapitre.

La collecte des charges photo-générées est assurée par des contacts métalliques situés de part et d'autre de la jonction pn . Dans sa forme la plus simple, et en partant de la face exposée au Soleil, ainsi est définie une cellule photovoltaïque : métallisation en face avant, jonction pn et métallisation en face arrière.

Le choix des semi-conducteurs se fait de façon à absorber le maximum de spectre solaire. La métallisation sera quant à elle adaptée au semi-conducteur. Ainsi, différents matériaux forment différentes technologies que nous détaillons dans le prochain paragraphe.

.2.2 Les différentes technologies

Les semi-conducteurs utilisés pour la fabrication de cellule PV sont choisis en fonction de leur énergie de gap, qui se doit d'être compatible avec le spectre solaire. Nous définissons dans ce paragraphe un tel spectre avant de présenter les principaux semi-conducteurs utilisés pour le photovoltaïque classique.

.2.2.1 Le spectre solaire

Résultats des réactions de fusions nucléaires en son cœur, le Soleil émet des rayonnements dans toute la gamme spectrale. Des ondes radios au rayonnement gamma en passant par le spectre visible, chacun de ces rayonnements nous informe des phénomènes physiques qui se produisent dans notre étoile. Il est reconnu que les rayons du soleil ne sont pas tous bénéfiques pour l'être humain. La Nature étant bien faite, notre Terre possède une atmosphère qui réfléchit la plupart de ces rayons, nous protégeant ainsi des rayons gamma par exemple, hautement mutagène.

Par la réflexion et l'absorption du rayonnement solaire, notre atmosphère sculpte le spectre solaire. Celui-ci est donc différent dans l'espace et au niveau du sol. Ainsi, une cellule PV testée sur Terre n'aura pas les mêmes performances dans l'espace, car le spectre n'est pas le même. Il est également admis que le spectre solaire au niveau des pôles n'est pas le même qu'au niveau de l'équateur, puisque l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons est différente. Un fabricant de cellule PV pourra donc voir son produit plus ou moins performant en fonction de sa localisation sur Terre.

Afin d'éviter toute confusion, la communauté scientifique a défini des spectres solaires de références, illustrés sur la figure 4. Ces spectres normés sont publiés par une institution américaine, l'*American Society for Testing and Material (ASTM)*, et regroupe trois spectres définis comme suit :

- AM0 : Le spectre ASTM E-490 est le spectre de référence pour le développement de cellule solaire spatiale. Il correspond au spectre mesurable en dehors de notre atmosphère. Il est plus communément référé au spectre AM0 car ne traversant aucune atmosphère. *AM* est l'acronyme de *Air Mass*, c'est-à-dire la longueur optique d'atmosphère traversée par les rayons du soleil. La

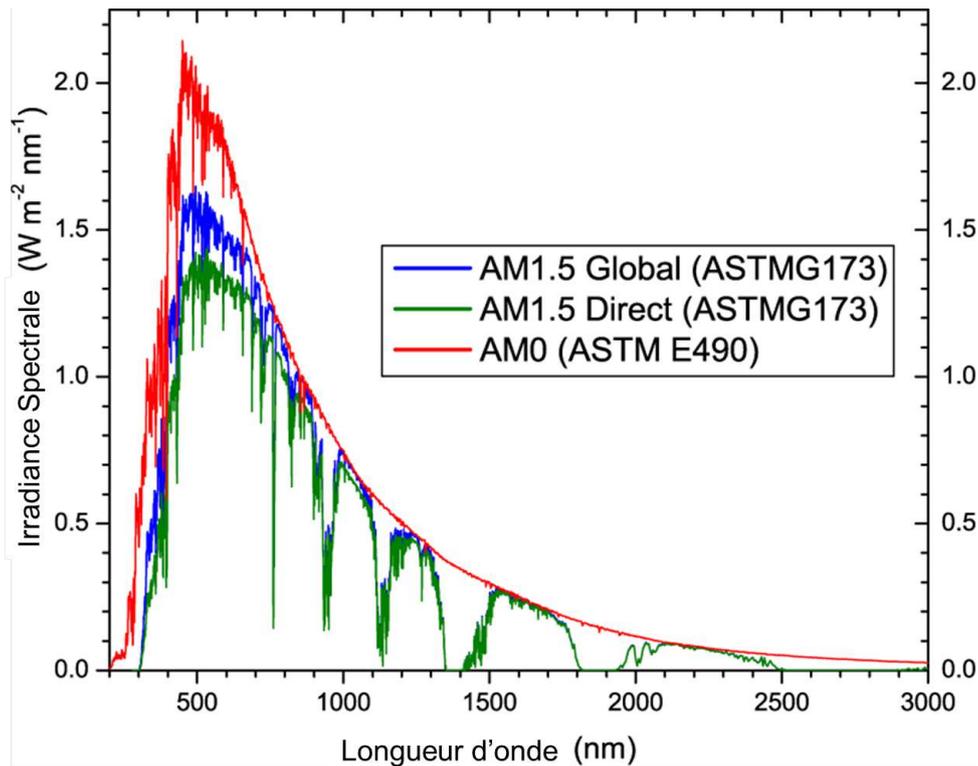


FIGURE 4 – Principaux spectres solaires utilisés dans le photovoltaïque. l’Air Mass (AM) traduit l’épaisseur d’atmosphère traversée par les rayons solaires. AM0 : spectre solaire spatial. AM1.5G : spectre solaire au niveau du sol avec un angle d’inclinaison de 48,5°. AM1.5D : similaire à AM1.5G, sans le rayonnement diffus.

puissance intégrée du spectre AM0 est de 1366 W/m².

- AM1.5G : Le spectre ASTM G173 Global ou AM1.5G correspond au spectre rencontré par les modules photovoltaïques classiques à la surface de la terre. Représenté en bleu sur la figure 4, il se distingue de l’AM0 par les bandes spectrales manquantes, absorbées par les éléments chimiques composant l’atmosphère terrestre. La puissance intégrée du spectre AM1.5G est de 1000W/m². Cette puissance est définie comme égale à un *soleil*.

De façon générale, ces modules ne sont pas posés à plat sur le sol mais plutôt avec un angle d’inclinaison d’environ 45° (48,2° exactement). Ainsi, plus d’une fois l’épaisseur de l’atmosphère terrestre est traversée par les rayons du soleil. Les modules ne sont donc pas sous AM1 mais AM1.5. L’indice G signifie que le spectre inclut tous les rayons du soleil, même ceux diffusés par l’atmosphère.

- AM1.5D : Défini pour la même inclinaison des modules que le spectre AM1.5G, le spectre ASTM G173 Direct, ou AM1.5D, ne prend en compte que le rayonnement solaire direct. Il ne considère que les rayons avec une incidence normale par rapport à la Terre et ne tient pas compte du rayonnement diffus. La puissance intégrée de ce spectre est de 900W/m².

Il existe d’autres termes dans la classification des spectres solaires. Par exemple, l’AOD (de l’anglais, *Aerosol Optical Depth*) est un indice de transparence de l’atmosphère. Un AOD faible traduit un ciel très clair, sans particule. Un AOD élevé traduit un ciel pollué. Cet indice a été créé pour tenir compte des régions extrêmement polluées, telles que la Chine ou l’Inde.

Ainsi sont définis les spectres solaires utilisés dans le PV. Pour le photovoltaïque classique nous utiliserons un spectre de référence AM1.5G. Pour les applications de photovoltaïque à concentration, le spectre de référence sera l'AM1.5D faible AOD.

.2.2.2 Semi-conducteurs et architecture cellule/module

Le semi-conducteur de référence dans le photovoltaïque classique est bien entendu le silicium. Avec un gap de 1,1eV, le silicium est capable d'absorber des photons de longueur d'onde inférieure à 1100nm. Dans les faits, il couvre une gamme spectrale généralement comprise entre 300 et 1100 nm, soit une bonne partie du spectre solaire.

Le silicium peut s'élaborer sous forme cristalline ou sous forme amorphe. La forme cristalline (c-Si) se divise elle-même en deux principales catégories : le silicium mono-cristallin (mc-Si) et polycristallin (p-Si). Le choix d'une forme cristalline se fait par les conditions de fabrication du wafer de silicium. Pour des applications spécifiques, le silicium mono-cristallin sera préféré car offrant un meilleur rendement (les joints de grains du p-Si sont des barrières pour les charges photo-générées).

Après une étape de dopage et de métallisation entre autres, les cellules sont inter-connectées entre elles par des rubans métalliques. L'ensemble de cellules ainsi reliées est encapsulé dans un polymère. Sont ensuite apposées la face avant, généralement en verre, et la face arrière, le plus souvent faite d'un polymère étanche à l'eau. Un cadre métallique vient consolider le tout, et une boîte de jonction est fixée à l'arrière du module. Cette boîte contient les diodes de bypass et les terminaux électriques du module.

Le procédé de fabrication du silicium amorphe (a-Si) est radicalement différent. Celui-ci se dépose sous formes de couches minces dans des évaporateurs. Le silicium est alors déposé sur un plaque de verre recouverte d'un oxyde conducteur transparent (TCO) puis, après la constitution de la jonction *pn*, une couche métallique est déposée en face arrière avant d'être recouverte à son tour par une plaque de verre. Les modules couches minces sont donc le plus souvent bi-verre.

La figure 5 présente les architectures de modules c-Si et couches minces. Le procédé de couche mince permet d'accéder à d'autres types de semi-conducteurs. Ainsi, le tellure de cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS), le diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS), le diséléniure et disulfure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGSS) ou encore l'arséniure de gallium (GaAs) sont autant de semi-conducteurs rencontrés dans la filière couches minces du photovoltaïque classique. Les modules couches minces offrent des rendements généralement moins importants³ que des modules c-Si (20,8% contre 25% respectivement, cf. figure 2), mais sont avantagés au niveau des coûts de fabrication.

Un peu en marge de ces deux technologies, le photovoltaïque organique connaît un réel intérêt. Les rendements atteints par cette technologies restent inférieurs à 12% mais sa force réside dans un procédé de fabrication issu de l'imprimerie et promet un coût très faible.

Nous limiterons le photovoltaïque classique à ces trois grandes familles. D'autres technologies émergentes existent mais restent à un stade de recherche, sans véritable déploiement sur le marché.

Le record absolu en rendement atteint dans le PV classique se situe à 27,6% et a été obtenu sur une cellule mono-cristalline sous concentration. Elle reste cependant bien loin derrière les rendements de

3. La structure couche mince GaAs permet d'atteindre des rendements proche de 28%

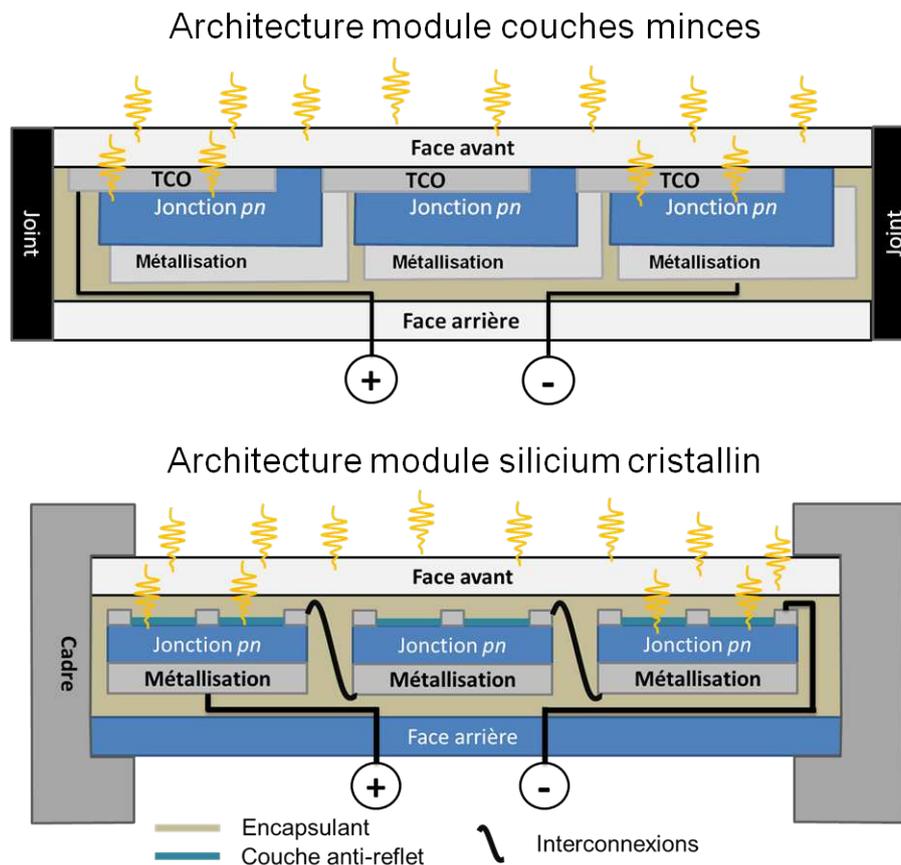


FIGURE 5 – Architecture simplifiée de cellules/modules couches minces et silicium cristallin. Mis sous forme de panneaux plats, ces technologies définissent le photovoltaïque classique.

44% mesurés sur des architectures multi-jonction. Dans le prochain paragraphe, nous allons présenter ces architectures et le rôle de la concentration solaire.

.3 Le photovoltaïque à concentration

Le photovoltaïque à concentration (CPV) se différencie du photovoltaïque classique de par l'irradiance effective au niveau de la cellule. Comme son nom l'indique, le CPV utilise des éléments optiques pour concentrer la lumière du soleil sur une cellule PV. Bien que l'utilisation de cellule PV classique se retrouve dans des applications CPV, nous nous intéresserons uniquement aux structures multi-jonction.

Après un bref historique de cette technologie nous présenterons les différents moyens de concentration en nous focalisant sur les concentrateurs à lentille de Fresnel. Nous définirons alors les éléments essentiels des modules CPV que sont l'optique primaire, l'optique secondaire, et le récepteur.

.3.1 La cellule multi-jonction

[Les travaux de thèse présentés dans ce manuscrit sont réalisés sur des assemblages CPV avec des cellules triple-jonction à semi-conducteurs III-V (InGaP/InGaAs/Ge). Aussi nous nous limiterons à cette architecture. D'autres systèmes existent [3, 25, 26, 27, 28]]

Dans les architectures de cellules couches minces et c-Si présentées sur la figure 5, nous constatons la présence d'une jonction *pn* par cellule. Ces systèmes sont dits mono-jonction. La gamme spectrale de ces cellules est alors définie, et limitée, par l'énergie de gap du semi-conducteur utilisé dans la jonction *pn*.

La limite en rendement théorique des systèmes mono-jonctions, et plus particulièrement des cellules basées sur le silicium, a été évaluée à 30% par les travaux de Shockley et Queisser [29]. Dès lors comment expliquer les rendements supérieurs à 44%, présentés sur la figure 2 ? La réponse se trouve dans les architectures multi-jonction et la concentration solaire.

Une cellule multi-jonction, telle qu'utilisée dans les travaux de thèse, repose sur la superposition de plusieurs jonction *pn*. Dans notre cas, elles sont au nombre de trois et utilisent les semi-conducteurs suivants : phosphore de gallium-indium (InGaP), arséniure de gallium-indium (InGaAs) et germanium (Ge). On parle alors de cellule triple-jonction (CTJ).

Les matériaux semi-conducteurs précédemment donnés sont choisis pour leur énergie de gap et permettent de couvrir une plus large gamme du spectre solaire. La figure 6 compare la fraction du spectre solaire AM1.5G utilisé par une cellule mono-jonction c-Si et une cellule triple-jonction InGaP/InGaAs/Ge [2]. Chaque semi-conducteur couvre une gamme spectrale plus restreinte que le silicium, mais la somme des trois permet de couvrir la quasi totalité du spectre.

Une représentation simplifiée d'une CTJ InGaP/InGaAs/Ge est également présentée sur la figure 6. Cette structure se rapproche de celle des cellules utilisées durant les travaux de thèse. Les jonctions sont associées en série via des jonctions dites *tunnels*. Ces jonctions tunnels sont des couches de matériaux similaires aux couches actives mais très fortement dopées. Elles assurent un contact électrique entre les jonctions mais ne produisent pas d'effet photovoltaïque. En partant de la face de la cellule exposée à la lumière du soleil, on définit la jonction InGaP comme la jonction *top*, la jonction InGaAs comme la jonction *middle* ou *mid* et la jonction en Ge comme la jonction *bottom* ou *bot*.

Une jonction se décompose en quatre couches. La couche *window* et le *back surface field (BSF)* sont des éléments visant à favoriser la collecte des charges photo-générées en limitant leur recombinaison. Les couches *emitter* et *base* sont respectivement les couches *n* et *p* de la jonction *pn*.

Pour la suite du manuscrit nous laisserons ces précisions à part et utiliserons les termes de *jonction top*, *jonction mid* et *jonction bot*.

Lors de la fabrication d'une CTJ, deux critères importants sont à prendre en compte : le paramètre de maille et la correspondance en courant. Les cellules CTJ sont monolithiques. Cela signifie que chacune des couches de la cellule fait partie du même cristal. Les matériaux utilisés étant différents, ils ne possèdent pas tous le même paramètre de maille (en anglais, *lattice parameter*).

Pour obtenir une structure monolithique il faut donc choisir des matériaux avec des paramètres de mailles proches, ce qui sera le cas dans les cellules utilisées durant les travaux de thèse. On parle alors de cellule *lattice matched*. Une autre solution consiste à faire croître des couches intermédiaires en augmentant légèrement le paramètre de maille à chaque couche. Ces couches adaptatrices ou *buffer* permettent d'assembler des semi-conducteurs avec des paramètres de maille différents et offrent un plus large choix d'énergie de gap. Ces systèmes sont dits *lattice-mismatched*.

Le deuxième paramètre important dans la croissance de CTJs est la correspondance en courant, ou *current matching*. L'association en série de jonctions fait que le courant photo-généré produit par la

cellule est limité par le plus petit courant photo-généré produit par une des jonctions. Pour ces raisons, les jonctions top et mid sont spécialement conçues pour avoir le même courant photo-généré sous un spectre AM1.5D. La jonction Ge ou bot n'est jamais limitante en courant. De par cet effet de *current matching*, les cellules triple-jonctions sont beaucoup plus sensibles au spectre que les cellules c-Si et couches minces. une mauvaise conditions spectrales fera qu'un des jonctions produira un faible courant et limitera grandement le rendement de la CTJ.

Avec une jonction *pn*, une cellule c-Si atteint une tension sous éclairnement en circuit ouvert de 0,6V environ. Le courant produit par la cellule dépend de l'intensité d'éclairnement mais aussi de la surface de la cellule. Avec des dimensions classiques de 12x12cm, le courant produit par une cellule en court-circuit sous un spectre AM1.5G peut atteindre 6A.

L'avantage d'une cellule triple-jonction se situe sur la tension de circuit-ouvert. Avec trois jonctions *pn* associées en série, la tension totale aux bornes de la cellule est égale à la somme des tensions de chaque jonction. Ainsi, sous un spectre AM1.5G et pour une puissance de 1 soleil (1000W/m²), la tension de circuit ouvert des CTJ atteint 2.6V (pour notre architecture InGaP/InGaAs/Ge). Cette augmentation drastique de la tension de circuit ouvert explique en grande partie les rendements supérieurs des architectures multi-jonctions.

Les cellules triple-jonction ont été principalement développées pour des applications spatiales. Le coût de production extrêmement élevé des CTJ (par rapport à une cellule c-Si) empêchait leur déploiement sur terre. Pour donner un ordre de grandeur, la couverture d'un toit de maison individuelle avec des CTJ coûterait plus de 10 fois le prix de la maison⁴. Dès lors, comment exploiter une telle technologie pour des applications terrestres ? La réponse se trouve dans la concentration du soleil.

Comme nous le verrons plus tard dans ce manuscrit, le rendement d'une cellule solaire augmente avec la concentration. Cette augmentation de rendement n'est pas infinie car contrebalancée par les effets de résistance série. Néanmoins, pour des gammes de concentrations de 500 soleils ou 1000 soleils⁵, le bénéfice est réel.

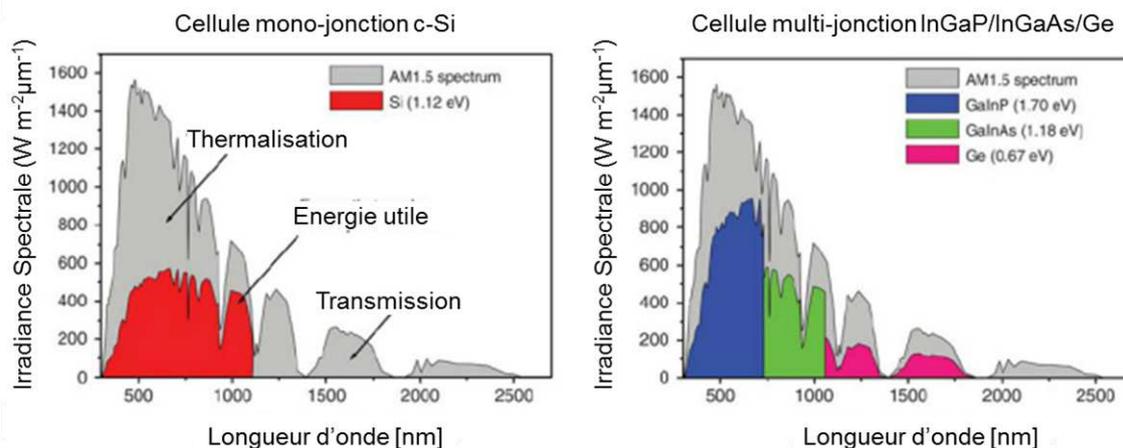
En utilisant la concentration des rayons du soleil par une optique, nous pouvons limiter la taille des CTJ à quelques centimètres, voire millimètres. Le coût de matière active est donc grandement diminué et le coût de production d'électricité par des modules à concentration peut être très proche du PV classique. Dans le prochain paragraphe nous présentons les moyens de concentrer la lumière du soleil sur une cellule CTJ en nous intéressant particulièrement au concentrateur de Fresnel.

.3.2 Le module CPV à concentrateur Fresnel

Chacun de nous a essayé au moins une fois dans sa jeunesse de brûler un fétu de paille, ou plus cruellement quelques fourmis, en concentrant la lumière du soleil avec une loupe. La photovoltaïque à concentration (CPV) reprend exactement le même concept (cf. figure 7. En focalisant la lumière du soleil sur une petite cellule triple-jonction, nous profitons des rendements exceptionnels de ces architectures à moindre coût.

4. Pour un pavillon de 200 000€ avec un surface de toiture de 1300*600cm² et une surface de cellule de 12*6cm² à 200€ pièce

5. Une concentration de 1000 soleils correspond à 1000 fois l'irradiance de 1 soleil soit 1000W/m² × 1000 = 1 000 000W/m²



Structure simplifiée d'une cellule InGaP/InGaAs/Ge

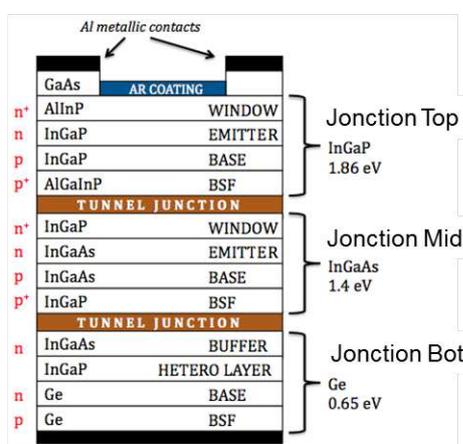


FIGURE 6 – Comparaison des portions de spectre utile aux cellules c-Si et InGaP/InGaAs/Ge. Adapté de [2]. Structure d'une cellule triple-jonction InGaP/InGaAs/Ge monolithique telle que celle utilisée dans les travaux de thèse [3].

La concentration de la lumière du soleil se fait principalement de deux manières différentes : par l'utilisation de miroirs paraboliques ou par des lentilles de Fresnel. Ces objets étant les premiers rencontrés par les rayons du soleil, ils sont définis comme les *optiques primaires (OP)*. Le facteur de concentration est alors donné par le rapport entre l'irradiance au point de focalisation et celle d'un soleil ($1000\text{W}/\text{m}^2$). Le facteur de concentration peut se calculer à deux échelles : le facteur de concentration *géométrique* qui est le rapport entre la surface de l'optique primaire et la surface de la cellule et le facteur de concentration *réel* qui prend en compte les pertes et défauts optiques de la chaîne de concentration. Le facteur de concentration réel sera donc toujours inférieur au facteur de concentration géométrique. Dans les spécifications de modules CPV, il n'est pas rare que ce soit le facteur de concentration géométrique qui soit mis en avant.

Les miroirs paraboliques sont utilisés pour la basse concentration avec des facteurs de concentration géométrique (FCG) de 20 à 200 soleils (ou 200X). La moyenne concentration concerne des FCG de 200X à 500X. La haute concentration, exclusivement réservée aux concentrateurs avec lentilles de Fresnel⁶, couvre la gamme de 500X à 1200X. Au delà se trouve la très haute concentration.

6. Pour des applications photovoltaïques.

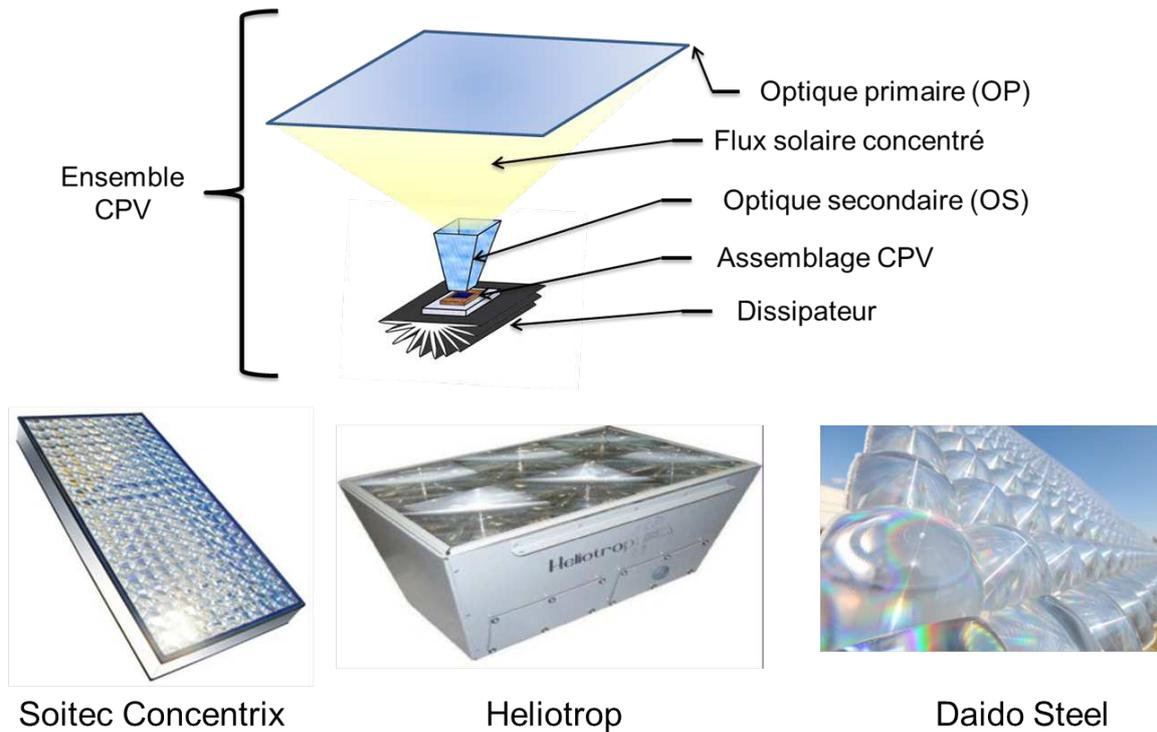


FIGURE 7 – Concentration des rayons du soleil par une lentille de Fresnel. Décomposition d'un ensemble CPV par l'optique primaire (OP), l'optique secondaire (OS), l'assemblage CPV et le dissipateur. Clichés de modules à concentrateur Fresnel commerciaux.

Les travaux de thèse portent sur la fiabilité d'assemblage CPV sous haute concentration (environ 1000X). Afin de présenter les termes qui seront repris tout au long du manuscrit, la figure 7 présente la structure d'un module à concentrateur Fresnel tel qu'utilisé durant les travaux de thèse. Cette figure considère également un maillon élémentaire d'un tel module. Intitulé *ensemble CPV*, il est décliné autant de fois que le nombre de cellules dans le module.

Un ensemble CPV se décompose comme suit, par ordre de rencontre des rayons du Soleil :

- Optique Primaire (OP) : Les optiques primaires sont les premiers éléments rencontrés par les rayons du Soleil. L'OP est la partie chargée de concentrer la lumière du soleil. Il s'agit donc des miroirs paraboliques des systèmes basse concentration ou des lentilles de Fresnel des modules haute concentration. La difficulté de mise en œuvre des lentilles de Fresnel limite leur fabrication à partir de polyméthacrylate de méthyle (PMMA) ou de silicone déposé sur une plaque de verre. Les lentilles en PMMA peuvent cependant être mises en forme facilement et revêtir différents aspects comme les lentilles de Fresnel en forme de dôme des modules CPV Daido Steel (cf. figure 7).
- Optique Secondaire (OS) : L'optique secondaire se situe entre l'OP et la cellule PV. Elle n'est pas forcément présente sur tous les modules. Plus le facteur de concentration recherché est important, plus la distance entre l'OP et la cellule est grande (pour une taille de cellule donnée). Dans certaines conditions que nous verrons par la suite, le flux solaire concentré peut être défocalisé de la cellule. Avec une surface d'ouverture plus grande, l'OS peut rediriger ce flux sur la cellule soit par réflexion ou par réfraction. Elle contribue donc à l'augmentation de l'angle d'acceptance des

modules. Un autre rôle de l'OS est l'homogénéisation du flux solaire sur la cellule. Les chaînes optiques (OP + OS) les plus performantes, en terme d'homogénéité de flux, utilisent des optiques dites non-imageantes. Nous renvoyons le lecteur vers l'ouvrage de Wilson intitulé « *Non-imaging optics* » pour plus d'informations sur ces systèmes.

- Assemblage CPV : L'assemblage CPV est le cœur fonctionnel du module à concentrateur Fresnel. Il consiste en l'assemblage d'une cellule multi-jonction sur un substrat. Le développement d'un assemblage CPV nécessite une infrastructure lourde capable d'offrir des compétences en thermique, électricité/électronique, mécanique, micro-électronique et optique. Nous reviendrons largement sur ces assemblages, cœur des travaux de thèse.
- Dissipateur : Le flux solaire concentré entraîne des densités de puissance très importantes au niveau de la cellule. Toute l'énergie qui n'est pas convertie en électricité est évacuée sous forme de chaleur. L'assemblage CPV offre, de par le substrat, un niveau de dissipation qui reste insuffisant dans les applications hautes concentrations. L'ajout d'un dissipateur est donc nécessaire.

La figure 7 présente quelques exemples de modules à concentrateurs Fresnel commerciaux. Les modules Soitec Concentrix utilisent des cellules multi-jonction de quelques mm^2 et possèdent un facteur de concentration de 500X. La très petite taille des cellules permet d'atteindre ce facteur de concentration sur une faible épaisseur. Les modules Héliotrop possèdent un facteur de concentration de 1000X pour des cellules de 1cm^2 . Une telle taille de cellule nécessite une épaisseur de module importante pour atteindre le facteur de concentration cible⁷. Les travaux de thèse présentés dans ce manuscrit sont liés à cette technologie. Enfin, les modules Daido Steel possèdent des lentilles de Fresnel unique, avec une forme de dôme.

Nous venons de définir la structure d'un module CPV à concentrateur Fresnel à laquelle le lecteur pourra se référer tout au long de ce manuscrit. Une fois les modules conçus, ils doivent être placés sur un système de suivi du Soleil. Pour reprendre notre exemple de la loupe et de la paille, nous savons que la concentration des rayons du soleil ne se fait que si la face de la loupe est alignée avec le Soleil. Il en est de même pour les modules CPV. Les systèmes de suivi, ou « trackers », sont des systèmes 2 axes permettant d'assurer un suivi du soleil avec une précision de $0,1^\circ$. Nous reviendrons sur ces systèmes par la suite.

Modules CPV et tracker définissent le *système CPV*. Ces systèmes sont assez récents comparés à l'histoire du photovoltaïque classique. Le retour d'expérience sur le terrain est très faible. Aussi, une véritable problématique de fiabilité s'est développée autour du CPV à la fois pour comprendre les modes et mécanismes de défaillance mais aussi pour apporter une confiance aux investisseurs du secteur. N'oublions pas que l'objectif du CPV est de concurrencer le PV classique. Dans le prochain paragraphe, nous allons placer cette problématique dans le contexte du laboratoire d'accueil et présenterons la démarche des travaux de thèse.

7. Certains designs de module permettent d'atteindre de hautes concentrations sur des cellules de 1cm^2 sur de faibles épaisseurs, en utilisant des optiques primaires réfractives. Les pertes optiques sont cependant très importantes.

.4 Justification des travaux de thèse

.4.1 Motivation

Le Laboratoire des Modules Photovoltaïques (LMPV) du CEA-LITEN⁸ est un laboratoire de recherche et développement sur les procédés de mise en œuvre et les matériaux de fabrication des modules PV classique. Travaillant principalement sur les technologies silicium (c-Si, a-Si, hétérojonction) il possède une expertise dans les techniques de caractérisation de ces systèmes. Partageant des travaux avec Certisolis⁹, le LMPV possède des infrastructures pour étudier le vieillissement accéléré (chambre climatique) et naturel (banc d'exposition en extérieur) des modules photovoltaïques. C'est dans cet environnement que s'effectueront les travaux de thèse.

Le sujet de thèse initial portait sur l'étude du vieillissement des modules PV classiques et le développement de nouveaux tests de vieillissement accéléré révélateurs de modes de défaillance observés sur le terrain. Ce sujet s'inscrivait dans un vaste programme de suivi de performances de modules installés dans différents climats (montagnard, tropical, continental et désertique). Cependant, face à un contexte économique difficile, nombres de projets liés au programme ont été abandonnés.

Entre temps, une nouvelle activité a vu le jour au LITEN, le photovoltaïque à concentration (CPV). Cette activité est portée par un partenariat avec un fabricant de module CPV français et une volonté du CEA de se tourner vers un secteur d'avenir. A travers une association de différents laboratoires du CEA, et avec le soutien d'industriels français, c'est toute la filière CPV française qui a été créée, de l'assemblage CPV au système complet. Afin d'assurer une certaine qualité de ses produits, le fabricant de module CPV s'est tourné vers le LMPV pour son expertise sur le vieillissement des modules PV et ses méthodes de caractérisation. Ainsi, la mission du LMPV est de mettre en évidence des problèmes de fiabilité des modules et des assemblages CPV. C'est sur ce point précis, et grâce à des études préliminaires sur la fiabilité dans le PV classique, que se concentre les travaux de thèse.

.4.2 Plan de thèse

Durant les premiers mois de la thèse, une étude bibliographique sur les mécanismes et les modes de défaillance des modules PV classique a été conduite. Cette étude s'inscrivait dans le sujet initial de la thèse qui ne traitait pas du photovoltaïque à concentration (CPV). Elle a donc été complétée par une étude similaire sur le CPV. Cette bibliographie fait l'objet du premier chapitre de ce manuscrit intitulé *Mécanismes et modes de défaillances des systèmes PV et CPV*. Après une présentation théorique de la fiabilité, ce chapitre insiste sur la grande diversité des modes de défaillance pouvant apparaître à tous les niveaux d'un système PV (cellule, module, tracker, etc.). Il aborde également les outils utilisés pour mettre en évidence les défaillances des systèmes. Ce chapitre se termine sur les moyens de reproduire ces défaillances observées en conditions réelles par le vieillissement accéléré.

Le premier chapitre de la thèse pose les bases de réflexion sur la conduite d'un programme d'essais de vieillissement accéléré. Durant cette étude bibliographique, force a été de constater que le PV classique et le CPV diffèrent en bien des points et que la caractérisation d'architectures multi-jonction est

8. LITEN : Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Energies Nouvelles

9. Organisme de certification des modules photovoltaïques - centre d'essais IEC 61215-61646 principalement

autrement plus compliquée pour des systèmes mono-jonction. Il a donc fallu développer des outils de caractérisation, en partant parfois de rien, afin de pouvoir suivre des dégradations de propriétés électriques d'assemblages CPV lorsque soumis à des essais de vieillissement accéléré.

La caractéristique IV sous éclairage et dans l'obscurité, l'électroluminescence, la réponse spectrale ou la tomographie RX sont autant de techniques présentées dans le second chapitre de ce manuscrit intitulé *Méthodes de caractérisation des assemblages CPV*. Les bases théoriques des outils de caractérisation sont présentées ainsi que les protocoles expérimentaux et le développement de solutions techniques. Véritable apport des travaux de thèse, ce chapitre présente l'arsenal utilisé aujourd'hui par le laboratoire d'accueil dans différents projets liés au CPV.

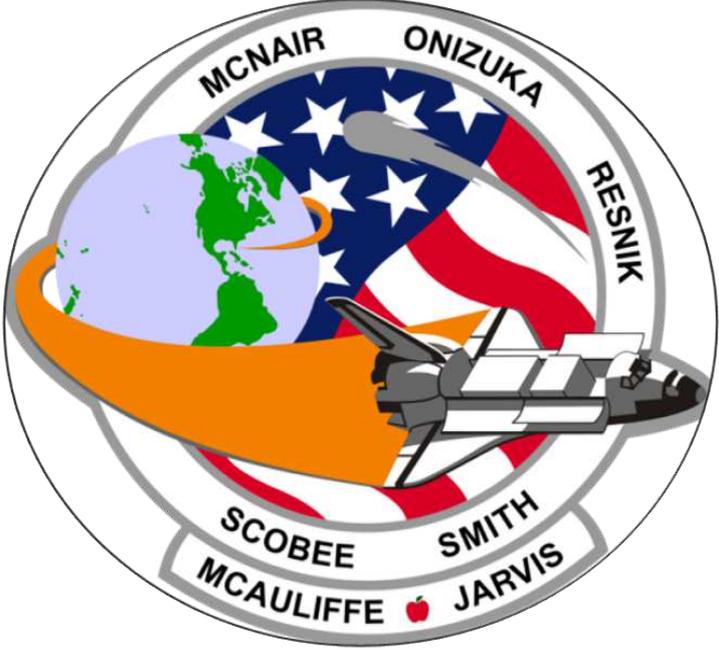
Le troisième chapitre de ce manuscrit, intitulé *Technologies d'assemblages CPV et stratégie de vieillissement accéléré*, présente les deux types d'assemblages CPV utilisés durant les travaux de thèse. Le premier type dit Direct Bonded Copper (DBC) est un assemblage commercial produit par Emcore. Le deuxième est un nouvel assemblage développé durant les travaux de thèse par les partenaires industriels du laboratoire. En rupture technologique avec l'état de l'art, il repose sur un Substrat Métal Isolé (SMI) modifié.

Ce troisième chapitre présente également les stratégies mises en œuvre pour évaluer la robustesse de ces nouveaux assemblages. Une première étude comparative de la tenue des assemblages CPV DBC et SMI permettra de confronter les nouveaux assemblages SMI à l'état de l'art que sont les assemblages commerciaux DBC. Une deuxième étude, avec un nombre plus important d'échantillons, portera sur les assemblages SMI uniquement.

Les résultats des études de vieillissement accéléré ainsi que les nouvelles connaissances acquises par et pour le laboratoire d'accueil via les travaux de thèse sont présentés dans le quatrième et dernier chapitre sobrement intitulé *Résultats*. Nous y verrons les résultats de caractérisation d'assemblage CPV et les corrélations qui existent entre les différents outils. Nous montrerons également les avancées effectuées dans le domaine de l'électroluminescence, concrétisées par une nouvelle technique brevetée de caractérisation de l'interface cellule/substrat. Enfin, nous montrerons que les assemblages SMI sont robustes, et qu'aucune défaillance précoce n'a été mise en évidence.

Nous concluons ce manuscrit en effectuant une synthèse de l'apport des travaux de thèse, aussi bien pour la communauté scientifique internationale que pour le laboratoire d'accueil. Nous proposons également dans cette synthèse les perspectives ouvertes par ces travaux de thèse.

MÉCANISMES ET MODES DE DÉFAILLANCES DES SYSTÈMES PV ET CPV



Ex erroribus discitur

Lorsqu'un produit, quel-qu'il soit, est mis sur le marché, le fabricant doit s'assurer qu'il tiendra ses spécifications sur une durée d'utilisation définie dans un cahier des charges. Cette durée correspond à la garantie du produit offerte par le fabricant. Les secteurs de l'automobile, de l'électronique, de l'aérospatiale ou encore de l'agroalimentaire sont les pionniers dans le domaine du calcul de durée de vie.

Lorsqu'une pièce mécanique vient à céder prématurément sur un véhicule, les conséquences peuvent être dramatiques pour le conducteur du dit véhicule. De même, une défaillance d'un composant électronique dans un système sensible (propulseur de fusée, transport ferroviaire, marine,...) peut être la cause de graves accidents. Enfin, si un emballage de produit alimentaire n'offre pas la protection nécessaire à la conservation des aliments, le consommateur final risque sa santé. On comprend alors à travers ces quelques exemples l'enjeu des études de fiabilité et de durée de vie des produits avant leurs commercialisations.

Les premières études de fiabilité, dont la définition est donnée dans le paragraphe suivant, ont commencé vers 1930 avec les calculs de probabilité d'accidents d'avions. Puis, durant la seconde guerre mondiale un programme complet de fiabilité fut conduit lors du développement des missiles allemands V1. En 1949, E. Murphy, ingénieur dans l'aérospatiale, dit « *Si quelque chose peut mal se passer, cela se passera mal* ». Cette maxime deviendra la célèbre loi de Murphy ; peut-être l'un des raisonnements les plus importants de la fiabilité. Ce n'est que depuis l'essor de la micro-électronique dans les années 80 que la fiabilité est devenue une science complète.

Dans ce chapitre, nous allons voir comment les fabricants de modules photovoltaïques (PV) s'assurent que leurs produits tiendront leurs spécifications durant une durée déterminée. Nous aborderons les différentes phases de vieillissement d'un module que sont la mortalité infantile, l'usure et la défaillance. Ce chapitre principalement orienté PV classique, en raison de la maturité de cette technologie, met en évidence la connaissance accumulée durant ces trente dernières années en matière de fiabilité et établit le parallèle entre PV et CPV dans ce domaine.

I.1 La fiabilité

En 2007, la bulle du photovoltaïque, créée par des subventions gouvernementales et des tarifs de rachat d'électricité élevés, est à son paroxysme. Dès qu'un fabricant proposait un module, son carnet de commande se retrouvait rempli instantanément — la demande était plus forte que l'offre. Les investisseurs n'étaient alors que très peu portés sur la fiabilité des systèmes ; du moment qu'ils étaient disponibles. Par opposition, le marché du PV en 2013 est stabilisé. Les acteurs encore présents ont gagné en maturité et le besoin de fiabilité s'est accru. De plus, afin de diminuer les coûts de production, les fabricants ont revu les quantités de matière première à la baisse. Ainsi nous sommes passés d'une épaisseur moyenne de cellule de $700\mu\text{m}$ il y a trente ans à $150\mu\text{m}$, ce qui pose la question de la fiabilité de ces nouvelles cellules face aux contraintes thermiques et mécaniques. Pour ces différentes raisons, et pour d'autres évoquées dans la suite de ce chapitre, la fiabilité des modules PV est un sujet d'actualité. Elle a récemment fait l'objet d'un article inquiétant, publié le 28 Mai 2013 dans le New York Times, et intitulé « *L'industrie solaire angloise à propos de modules défaillants* » [30]. Sa valeur scientifique reste discutable mais il traduit l'image du secteur donnée aux yeux du grand public, et montre que tout est loin d'être fait.

Fabricant	PMO*	Garantie 90% P ₀	Garantie 80% P ₀	Techno.
First Solar	5	10	25	CdTe
Sharp	5	10	25	pSi mSi aSi
Suntech	5	12	25	pSi mSi
Solarfun	5	10	25	pSi mSi
Yingli Solar	5	10	25	pSi
Solarworld	2	10	25	pSi mSi
Trinasolar	5	10	25	pSi mSi
Sunpower	10	10	25	mSi
Schott Solar	NA	10	25 (30 Bi-verre)	aSi mSi
BP Solar	5	12	25	mSi
Solon	5	10	25	pSi mSi
EGING	5	10	25	pSi mSi
Sanyo	5	10	20	aSi mSi
Kyocera	5	10	20	mSi
Siliken	5	10	25	pSi mSi
Tenesol	10	NA	25	pSi
Photowatt	5	12	25	pSi mSi
Auversun	10	12	25	pSi mSi
Abound Solar	5	10	25	CdTe
Calyxo	2	10	20	CdTe
Würth Solar	NA	10	20	CIS
Sulfurcell	NA	10	20	CIS/CIGS
Global Solar	NA	10	25	CIGS

TABLE I.1 – Garanties en nombre d’années offertes par les principaux fabricant de module PV en 2011 toutes technologies confondues. *PMO : Pièce et Main d’œuvres.

I.1.1 Durée de vie et garantie fabricant

La fiabilité, dans son ensemble, est une branche de la statistique. Elle regroupe les méthodes mathématiques utiles à l’estimation de la durée pendant laquelle un objet remplira une fonction donnée, dans des conditions spécifiques. Tout objet finit par faillir au bout d’un certain temps ; le but final de la fiabilité en temps que science est de prédire et maximiser cette durée — la durée de vie.

La durée de vie d’un produit ne se définit que de façon relative à un critère de défaillance. Dans le cas d’un module photovoltaïque, d’aucuns pourraient penser que tant que celui-ci produit une puissance non nulle, il ne peut pas être considéré comme défaillant. Or, ce module sert un intérêt, il remplit une fonction, et en dessous d’une certaine puissance fournie, bien que toujours positive, il y a de fortes chances que cette fonction ne soit plus assurée. La notion de fonction d’un objet associe donc une durée de vie à une durée utile, et cette durée peut varier d’un utilisateur à l’autre.

Pour un installateur de grandes centrales PV la durée utile d’un module se définit comme la durée après laquelle les coûts de maintenance de la centrale rapportés à la vente de l’énergie produite ne permettent plus d’engendrer un bénéfice. Pour un architecte, la détérioration physique d’un module, bien que n’impactant pas sa production d’énergie peut être un critère de rejet. Pour un utilisateur engagé politiquement, la durée utile est extensible car il financerait, dans une certaine mesure, son système sans tenir compte de sa rentabilité.

Une définition pertinente de la durée de vie d’un module PV serait celle de C.Osterwald [31] : « [En substance] *La durée de vie d’un module PV peut être définie comme un point dans le temps à partir*

duquel le module n'est plus acceptable quel-qu'en soit la raison, tant en termes de sécurité, d'apparence, d'événement catastrophique, ou lorsque la puissance fournie passe en dessous d'une valeur acceptable ». Ceci pris en compte, un même composant peut avoir un critère de défaillance différent selon son rôle dans tel ou tel système.

De manière générale, la durée utile d'un module est la période durant laquelle ses performances sont garanties dans un intervalle donné. Le consensus actuel veut qu'un module PV soit garanti 25 ans à 80% de sa puissance initiale (et à 90% au bout de 10 ans). Le tableau 1.1 résume les garanties offertes par les principaux fabricants de module PV.

Le photovoltaïque à concentration (CPV) étant plus récent, ce type de garantie n'est pas standardisé. Par exemple, le fabricant de module CPV Daido annonce une garantie de 10 ans sur ces modules sans précision de puissance. De même pour Semprius qui garantit 25 ans de « puissance », sans précision de ratio performance initiale / finale. Soitec Concentrix annonce une durée de vie de 25 ans. Aucune de ces compagnies ne possède la même histoire et ne bénéficie de la même expérience. Dès lors comment une jeune compagnie peut-elle annoncer une garantie de 25 ans sur l'utilisation de son produit en conditions normales sans avoir de retour d'expérience ? C'est ce que nous allons voir dans la suite de ce chapitre.

I.1.2 Les outils statistiques

Comme évoqué plus tôt, une étude de fiabilité fait appel à la statistique et le résultat est une probabilité que le système opère un certain temps T dans des conditions données sans rencontrer de défaillances. Pour un module PV, ce temps peut être quantifié de différentes façons : temps d'exposition au soleil, cycle thermique (alternance jour/nuit ou ombre/lumière), ou encore densité de puissance. Quelque soit l'échelle choisie, elle se doit d'être révélatrice du mode de défaillance considéré. Pour une voiture, il convient de choisir le temps comme échelle pour l'étude de fiabilité d'une peinture et le kilométrage pour des pièces mécaniques — ces dernières ne s'usant que lorsque le véhicule roule. Les outils statistiques donnés dans la suite de ce manuscrit se réfèrent au temps T ainsi décrit. La partie théorique de la fiabilité présentée dans ce paragraphe est extraite de l'ouvrage de Yang [32]. Pour un approfondissement de la théorie, il est conseillé au lecteur de se référer à cet ouvrage.

La fonction de défaillance $F(t)$ représente la probabilité qu'un système ait une défaillance avant l'instant t et s'exprime selon :

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_0^t f(t)dt \quad (\text{I.1})$$

Avec $f(t)$ la fonction de densité de probabilité. Elle indique la distribution de défaillance sur tout l'intervalle de temps t considéré ; plus sa valeur est grande, plus le nombre de défaillances se produisant au temps t est important. Par complémentarité est définie la fonction fiabilité $R(t)$ qui traduit la probabilité qu'un système ne présente pas de défaillance avant l'instant t :

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - P(T \leq t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (\text{I.2})$$

Le taux d'avarie instantané ou taux de défaillance $\lambda(t)$, c'est à dire le nombre de défaillances à un instant t est donné par :

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t < T \leq t + \Delta t | T > t)}{\Delta t} = \frac{1}{R(t)} \left[-\frac{dR(t)}{dt} \right] = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (\text{I.3})$$

Expérimentalement, le taux d'avarie $\lambda(t)$ possède une forme dite de « baignoire » représentée sur la figure I.1. Cette courbe se décompose en quatre grands régimes.

- Le régime de pannes précoces — ou « mortalité infantile » dans la littérature — correspond aux défauts de conception de l'objet. De tels défauts entraînent des défaillances dites catalectiques, survenant brutalement et entraînant une panne complète du système, très tôt dans la vie de celui-ci. Dans la cas de module PV, il peut s'agir de mauvaise mise en œuvre entraînant l'apparition de court-circuit après quelques jours sur le terrain.
- Le régime des pannes résiduelles est quant à lui lié à la variabilité des procédés de production. Certains modules se retrouvent plus fragiles que le reste de la production et tombent en panne plus rapidement.
- Le régime de durée de vie utile, où le taux de défaillance est le plus faible, est le résultat d'une bonne étude de fiabilité. C'est la période d'opération pour laquelle les modules ont été conçus. Durant ce temps, le module accumule des contraintes et vieillit jusqu'à son entrée dans le régime d'usure, où le taux de défaillance augmente. Il s'agit là de la fin de vie des modules.

Grâce à cette courbe, il est possible de différencier la fiabilisation d'un système et son vieillissement. La fiabilisation du système cherche à minimiser $\lambda(t)$ dans les régimes de pannes précoces et résiduelles. Le vieillissement concerne quant à lui la durée de vie utile et l'usure. Lorsque l'on désire étudier le vieillissement d'un système, il faudra au préalable s'assurer de sa fiabilité.

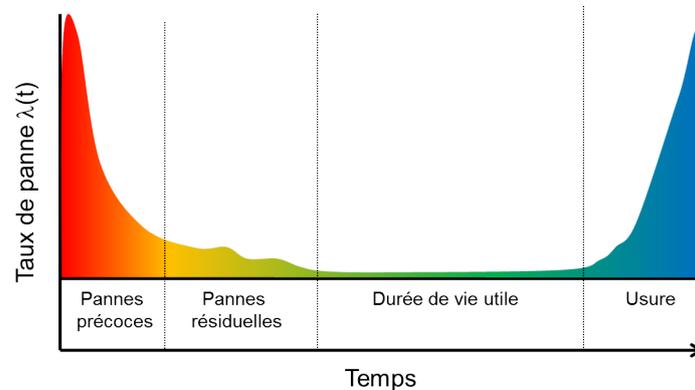


FIGURE I.1 – Courbe en « baignoire » du taux de panne $\lambda(t)$

La quantification de l'espérance de vie $E(T)$ d'un système se fait par le temps moyen avant défaillance, ou *MTTF* (de l'anglais *Mean Time To Failure*) :

$$MTTF = E(T) = \int_0^{\infty} R(t)dt \quad (I.4)$$

La mesure du *MTTF* peut se faire de façon expérimentale comme décrit dans la littérature [33]. Ici, des cellules triple-jonctions (CTJ) sont placées en enceinte climatique selon différents profils de températures et différentes valeurs de courant injecté. Le *MTTF* est obtenu par :

$$MTTF = \sum_{i=1}^N \frac{t_{Fi}}{N_F} \quad (I.5)$$

avec t_{Fi} le temps avant chaque défaillance et N_F le nombre de défaillances obtenues lors de l'essai.

La distribution temporelle de la durée de vie T peut avoir plusieurs formes. La première, dite *exponentielle*, est valable lorsque le taux de défaillance $\lambda(t)$ est constant. C'est à dire que lorsqu'une panne survient, elle n'est pas influencée par le temps déjà écoulé, il n'y a pas de « mémoire ». Ceci convient pour modéliser des pannes dues au hasard telles qu'un choc extérieur ou une violente contrainte thermique. Dans la réalité, la distribution temporelle de T s'éloigne de la loi exponentielle. D'autres loi sont alors utilisées comme la loi de *Weibull* ou la loi *Lognormal*. Le détail de ses lois pourra être trouvé dans l'ouvrage de G.Yang [32] sur l'ingénierie de la fiabilité.

L'utilisation de ces outils permet de déterminer la loi de fiabilité d'un système, dépendante des conditions d'utilisations, afin de pouvoir prédire sa durée de vie. Cependant la conduite de ces études ne peut se faire que si l'on a connaissance des spécifications environnementales du système et de ses modes de défaillances — un exemple d'étude de fiabilité sur des modules CPV serait le travail de Gonzalez et al. [34] . La meilleur façon d'obtenir ces données est de suivre un système en fonctionnement réel afin de bénéficier d'un retour d'expérience. Un autre moyen réside dans la conduite d'essais de vieillissement accéléré afin de produire une défaillance de façon contrôlée et reproductible, et de pouvoir la prévenir par modification de la conception du système. Nous allons voir dans les prochains paragraphes l'état de l'art du retour d'expérience dans le photovoltaïque puis l'historique des tests de vieillissement accéléré.

I.2 Le retour d'expérience sur le photovoltaïque (PV et CPV)

Le retour d'expérience (REX) est la connaissance accumulée au cours du temps sur le comportement d'une technologie en conditions réelles d'utilisation. Avec des centrales en opération depuis plus de trente ans, le PV classique possède un REX très important. Ce n'est pas le cas du CPV, qui est une technologie plus récente.

Dans ce paragraphe nous allons passer en revue les différentes pannes et dégradations que peuvent subir des modules photovoltaïques (PV et CPV) durant leur exploitation ; nous partirons du système complet avant de descendre vers le module puis la cellule. Le but étant d'obtenir une liste exhaustive de défaillances pouvant servir de base à de futures études sur le vieillissement de modules PV et/ou CPV

I.2.1 Les facteurs de stress environnementaux

Durant sa période d'utilisation, un module PV est exposé à différents facteurs de stress environnementaux. Ce sont ces facteurs qui sont responsables des défaillances catalectiques et, sur le long terme, du vieillissement des modules. En voici une liste exhaustive par ordre d'importance. Que le lecteur ne se sente pas perdu à la lecture de cette liste ; les différents mécanismes de dégradation présentés seront repris en détail dans la suite du manuscrit :

- **La température** : Les lois de la cinétique nous disent qu'une réaction de dégradation est favorisée à plus haute température, et un module PV n'échappe pas à cette règle. Les mécanismes de corrosion de la métallisation, de dégradation photochimique ou de délamination des encapsulants sont influencés par la température de fonctionnement du module. Ceci est encore plus important dans les modules CPV où les densités de puissance aux points focaux des optiques sont très fortes, et donc la température élevée. Un mauvais management de la thermique peut conduire à des défaillances précoces du système. De plus, les propriétés électriques d'un module PV sont directement liées à la température, et sont moins bonnes à mesure que celle-ci augmente.
- **L'humidité** : Qu'elle soit due à la pluie, au brouillard, à la rosée ou simplement à l'air ambiant, l'humidité est un facteur de stress déterminant dans les mécanismes de corrosion et de délamination. Chacun sait que l'eau et l'électricité ne font pas bon ménage, ainsi la présence d'eau dans les boîtes de jonctions des modules PV classiques peut entraîner des court-circuits. Dans le CPV, les modules possèdent un volume beaucoup plus important et sont donc plus sensibles à l'intrusion d'humidité. La présence de condensation sur les optiques primaires empêche leur fonctionnement et la production de puissance chute dramatiquement. Bien qu'envisagée dans le passé, la réalisation de module CPV totalement hermétique a été abandonnée car jugée impossible à maintenir sur une durée de vie de plusieurs dizaines d'années. Afin de gérer l'intrusion de l'humidité, des systèmes d'évents ou de membranes sont généralement présents, quand il ne s'agit pas de systèmes actifs à circulation d'air.
- **Le rayonnement** : Le rayonnement solaire est lui même un facteur de vieillissement. Et plus particulièrement les rayonnements UV qui peuvent détériorer les polymères encapsulants des cellules. Les rayonnements IR ont aussi un rôle néfaste dans la mesure où, s'ils ne sont pas convertis par la cellule, ils sont absorbés par les autres éléments du module, ce qui a pour effet d'en augmenter la température.
- **Le vent** : Un module PV, sauf cas isolé, n'est jamais posé à plat sur le sol : il offre une prise au vent. Les petites vibrations du système induites par des rafales de vent ont leur importance sur le long terme. A plus courte échelle, il n'est pas rare de voir des modules arrachés de leur emplacement lorsque le vent est trop important. Les systèmes CPV sont très sensibles au vent, et lorsque le danger est trop important, les trackers sont placés en position de sécurité afin de minimiser leur prise au vent. Mais le vent peut avoir des aspects positifs puisqu'il facilite les échanges thermiques entre le module et l'extérieur, contribuant ainsi à la diminution de sa température de fonctionnement.

- **La grêle** : Si la grêle n'entraîne pas la destruction pure et simple des modules, elle peut les fragiliser et créer des points faibles qui seront un chemin d'accès pour d'autres mécanismes de dégradation. Le problème est jugé suffisamment important pour que des tests dédiés soient réalisés lors de la qualification des modules PV et CPV.
- **La neige** : Mis à part le fait que la neige bloque le rayonnement solaire et rend la production énergétique d'un module nulle, elle induit une charge mécanique statique qui, lorsque trop importante, peut entraîner des lésions physiques au sein du module ou de son support. A sa fonte, elle rejoint le facteur de stress humidité et les effets associés.
- **La poussière** : Toutes les installations PV ne peuvent bénéficier d'un entretien régulier pour diverses raisons, que ce soit l'isolement du site d'installation, le manque de personnel qualifié ou encore le coût. Une accumulation de poussière aura pour effet de diminuer la puissance produite par le module. Un ordre de grandeur au dessus, le sable est lui aussi néfaste, notamment lorsqu'il se combine avec le vent pour former des tempêtes de sable abrasives et susceptibles d'endommager les faces avant des modules
- **L'Homme** : Dernier de la liste car non naturel, le rôle de l'Homme sur la fiabilité d'un module est prépondérant. Son action peut prendre plusieurs formes. Des vibrations dues au transport, au manque de rigueur lors de l'installation des systèmes, il peut être la cause de défaillances précoces principalement, ou de dégradations accélérées sur le long terme.

I.2.2 Mécanismes et modes de défaillances

Les facteurs de stress décrits précédemment sont les moteurs de la dégradation d'un module. Lorsqu'une dégradation apparaît, elle est perceptible par son effet (pertes de performances, modification de l'aspect visuel,...), on parle alors de *mode de défaillance*¹. Les processus chimiques et/ou physiques qui ont conduit à cette dégradation sont dénommés *mécanismes de défaillances*. Le premier terme est donc une conséquence du second.

Nous allons voir dans ce paragraphe les différents modes de défaillances de systèmes PV et CPV et les mécanismes qui en sont la cause. Il apparaîtra assez rapidement que les mécanismes de dégradation sont interdépendants, il est donc difficile de les classer par types de facteur de stress. Ainsi l'auteur a choisi un classement par échelle. Nous verrons donc les différents modes de défaillances du système dans leur ensemble, en partant du module, pour terminer par la cellule. Là encore, ce classement est laissé à l'appréciation du lecteur, car un mode de défaillance perceptible à l'échelle du système peut avoir comme origine la cellule.

I.2.2.1 Modes de défaillances d'un système PV et CPV

Par système est entendu un ensemble de modules connectés en série ou en parallèle et reliés à un convertisseur de puissance tel qu'un onduleur. Pour un système CPV, il s'agit de modules montés sur tracker et connectés à un convertisseur de puissance (onduleur par exemple). Outre les problèmes de fiabilité inhérents aux composants d'électronique de puissance présents dans l'onduleur, une mauvaise

1. Parfois, le terme *signature de défaillance* est rencontré.

connexion de celui-ci à la terre place le système sous un potentiel flottant qui favorise l'accumulation de charges à la surface des modules.

Cette polarisation de la surface, lorsque positive par rapport à la terre, a des effets désastreux sur les caractéristiques IV des modules comme mis en évidence par les travaux de Swanson et al. [35] pour des modules silicium. Le mécanisme de dégradation implique une accumulation de charges dans la couche anti-reflet des cellules par circulation d'un courant de fuite entre la face avant et le cadre métallique du module. Cette accumulation de charges négatives attire les trous photo-générés qui se recombinent au lieu d'être collectés en face arrière de la cellule.

En appliquant au module une tension inverse à celle produite par cette accumulation de charge en surface, la puissance maximale du module est ramenée de 140W à 202W, soit une amélioration de 30%. Les courants de fuite produits par la polarisation de surface ont des conséquences plus avancées sur les modules couches minces. Ils sont responsables de la corrosion des oxydes transparents (TCO) comme décrit par Osterwald [8] et Dhere et al. [36]. Bien que certains fabricants proposent des onduleurs avec isolation galvanique pour se prémunir de ces dégradations induites par potentiel (PID) [37], elles restent un sujet d'actualité.

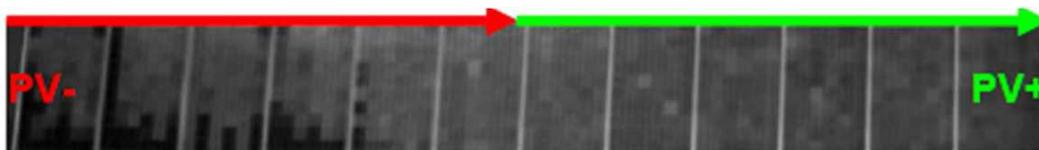


FIGURE I.2 – Système PV atteint de PID [4] vu sous électroluminescence. Les cellules sombres sont dégradées.

Des travaux récents sur la PID, conduits par Hacke et al. [38], et Pingel et al.[4], ont permis d'identifier les différents facteurs influant au niveau de la cellule, du module et du système. Contrairement aux conclusions tirées par Swanson, la PID n'est présente que pour une tension négative entre la terre et la surface du module. Ceci s'explique par la différence de technologie de cellule entre les deux études. Le fait que la PID soit gouvernée par les courants de fuite est confirmé et ces courants peuvent être minimisés par une épaisseur optimale de la couche anti-reflet, par le choix d'un encapsulant dans lequel les charges sont peu mobiles et enfin par un raccord à la terre intelligent. Il ressort également qu'une température élevée ainsi qu'une forte humidité sont des catalyseurs de la PID. Les dégradations causées peuvent être corrigées par une exposition aux UV, un recuit en température ou comme dit précédemment en appliquant une tension inverse à celle créée par la polarisation de surface.

Si l'effet de la PID n'est pas pris en compte suffisamment rapidement, des dégradations irréversibles, telles que de la corrosion, peuvent apparaître. L'implémentation d'un test spécifique dans les standards de qualification est envisagée [39]. La figure I.2 montre un système PV classique atteint de PID. Les effets de la PID peuvent être diagnostiqués par la technique d'électroluminescence. Les cellules qui apparaissent sombres sur l'image sont dégradées. À la connaissance de l'auteur, il n'a pas été fait état de PID pour les systèmes CPV. Il ne semble pas y avoir d'étude portant sur la question. La variété des designs de module CPV rend impossible toutes prédictions quant à l'existence ou non du phénomène et des recherches dédiées devraient être conduites ; ne serait-ce que pour mesurer les éventuels courants de fuite entre les cellules et les infra-structures métalliques du module et/ou du tracker.

Un défaut de terre peut avoir des conséquences graves comme rapportées par Wolgemuth [40] : ici, une mauvaise installation des modules sur une toiture avait conduit à une connexion directe entre la

terre et les cellules, causant par la suite un départ d'incendie.

La fragilité d'un système CPV réside principalement dans le système de suivi — et plus généralement pour tout système PV monté sur tracker. Dans un article sur son retour d'expérience [41], Amonix rapporte les incidents survenus dans ses installations sur une période de 5800 heures de fonctionnement. Seuls les convertisseurs de puissance AC/DC et les systèmes de suivis sont concernés avec respectivement 43% et 57% du nombre total d'incidents rapportés. Aucun incident sur les modules n'est mentionné. Les opérations de maintenance sur les installations CPV à l'ISFOC [42] établissent le même constat avec près de 50% des interventions dues à des problèmes de tracker. La figure I.3 compare l'impact d'un incident sur le productible entre PV avec suivi 2-axes et CPV sur une période de 1,5 an [5]. Là encore, les incidents concernent principalement les convertisseurs de puissance et les trackers, avec un impact sur le productible beaucoup plus important pour le CPV. De par leur conception, les modules CPV présentent des angles d'acceptance réduits et un désalignement du tracker par rapport au soleil rend la production nulle.

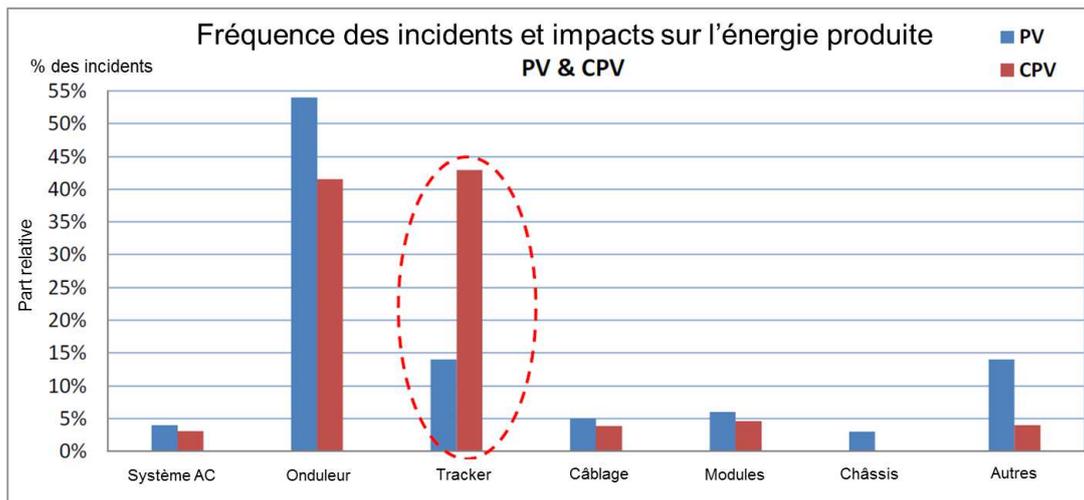


FIGURE I.3 – Incidents constatés sur une installation CPV et PV sur tracker et leurs impacts sur le productible [5].

Outre cette perte de puissance, un désalignement du tracker modifie le point de focalisation des optiques primaires des modules CPV. Ainsi, certaines parties internes non conçues pour recevoir de grandes densités de puissance lumineuse se retrouvent exposées et peuvent se dégrader, parfois de façon catastrophique. Cet effet de « dépointage » est particulièrement présent dans les concentrateurs Fresnel [11, 43] comme illustré sur la figure I.4. La figure I.4-A montre une protection de dépointage non suffisante ayant permis la combustion du silicone lorsque celui-ci fut exposé au flux concentré. La figure I.4-B est un cas aggravé de dépointage où les câbles ont été soumis aux flux concentrés et ont été carbonisés. Enfin, la figure I.4-C, résulte d'un arrêt du tracker ; le soleil poursuivant sa course, le point de focalisation se déplace hors de l'optique secondaire et endommage la peinture. Il est à noter que certains designs de module ne présentent pas cet effet de par la forme de leur lentille [44].

D'autres défaillances système d'ordre générique ont été rencontrées au cours de ces dernières années comme le choix d'une mauvaise combinaison de matériaux pour la connectique des modules à la terre [45] ou des problèmes au niveau des connexions entre les modules, notamment au niveau des

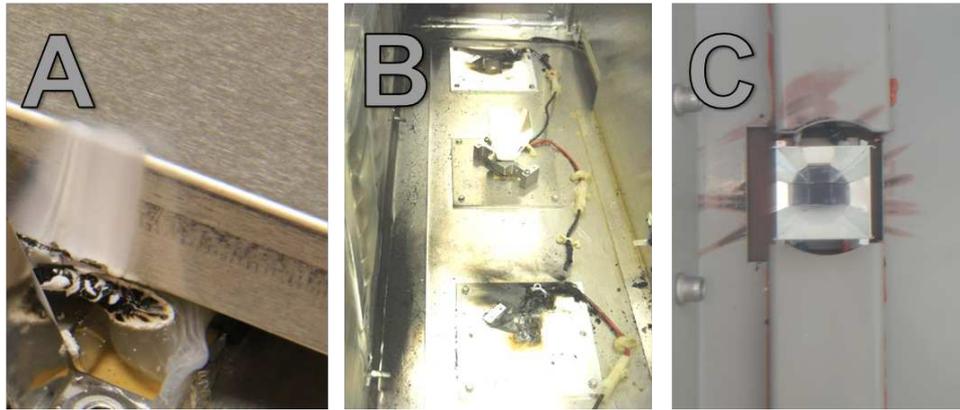


FIGURE I.4 – Effet de la défocalisation du flux solaire dans un module CPV (dépointage).

boîtes de jonction. Il est également important de considérer les dégâts causés par des phénomènes climatiques violents tels que les vents forts ou la grêle. Les figures I.5-A et I.5-B montrent respectivement une lentille de Fresnel brisée par la chute de grêle [43] et une installation PV détruite par le vent [40]. La neige, de par la contrainte mécanique qu'elle exerce sur le module, peut parfois briser les verres en face avant. Pour le CPV le vent peut causer des déformations sur le tracker et induire un désalignement, i.e. une perte de puissance [46]. Les systèmes MCPV à concentrations par miroir sont quant à eux sensibles à l'accumulation de poussière et à l'érosion avec des pertes de réflectivité pouvant atteindre 90% sans aucun nettoyage [47].

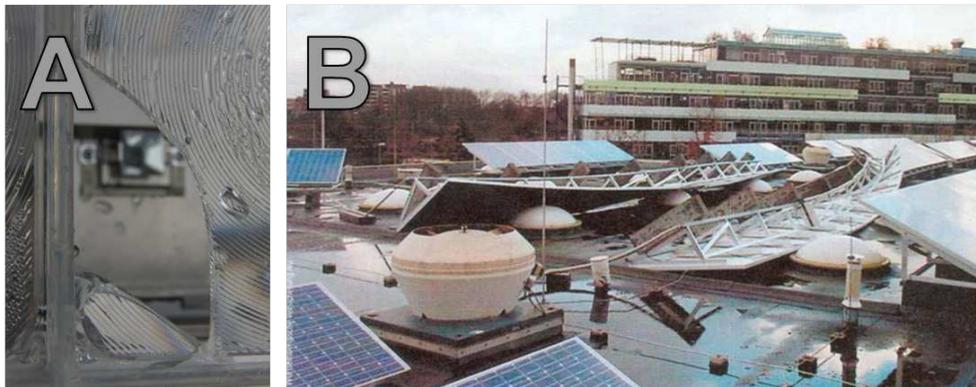


FIGURE I.5 – A-Module CPV abîmé par la grêle. B- Structure PV arrachée par le vent.

I.2.2.2 Modes de défaillances d'un module PV et CPV

Dans le chapitre précédent, nous avons vu qu'un module PV se compose généralement d'un assemblage face avant (FAV) / encapsulant / cellule / encapsulant / face arrière (FAR) pour un module c-Si, FAV / TCO / couche active / encapsulant / FAR pour un module couches minces et OP / OS / encapsulant / cellule / substrat / dissipateur pour un module CPV. Ce paragraphe sera donc décomposé en fonction des modes de défaillances affectant chacun des éléments de l'assemblage.

Face avant et optiques primaires

Les miroirs paraboliques linéaires des concentrateurs MCPV sont considérés comme des optiques primaires. La salissure décrite précédemment est un mode de défaillance généralisable aux faces avant et optiques primaires de tous modules PV. Les travaux de Winter et al. [48] sur la comparaison des effets de la salissure sur des modules PV et CPV montrent que ce mode de défaillance affecte plus particulièrement les modules CPV (cf figure I.6). En effet une salissure de l'OP l'empêche de fonctionner correctement car diffuse le rayonnement solaire et les pertes sont plus conséquentes. Ces pertes sont recouvrées après nettoyage des modules.

Les lentilles de Fresnel des modules CPV étant soit en verre soit en plastique (PMMA), l'accumulation de poussière se fait plus facilement sur ces dernières de par la force électrostatique plus élevée dans le PMMA [49]. Des solutions existent afin de se prémunir de l'accumulation de salissure comme le recouvrement de la face avant par un système actif électrostatique [50]. Elles reposent sur un traitement de surface dont la longévité n'est pas garantie. En effet, le traitement de surface de face avant de module, initialement conçu pour améliorer le choc d'indice de réfraction et filtrer les rayonnements IR, a tendance à se délaminer très facilement [51], la délamination étant le processus de décollement de deux interfaces au niveau d'un assemblage.

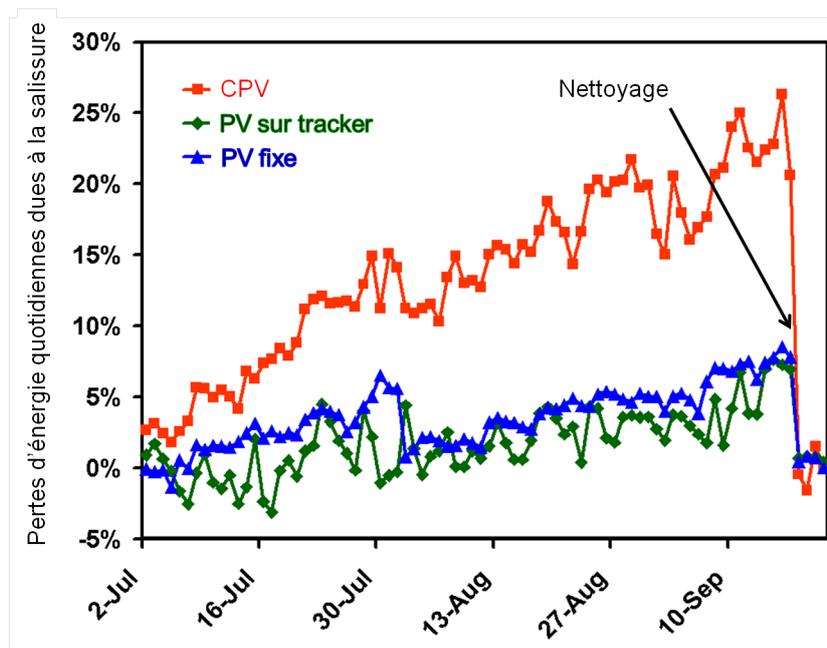


FIGURE I.6 – Effet de la salissure sur des modules PV et CPV.

Dans les modules PV, la teneur en ions sodium du verre en face avant peut avoir des conséquences sur le vieillissement du module [52, 53]. En présence d'eau, les ions sodium forment de la soude qui va fragiliser les structures silicatées du verre et des cellules c-Si sur le long terme. Cette soude se concentre généralement aux interfaces verre/encapsulant et encapsulant/cellule diminuant la force d'adhésion de l'encapsulant et entraînant la délamination de celui-ci. Une dégradation des optiques primaires en PMMA de modules CPV a été rapportée lors du développement de concentrateurs Fresnel. Le mode de défaillance, obtenu en conditions accélérées, étant un jaunissement des OP par un mécanisme de photodégradation due aux rayonnements UV [54]. Un excellent état de l'art sur la durabilité

des lentilles de Fresnel pour les applications CPV a été récemment publié par Miller et al. [55]. Un autre mode de défaillance spécifique aux concentrateurs Fresnel, qui relève plus du phénomène cyclique et réversible que du vieillissement, est la modification de la distance focale par l'augmentation de la température de la lentille [56] entraînant une perte de puissance du module. Des déformations du parquet de lentille de Fresnel ont été également observées suite à des tests de vieillissement accéléré [11].

Ce paragraphe ne pourrait être complet sans présenter un autre mode de défaillance, lui aussi cyclique, spécifique aux concentrateurs Fresnel : la condensation. Bien que ce phénomène se produise sur n'importe quel type de module PV lorsque les conditions de température et d'humidité sont favorables, il n'a que très peu de conséquences s'il concerne l'extérieur du module. Le grand volume des modules CPV ne permet pas de les rendre totalement hermétiques et de la condensation à l'intérieur du module peut apparaître.

Afin de faciliter son évacuation, des systèmes d'échanges entre air intérieur et extérieur, assurés par des événements ou des membranes respirantes sont mis en place. Cependant, il se peut que la condensation perdure. Les effets sont alors les mêmes que ceux de la salissure. Le rayonnement solaire n'est pas concentré correctement et une grande partie se retrouve diffusée par les gouttes d'eau sous les lentilles de Fresnel. La figure I.7 illustre ce phénomène [43].

Le Jour 1 correspond à un jour de pluie suivi par les Jours 2, 3 et 4 qui sont des jours de beau temps. Durant ces trois jours, le productible ne suit pas la courbe d'irradiance normale directe (DNI). Ceci est dû à la condensation. A mesure que les jours passent, la condensation disparaît et le productible suit à nouveau la courbe de DNI. Il ne faut donc pas chercher à empêcher la condensation mais plutôt trouver un moyen qui permet une évacuation rapide de celle-ci. Il faut en revanche protéger le module de l'intrusion d'eau liquide, qui peut être due à une mauvaise mise en œuvre des joints, sous peine de conséquences sévères telles que la corrosion des connecteurs de l'assemblage cellule substrat².

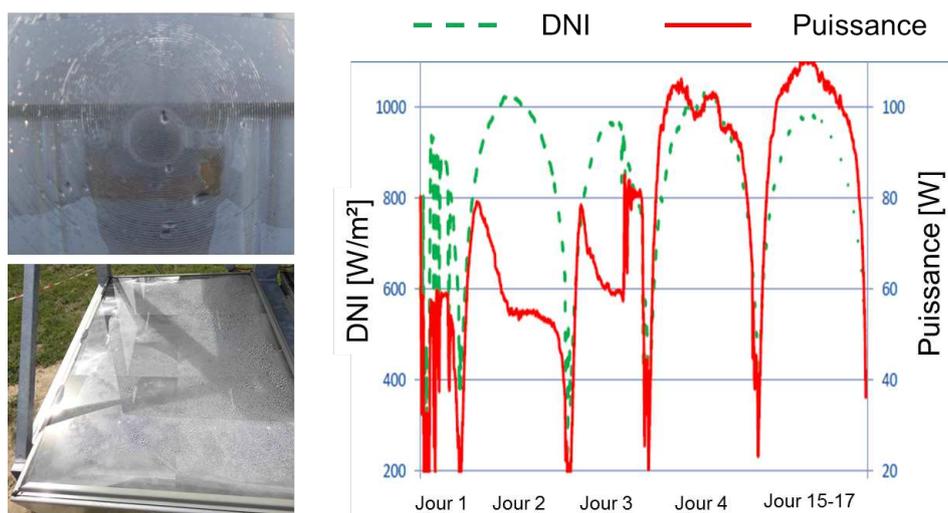


FIGURE I.7 – Effet de la condensation sur la puissance produite par un module CPV.

2. Phénomène expérimenté à INES, mais non documenté

Encapsulants et Optiques secondaires

Pour rappel, l'encapsulant remplit plusieurs fonctions au sein d'un module. Dans les modules PV, il assure la cohésion mécanique du module et protège les cellules de l'humidité et de la poussière. Dans un module CPV, il est apposé sur la cellule pour la protéger de l'humidité et assure parfois une cohésion mécanique entre l'OS et la cellule. Pour les deux technologies, l'encapsulant assure une continuité dans les indices optiques et diminue les pertes par réflexion.

L'encapsulant est le plus souvent un polymère. Selon ses propriétés thermomécaniques, il appartient à une des quatre classes de polymères que sont :

- *Les thermoplastiques*, dont la cohésion mécanique est assurée par des liaisons faibles, non-covalentes. Ils deviennent malléables puis liquides lorsque la température augmente, ce qui rend leur mise en forme facile et réversible. Les ionomères, et les polyuréthanes sont des thermoplastiques utilisés pour l'encapsulation des modules PV.
- *Les élastomères*, qui peuvent être déformés de manières réversibles de par leurs propriétés élastiques. Ces polymères sont faiblement réticulés et leur recyclage est difficile. A faible réticulation les polydiméthylsiloxanes (PDMS), plus communément référés à *silicone*, sont des élastomères.
- *Les élastomères thermoplastiques*, qui sont des mélanges de polymères thermoplastique et d'élastomères. Le polymère Apolhya® fabriqué par Arkema est un encapsulant appartenant à cette famille.
- *Les thermodurcissables*, dont la cohésion mécanique est cette fois-ci assurée par des liaisons covalentes obtenues par réticulation forte (par opposition à la réticulation faible des élastomères). La réticulation est irréversible et ces polymères ne sont pas recyclables. Le polyvinyle de butyral (PVB) ou le PDMS fortement réticulé sont des encapsulants thermodurcissables. L'éthylène acétate de vinyle (EVA), bien que thermoplastique en soi, est combiné à des agents réticulants (de types peroxyde) pour son utilisation en tant qu'encapsulant, et appartient donc aux thermodurcissables.

Parmi les matériaux cités précédemment, les plus utilisés sont l'EVA et les PDMS avec notamment le Sylgard 184® produit par Dow Corning. Comme tous polymères, ceux-ci sont plus ou moins sensibles au rayonnement UV et une des premières observations de photo-dégradation ayant suscité l'inquiétude de la communauté scientifique est le brunissement de certains types d'EVA. La figure I.8 montre une coloration de l'EVA dans un module PV après plusieurs années d'exposition [57] ayant entraîné une perte de puissance de plus de 50%. Cette perte de puissance est due aux pertes optiques par coloration de l'EVA [58] dont un mécanisme de dégradation par photo-oxydation est proposé par Parretta et al. [59]. Cette coloration est typique de l'EVA et n'est pas présente dans les PDMS comme démontré dans les travaux de Kempe et al. [60] comme présenté sur la figure I.8. Ici, plusieurs types d'EVA et de PDMS ont été testés en vieillissement accéléré sous UV. Les propriétés optiques de l'EVA s'effondrent au bout de 2000h dans le meilleur des cas, alors que le PDMS reste stable, et ce jusqu'à 6000h sous un verre contenant du cérium. Le cérium ajouté dans la composition chimique des verres en face avant bloque les rayonnements UV et prolonge la durée de vie des encapsulants [61], de la

même manière que l'ajout de stabilisants UV dans les formulations des polymères. Pour ces raisons, le PDMS est l'encapsulant de référence dans les applications CPV, car le plus à même de supporter les flux solaires concentrés.

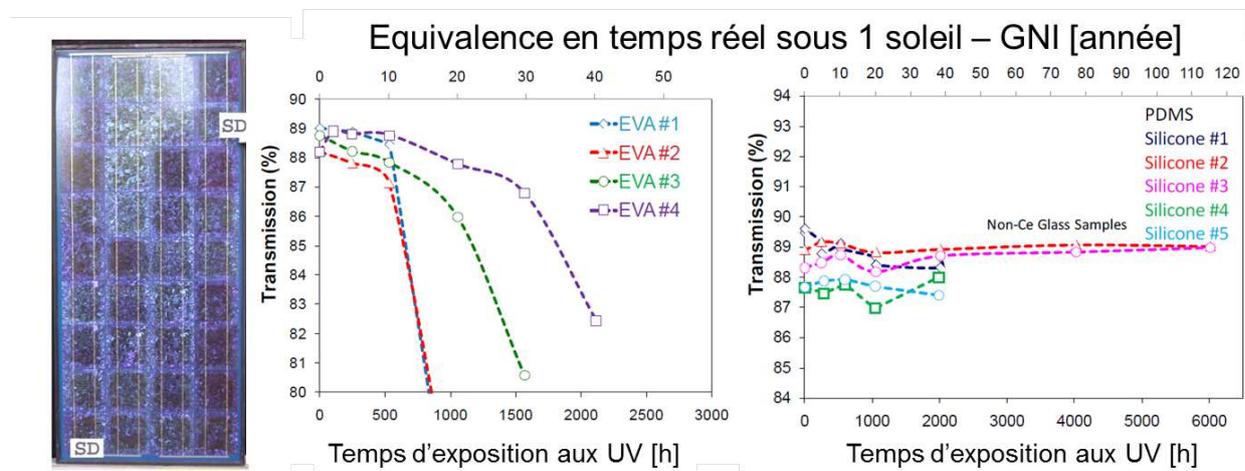


FIGURE I.8 – Effondrement des propriétés optiques de l'EVA sous éclairage UV par effet de brunissement (illustré à droite sur le module PV). Le PDMS reste stable.

Les produits de dégradation de la photo-oxydation de l'EVA en présence d'humidité produisent de l'acide acétique moteur de la corrosion de la métallisation de la cellule. Les encapsulants sont également sujets à la délamination en présence de température et d'humidité [57]. Enfin, le rôle de l'encapsulant est important dans la PID car une forte conductivité de celui-ci augmente les courants de fuite du module.

Le REX sur les encapsulants pour le CPV est beaucoup moins documenté que pour le PV classique. Des résultats d'une étude sur la tenue de différents encapsulants à un flux concentré ont été communiqués par Miller et al. [62]. Dans cette étude les échantillons de test ont été réduits à une couche de polymère sur une lame de verre. Parmi les encapsulants testés figure l'EVA et le PDMS. L'épaisseur des couches de PDMS est de 5mm contre 0.5mm pour les polymères organiques. Cette différence d'épaisseur est justifiée par une grande transmission des PDMS qui, à faibles épaisseurs, rendent l'analyse de perte optique difficile. Une telle différence peut néanmoins fausser la comparaison entre les silicones et les polymères organiques.

Les résultats montrent que sans la présence d'une OS homogénéisante, L'EVA et le PDMS se colorent très rapidement jusqu'à leurs combustions (cf figure I.9a, b et c), notamment de par la densité de flux répartie inégalement sur la cellule — une concentration jusqu'à 1000 fois supérieure à la concentration géométrique (500X) peut être obtenue. L'influence de la contamination de l'encapsulant par des particules de poussière et d'aluminium (pouvant provenir de la structure métallique du module lors de sa fabrication) a également été étudiée. Il en ressort que le PDMS contaminé par des poussières n'entre pas en combustion même après 90 jours d'exposition ; ce qui n'est pas le cas de l'EVA qui brûle au bout de 160 minutes d'exposition (cf figure I.9e). La contamination par des particules d'aluminium a des effets moins catastrophiques et entraîne une combustion de l'EVA après 31 jours. Dans les deux cas le PDMS présente des fissures à l'issue du test.

Deux autres types de contamination ont également été étudiés. Dans un cas, des bulles d'air étaient

volontairement introduites dans l'encapsulant, mais n'ont pas entraîné de combustion, même après 116 jours d'exposition. Dans l'autre cas, des morceaux de polyéthylène ont été placés dans l'encapsulant et ont entraîné une défaillance catalectique. Il est donc important d'éviter la contamination de l'encapsulant quel qu'elle soit.

Dans le REX des modules CPV à INES, la combustion d'un encapsulant PDMS a été observée à plusieurs reprises sur des cellules, comme illustré sur la figure I.9d. Les assemblages CPV possèdent une OS réfléchissante dont le pouvoir d'homogénéisation est très faible, favorisant le départ de combustion. Des études non publiées nous ont permis d'identifier le mécanisme de défaillance comme une combustion initiée par une particule emprisonnée dans l'encapsulant. Les écarts entre nos observations et celles de Miller pourraient venir de la concentration des systèmes qui est de 1000 soleils dans notre cas contre 500 soleils dans l'expérience de Miller. Malgré cette combustion une analyse en électroluminescence de la cellule montre qu'elle n'est pas atteinte électriquement. La combustion du PDMS entraîne des dépôts blancs sur l'OS et ce même type de résidu de combustion a été observé sur des échantillons de PDMS placés sous 1000 soleils [63]

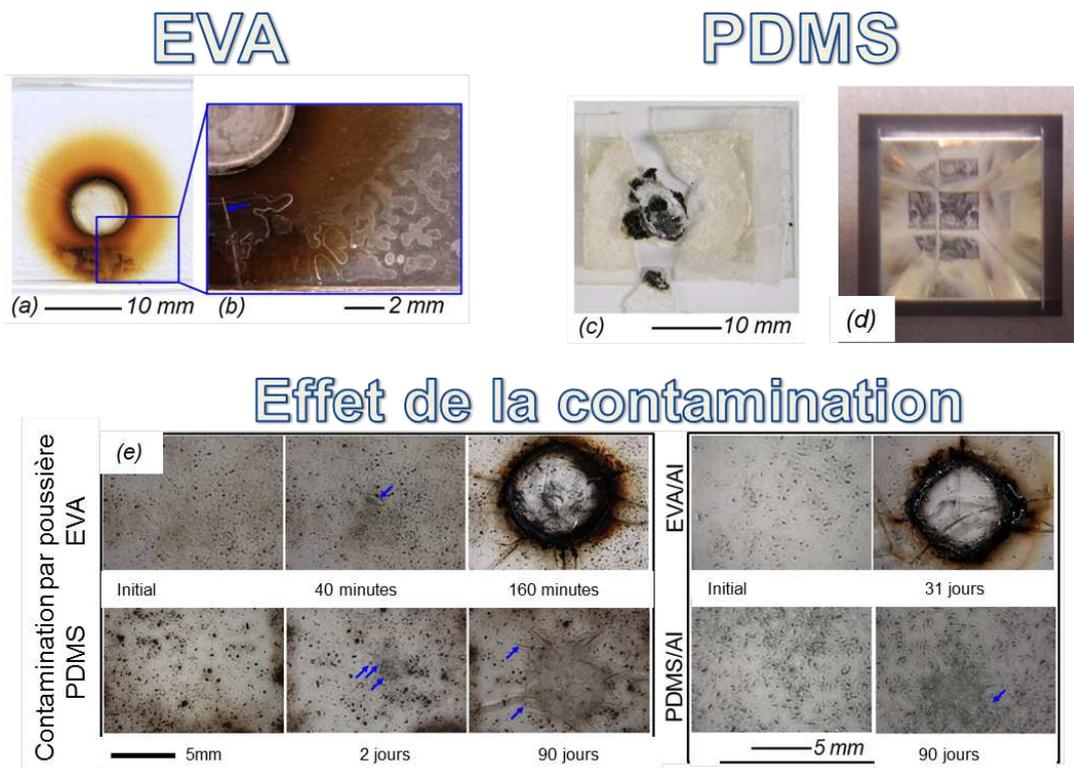


FIGURE I.9 – a,b et c) Tenue de l'EVA et du PDMS sous flux concentré (500X) sans homogénéisateur. d) Combustion du PDMS observée à INES. e) Dégradation de l'EVA et du PDMS sous flux concentré (500X) avec homogénéisateur et en présence de contamination.

Faces arrières

Les faces arrières des modules PV doivent garantir une isolation électrique et une protection contre l'humidité et l'oxygène de façon générale. Le terme de face arrière n'existe pas pour les modules CPV. Lorsqu'elle n'est pas en verre, comme dans les module PV couches minces, la face arrière est faite

d'une structure composite de plusieurs polymères — dénommée d'après l'anglais « backsheet » . En général, on associe un polymère avec de bonnes propriétés mécaniques (ex : PET,PE) avec un fluoropolymère très peu perméable à l'humidité. Un des backsheets les plus utilisés est le Tedlar ® fabriqué par Dupont.

Un mode de défaillance des backsheets serait sa fissuration par hydrolyse dont un mécanisme est proposé par Oreski et al. [64] ou par photo-dégradation UV [65]. Une autre conséquence de l'hydrolyse, accélérée par la température, est la délamination des différentes couches du backsheet. De telles dégradations ne permettent plus au backsheet d'assurer son rôle et l'humidité peut pénétrer au cœur du module avec les conséquences associées (corrosion de la métallisation, risque électrique,...).

Aucun polymère n'est imperméable au sens absolu du terme. L'eau, sous forme de molécule, parvient toujours à pénétrer le module par diffusion. Plusieurs travaux sur le sujet [6, 66, 67, 68] ont permis de définir la grandeur caractéristique de ce phénomène : le taux de transmission de vapeur d'eau ou *WVTR* (de l'anglais « Water Vapor Transmission Rate ») qui doit être inférieur à 10^{-4} g/m²/jour pour garantir une étanchéité sur 20 ans. Le *WVTR* est directement proportionnel à la diffusivité *D* du matériau dont les valeurs sont données en fonction de la température sur la figure I.10-A. Il est évident que plus le *WVTR* est grand, plus rapide sera la contamination du module par l'eau mais plus facile sera son évacuation lorsque la température augmente — le *WVTR* est donc une mesure de la respirabilité du module. Cependant, une étude de Schwirtlich et al.[7] sur la diffusion de l'eau dans un module montre que les cycles d'intrusion-évacuation d'eau ne sont pas respectés à tous les endroits du module. La figure I.10B illustre ce phénomène avec au point A une alternance intrusion-évacuation classique et au point B une intrusion lente et une évacuation difficile résultant en une accumulation d'eau près de la surface des cellules.

Topologie électrique du module : connexion série et parallèles des cellules

Sans entrer dans les modes de dégradation des cellules qui seront vus dans le prochain paragraphe, leur association peut induire des défaillances cataclysmiques pouvant conduire à la destruction d'une des cellules. Lorsque des cellules PV sont associées en série, le courant circulant dans l'ensemble est limité par le courant généré par la cellule la moins performante ou la moins éclairée. Ainsi, une cellule qui ne recevrait pas la même quantité de lumière que le reste de l'ensemble, produirait un courant plus faible ; c'est ce qu'on appelle *l'ombrage partiel*.

A cause de l'ombrage partiel, la cellule recevant le moins de flux se retrouve à dissiper une partie de l'énergie produite par le reste de l'ensemble. Plus l'ombrage est important, plus l'énergie dissipée est grande. Dans les faits, la cellule ombrée voit à ses bornes une tension inverse qui, si elle est suffisamment élevée, lui permet de franchir sa tension de claquage entraînant sa destruction. Une explication de ce phénomène se trouve sur l'excellent site PVCDROM [69]. Dans un module CPV, la même problématique se pose si l'alignement des cellules avec les optiques n'est pas identique par exemple. En effet, dans une telle configuration une cellule recevra moins de lumière qu'une autre, ce qui revient à de l'ombrage partiel.

Afin de se protéger contre ce mode de défaillance, une diode de contournement — ou de *bypass* — est placée en antiparallèle des cellules. Dans ce cas, si la tension aux bornes d'une cellule ombrée devient négative, la diode de *bypass* est passante et le courant y circule. La puissance n'est plus dissipée dans la cellule mais dans la diode. Pour des raisons de coût, un module PV ne possède pas une diode de *bypass* par cellule mais par ensemble discret de cellules. En fonction de la concentration et de la

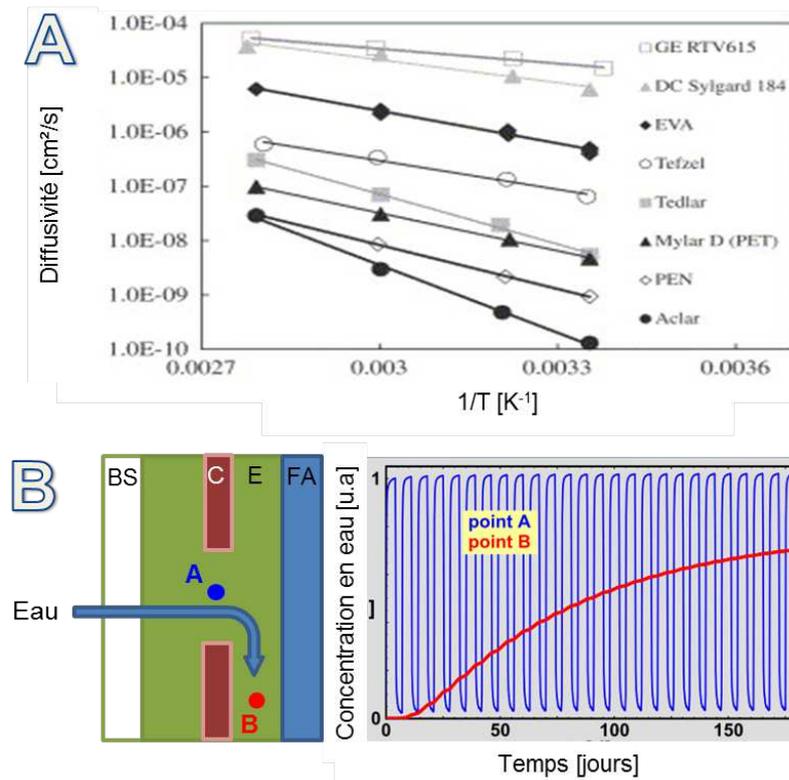


FIGURE I.10 – A - Diffusivité en fonction de la température pour différents backsheets et encapsulants[6]. B - Différence entre les cycles intrusion-évacuation en deux points distincts dans un module [7]. BS-Backsheet. C-Cellules. E-Encapsulant. FA-Face avant.

taille des cellules, il est possible d'avoir une diode de bypass par cellule dans un module CPV. Ceci s'explique en partie par la facilité de mise en œuvre des diodes de bypass dans le volume du module CPV.

Le déclenchement d'une diode de bypass est très facile à identifier sur une courbe IV de module où les cellules sont associées en série. La figure I.11 montre une courbe IV de module CPV mesurée à INES, et présentant des « marches d'escaliers » typiques du déclenchement des diodes de bypass. Dans ce cas, le module présente une courbe IV avec des marches de faible amplitude dans les faibles tensions, typiques d'une faible différence d'irradiance entre les cellules comme dans le cas d'un désalignement optique/cellule. Par la suite, une combustion de l'encapsulant est survenue sur un des assemblages, créant un masque opaque. La cellule reçoit donc très peu de lumière et la différence d'irradiance est très forte. La marche intervient donc plutôt dans la partie basse de la courbe, pour des tensions plus élevées. Ces marches n'apparaissent qu'en présence de diode de bypass.

L'encart de la figure I.11 montre quatre assemblages CPV associés en série sous des irradiances différentes. La courbe de l'ensemble présente 4 marches, résultat du déclenchement des diodes de bypass des trois assemblages avec les plus faibles irradiances. Le courant I est le courant minimum produit par un des assemblages et la tension de l'ensemble est la somme des tensions de chaque assemblage. La diode de bypass court-circuitant un assemblage, il ne participe plus à la courbe IV de l'ensemble. La diode de bypass crée quant à elle une chute de tension dépendant du courant qui la traverse. En général les diodes de bypass sont des diodes Schottky avec une tension de seuil de 0.3V pour des assemblages CPV, et jusqu'à 0.6V sur des modules PV. Une plus faible tension de seuil déclenche la diode de bypass plus rapidement, diminuant d'autant plus les risques de surchauffe des cellules.

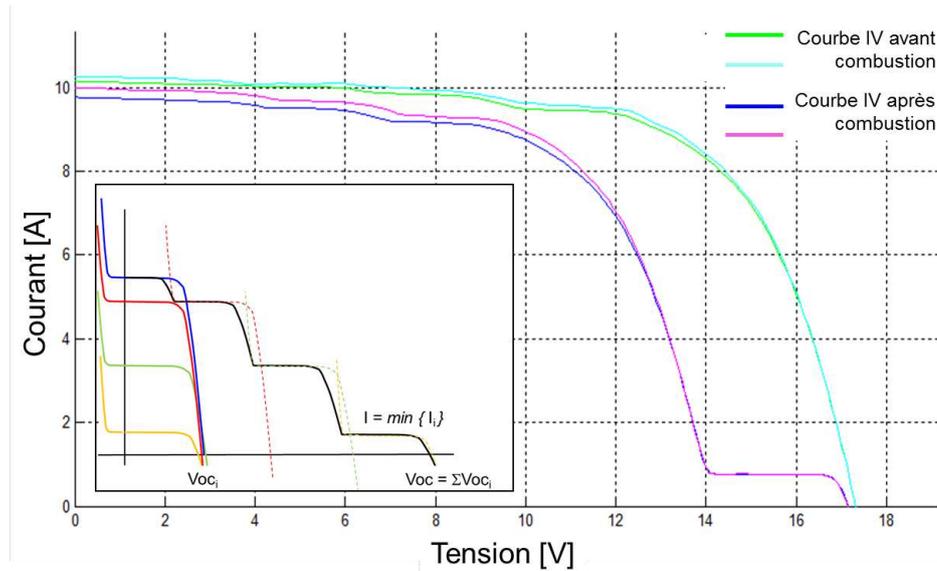


FIGURE I.11 – Graphique principal : Modifications de la courbe IV d'un module CPV suite à la combustion de l'encapsulant d'un des assemblages. Encart : Effet du déclenchement des diodes de bypass sur 4 assemblages associés en série, sous des irradiances différentes.

I.2.2.3 Modes de défaillances des cellules PV et des assemblages CPV

En 1980, Staebler et Wronski donnent leur nom à un mode de dégradation qui se traduit par une perte de puissance peu de temps après la première exposition de modules a-Si et dont le mécanisme est induit par la lumière [70] ; ce qui lui vaudra par la suite l'appellation LID de l'anglais *Light Induced Degradation*. Il s'agit d'une des premières études de mode de dégradation avec un mécanisme de défaillance identifié et compris. La LID a, plus tard, été observée dans les modules c-Si [71, 72]. Elle est beaucoup plus complexe dans les modules couches minces CdTe et CIS/CIGS et est encore un sujet de recherche. La LID produit sur ces modules des variations de puissance instables qui peuvent être à la hausse ou à la baisse, comme rapporté par les différentes études sur le sujet [73, 74, 75, 76, 77, 78], et qui rend leur mesure de rendement délicate. De manière générale, les différents effets induits par la lumière sont récapitulés dans un état de l'art publié par Gostein et al. [79]. A la connaissance de l'auteur, aucune LID n'a été rapportée pour les cellules multi-jonctions telles que celles utilisées dans le cadre des travaux de thèse.

Les différents contacts et la métallisation des cellules sont des points sensibles avec les principaux modes de défaillances que sont les courts-circuits, les circuits ouverts (rupture de contact) ou les pertes de performances par augmentation de la résistance série. Les mécanismes de dégradation ont pour moteur la corrosion sous différentes formes ou simplement un problème de fabrication.

Les contacts électriques des cellules de modules couches minces se font par le TCO en face avant et par un film métallique en aluminium, molybdène ou cuivre en face arrière. Comme évoqué précédemment, le TCO se dégrade en présence d'humidité et de tension externe à cause des courants de fuites [8, 80] comme illustré sur la figure I.12-A. Cette corrosion a des effets directs sur l'EL des modules [81]. Les contacts arrières se dégradent aussi par corrosion [82], par formation de complexes résistifs (oxyde d'aluminium en présence d'humidité) [83]. Le cuivre souvent utilisé dans les modules CdTe

peut causer des défaillances par diffusion de celui-ci [84] dans les couches actives.

Les métallisations des cellules c-Si et les interconnexions sont elles aussi sujettes à la corrosion en présence d'humidité [9] (cf figure I.12-B). La fatigue thermo-mécanique des interconnexions peut conduire à leur rupture créant des circuits-ouverts et des arcs électriques si le module est en fonctionnement [10] (figure I.12-C). Enfin, les cellules CPV et les connecteurs des assemblages sont victimes des mêmes modes de dégradation comme illustré sur la figure I.12-D [11]. Une corrosion similaire des connecteurs de l'assemblage CPV a été observée au cours de la thèse.

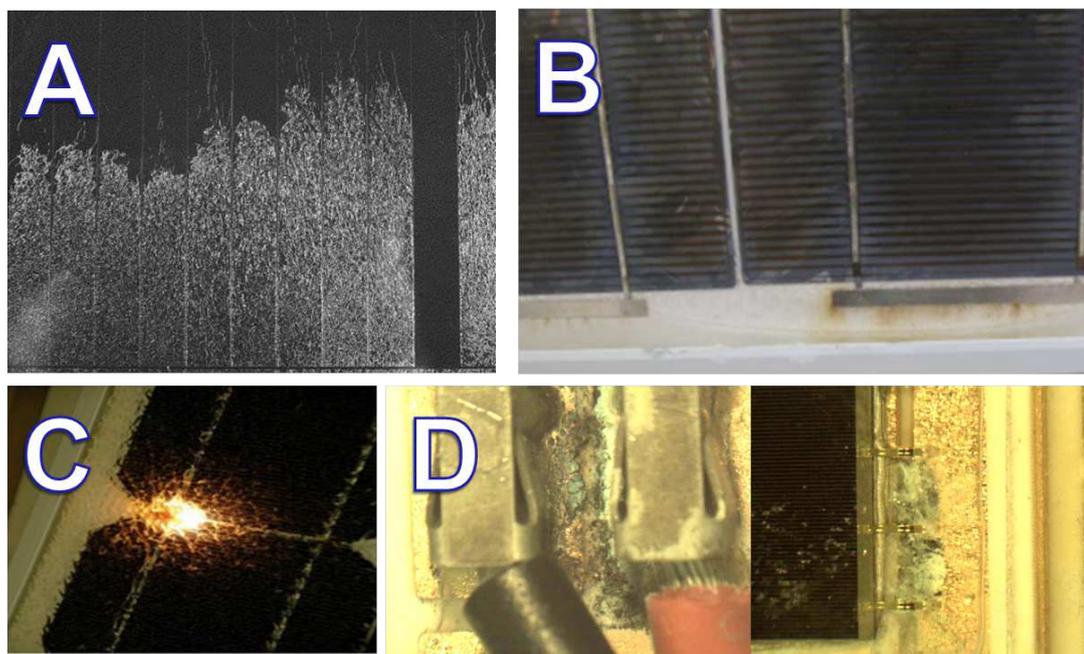


FIGURE I.12 – A- Délamination dans un module couches minces par électro-corrosion des TCO [8]. B- Corrosion des interconnexions d'un module c-Si [9]. C- Arc électrique dû à la rupture d'une interconnexion [10]. D- Corrosion des connexions dans un assemblage CPV [11].

Une cellule et un assemblage CPV ont la même structure : un empilement de matériaux plus ou moins épais avec des propriétés et des fonctions différentes. La contrainte thermique, appliquée par une source de température extérieure ou par les mécanismes de recombinaison non-radiative au sein de la cellule, est un mécanisme de défaillance pouvant conduire à une brisure de la cellule ou de l'assemblage CPV, ou à une décohésion mécanique des différentes couches (i.e. délamination) par différence de coefficients d'expansion thermique [11]. Ces modes de défaillances des cellules PV ou CPV, souvent invisibles à l'oeil nu, peuvent être identifiés par électroluminescence [13, 85] et impactent les performances de la cellule [86]. La brisure des cellules peut également apparaître lors de sa fabrication [87] ou du transport des modules [88]. Les défauts de cellules CPV caractérisés par EL seront étudiés ultérieurement dans ce manuscrit.

Lors de la fabrication de la cellule, la dispersion inhérente aux machines produit des inhomogénéités de propriétés électriques au sein de la cellule. Des shunts localisés, une EL plus intense, un I_{SC} ou un V_{OC} localement plus ou moins important,... sont autant de conséquences de ces inhomogénéités. Les shunts localisés peuvent induire des points chauds lorsque la cellule est sous tension inverse [40], ce qui est en général évité par la présence de diode de bypass comme décrit précédemment. Sous tension directe, ces défauts ne semblent pas réduire la fiabilité des cellules [89, 90], mais limitent leurs

performances PV.

Toujours originaires du procédé de fabrication, mais concernant les assemblages CPV, des zones sans brasure sous la cellule peuvent apparaître suite à un mauvais étalement de celle-ci ou un profil de température de mise en œuvre non adapté. Ces lacunes dans la brasure sont appelées « voids » et sont un mode de défaillance connu en électronique de puissance [91]. La brasure jouant le rôle crucial de conducteur électrique et thermique, la présence de voids peut conduire à des emballements thermiques si leur taille est suffisamment importante [92, 93]. La figure I.13 montre une brasure de cellule présentant des voids et caractérisée par les différentes méthodes que sont la tomographie RX, la microscopie acoustique, la thermographie IR ou l'EL améliorée (EEL). Nous reviendrons en détails sur ce mode de défaillance dans la suite du manuscrit. Enfin, comme tout dispositif de micro-électronique, les cellules PV et CPV sont sensibles aux décharges électrostatiques et les dégâts induits par ce mécanisme de défaillance peuvent conduire au court-circuit de la cellule [11]

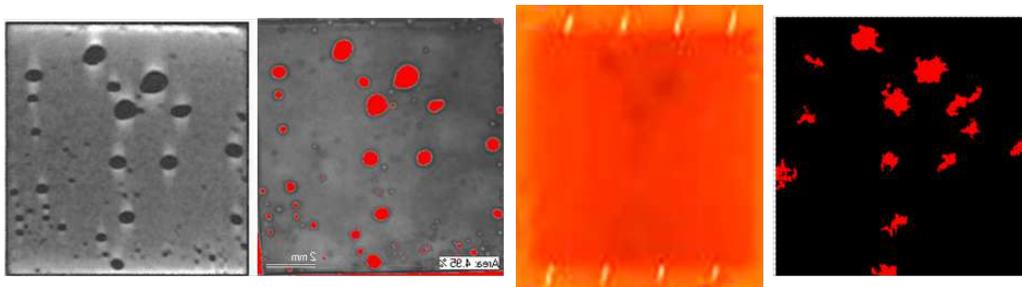


FIGURE I.13 – De gauche à droite : brasure de cellule caractérisée par tomographie RX, microscopie acoustique, thermographie IR et EL améliorée contenant des voids de formes circulaires.

I.2.3 Suivi de performances sur le long terme

Le suivi de performances sur le long terme d'un système PV est la seule méthode fiable disponible pour mesurer le taux de dégradation r_D , exprimé en % par an d'une grandeur de puissance (I_{SC} , V_{OC} , P_{MP} , FF ou Eff.). Le suivi de performances se base sur des faits et n'est pas sujet à modélisation ou prédiction. A titre d'exemple, afin de garantir 80% de la puissance nominale d'un module sur 25 ans, il faut un r_D inférieur à 0,8%/an en puissance.

Le suivi des performances d'un système est une science. Il ne suffit pas de brancher un puissance-mètre et de le relier à un PC pour y parvenir ; même si, dans les faits, l'idée est la même. Les installations de suivi sont complexes. Elle comprennent en général deux blocs : une partie chargée de la mesure de courbes IV du système dont seront extraites les grandeurs électriques d'intérêt, et une deuxième partie consacrée à la mesure des données environnementales telles que l'irradiance, les données météorologiques, ou encore les température en différents points du système. Au final c'est un volume de données conséquent qui est obtenu et qui doit être traité pour en extraire des informations utiles. Chaque laboratoire (NREL, Fraunhofer, IES, INES,...) possède ses propres outils de traitement de données dont l'objectif premier est de filtrer toutes les données aberrantes. Il s'agit-là d'un véritable savoir-faire, et in fine d'une source de revenus pour le laboratoire en question.

Le *taux de dégradation* r_D d'un système PV reflète l'effet des *modes de défaillances* décrits précédemment. Il existe de nombreuses références dans la littérature rapportant des taux de dégradation pour

différentes technologies. Dans leurs travaux, Vazquez et al. [94], rapportent des taux de dégradation de puissance compris entre 0,3% et 3,58% par an pour des modules c-Si, a-Si, p-Si et CIS mesurés sous différents climats (montagnard, désertique et tempéré). Dans ce même article, des r_D de 12,6% et 18,8% ont été mesurés sur des modules a-Si et CIS. De telles valeurs sont dues aux propriétés de ces technologies qui se dégradent très vite sous la lumière avant de se stabiliser [95].

Une publication récente rend compte des taux de dégradation publiés dans la littérature durant ces 40 dernières années [96]. La figure I.14 présente les principaux résultats de cette étude. Les r_D recensés pour tous les modules sont en moyenne de 0.8%/an avec une médiane de 0.5%/an ce qui est en accord avec le minimum imposé pour la garantie de 25 ans à 80% de la puissance initiale. En divisant la population étudiée par types de modules, c-Si ou couches minces, il apparaît que les taux de dégradation des modules couches minces sont plus élevés. Du même auteur que cette étude, un article présentant l'influence du climat sur le r_D conclut que les climats chauds et humides sont plus contraignants pour les modules [97]. Il est aisément compréhensible que plus les facteurs de stress environnementaux sont forts, plus la dégradation survient rapidement.

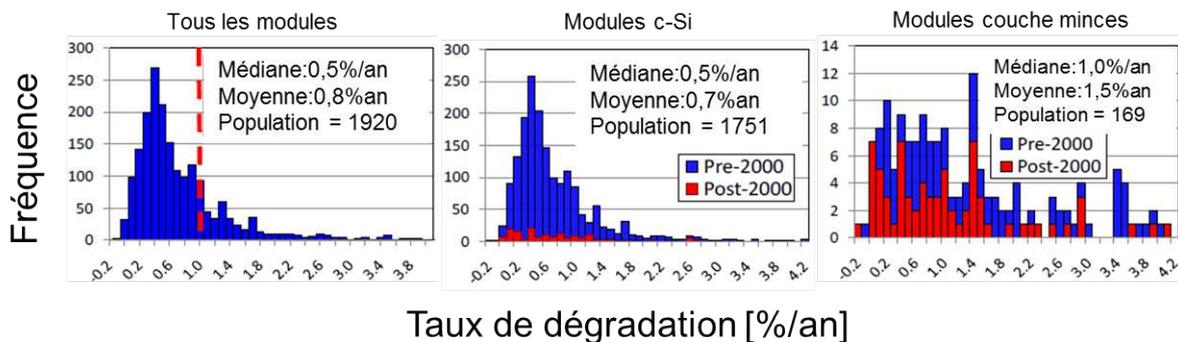


FIGURE I.14 – Taux de dégradation publiés au cours de ces 40 dernières années.

I.2.4 En résumé

Nous venons de voir les différents mécanismes et modes de défaillance rencontrés au cours des années d'exploitation de système PV et CPV. Il est important de retenir la grande diversité de ces modes de défaillance et l'interdépendance de leurs mécanismes. A titre d'exemple, une température trop élevée peut conduire à une fissuration du backsheet d'un module, favorisant la pénétration d'humidité et in fine la corrosion de la métallisation. Cette métallisation dégradée possède une résistance série plus élevée et peut augmenter localement la température favorisant ainsi la dégradation du backsheet. Ces « retours négatifs » sont présents entre de nombreux modes et mécanismes de défaillance. Les facteurs de stress environnementaux peuvent augmenter les cinétiques de dégradation, mais rarement les empêcher. Un article de Bosco et al. résume les principaux modes de défaillance des technologies photovoltaïques (PV, CPV et PV organique) [98]. Aujourd'hui encore, des nouveaux modes de défaillance sont rencontrés sur le terrain avec récemment la découverte des « snail trails » [99]. Tous ces modes de dégradation surviennent à différentes périodes de la vie du module, mais une fois identifiés et compris il est possible d'imaginer des tests de vieillissement accéléré capables de les faire apparaître. Si ces défaillances se confirment, nous pourrions alors modifier la conception d'un module avant sa commercialisation. Dans le prochain paragraphe nous allons voir les progrès réalisés par la communauté scientifique sur cette

thématique au cours de ces trois dernières décennies.

I.3 Le vieillissement accéléré

Le vieillissement accéléré est utilisé dans pratiquement tous les domaines d'ingénierie, du bâtiment à la micro-électronique en passant par l'automobile et bien sûr le photovoltaïque. Comme décrit dans le paragraphe I.1, un industriel ne peut pas se permettre d'attendre 25 ans pour offrir une garantie sur son produit. Le vieillissement accéléré consiste donc en une série de tests dans lesquels les facteurs de stress environnementaux ont été augmentés. Ainsi, le mécanisme et le mode de défaillance dépendant du facteur de stress amplifié peuvent être reproduits à volonté sur une période courte. Si observés sur le module, ils pourront être corrigés par modification de sa conception ce qui optimise les coûts de production, comme illustré sur la figure I.15 par la *règle des 10*. Un industriel avec du retour d'expérience pourra cibler les tests de vieillissement accélérés sur les modes de défaillance de ses produits ; pour les autres il faudra se baser sur l'état de l'art et plus particulièrement sur les tests de qualification standardisés par la Commission Électrotechnique Internationale (IEC). Dans ce paragraphe, nous allons voir comment ont débuté les tests de vieillissement accélérés pour terminer par la description des standards IEC 61215, 61646, et 62108, et leurs limites.

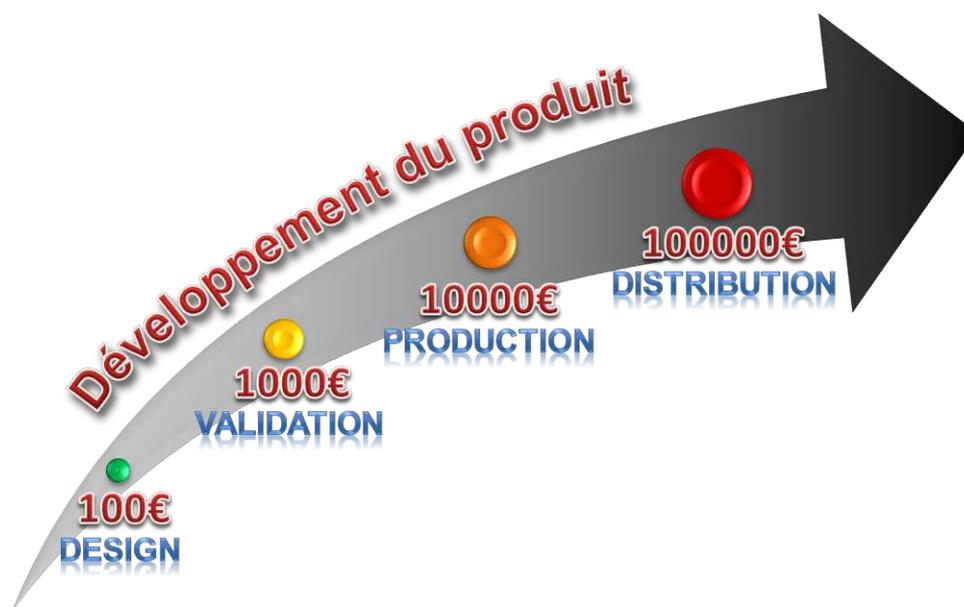


FIGURE I.15 – "Règle des 10" : Coût fictif de la découverte d'un problème de fiabilité en fonction des étapes de développement d'un produit

I.3.1 Quelques définitions

Tests de vie accélérés, tests de qualifications, tests de vie hautement accélérés, tests jusqu'à défaillance,... sont autant de termes employés dans la thématique du vieillissement accéléré. Voyons les différents objectifs et motivations de ces tests.

I.3.1.1 Tests de vie accélérés (ALT)

La prédiction de la durée de vie, ou de la probabilité de non-défaillance, d'un module PV se fait par une analyse de fiabilité. Dans les faits un facteur de stress est amplifié jusqu'à obtenir une défaillance du système. Sans observation de défaillance il n'est pas possible de déterminer son MTTF et donc son espérance de vie. Cette constatation nous amène à définir une première catégorie de tests que sont les *tests de vie accélérés* (ALT, de l'anglais *Accelerated Life Tests*).

Dans sa conception, un ALT se doit de reproduire un mode de défaillance observé sur le terrain par le même mécanisme. Si cette condition est respectée, il est pertinent d'extrapoler les données temporelles de ce test afin d'établir une prédiction de durée de vie. Le manipulateur est alors libre d'utiliser tous les moyens d'accélération dont il dispose pour y parvenir. Comme nous le verrons tout au long de ce paragraphe, l'accélération des facteurs de stress se fait principalement dans des chambres climatiques où le mimétisme des conditions réelles d'expositions est rendu possible par un contrôle précis de la température, de l'humidité et, dans certains systèmes, de l'irradiance (artificielle).

Dans ses travaux [100], Nunez présente un dispositif d'ALT dans lequel des CTJ sont placées dans une chambre climatique, à différentes températures, et polarisées en direct afin de simuler leur fonctionnement sous éclairage. Le contrôle des échantillons se fait par une mesure de leurs caractéristiques IV sous obscurité dans la chambre climatique. Dans ces conditions, le mode de défaillance recherché est l'apparition de court-circuit. Les résultats finaux de cette expérience sont à paraître dans la thèse de P.Espinet-Gonzalez [101]. Une étude du même groupe de recherche présente les résultats d'ALT ainsi que la détermination de la loi de fiabilité de cellules GaAs [34].

Une autre approche consisterait à introduire un handicap dans un dispositif afin d'accélérer un facteur de stress dans des conditions d'utilisation réelles. C'est le cas d'une étude conduite par Solfocus [102] sur leurs modules CPV. Ici, la chaîne thermique a volontairement été dégradée pour obtenir une température de fonctionnement de la cellule supérieure à celle d'un module de référence (+20°C à +40°C). Cependant, même sous ces conditions sévères, aucune dégradation n'a été observée après une année d'exposition ; ce qui est rassurant pour l'industriel mais n'aide pas à la quantification d'une durée de vie. Une étude du même type portant sur la dégradation de l'EVA par photo-oxydation UV a été publiée par Kempe [103]. De manière générale, un état de l'art des différents plans d'ALT dans différents domaines peut-être consulté dans la référence [27]. Que le lecteur identifie bien le but et la raison d'être d'un ALT : reproduire un mode de défaillance connu d'un système, dans un temps court, par l'accélération du mécanisme de défaillance. Il est donc nécessaire que les systèmes possèdent un degré de maturité avancé afin que les statistiques issues d'un ALT ne soit pas faussées par des défaillances précoces.

I.3.1.2 Essais aggravés (HALT)

Les essais aggravés ou tests de vie hautement accélérés (HALT, de l'anglais *highly accelerated life tests*) sont une autre classe de test de vieillissement. Contrairement aux ALT, un HALT ne se soucie pas du respect des mécanismes de dégradation mais permet d'identifier les modes de défaillance précoces dus à une faiblesse dans la conception d'un module. Un HALT est forcément destructif, on ne peut donc pas « passer » ce genre de test.

Les HALT consistent généralement en une combinaison de rampes de température et de vibrations [104]. L'idée repose sur les concepts de courbe S/N d'un système : la tenue d'un système à une quantité de stress S est mesurée en nombre de cycles N. De manière générale, lorsque S augmente, N diminue.

Il est donc possible d'obtenir une défaillance d'un système en un temps très court en appliquant un stress très important ou une combinaison de différents stress (température, vibration,...), il s'agit là de l'idée maîtresse du HALT [105]. A titre d'exemple, Rickers et al. [106] présentent un HALT sur des modules CIGS. Sans donner de détail sur le mode opératoire, les dégradations induites par le HALT au bout de 48 heures sont les mêmes que celles obtenues par un test de chaleur humide classique au bout de 336 heures. L'auteur précise que les mécanismes de défaillance conduisant aux dégradations sont différents. Dans le développement des assemblages CPV basés sur substrat SMI décrits dans la suite de ce manuscrit, un HALT consistant en l'injection continue de fortes densités de courant a permis d'identifier des points faibles au niveau des bondings de la cellule. Des corrections au niveaux de leur conception ont ensuite permis d'éviter ce mode de défaillance.

Dans un ouvrage [107], Hobbs définit les limites du HALT comme suit :

- Un HALT ne vise pas à reproduire les conditions d'utilisation réelles d'un système, mais à déterminer une faiblesse dans sa conception par tous les moyens possibles.
- La fiabilité n'est pas déterminée mais améliorée par un HALT.
- Les conditions de tests d'un HALT ne sont pas en relation directe avec les conditions réelles et peuvent être soumises à débat.
- Les modes de défaillance dépendant du temps peuvent ne pas être mis en évidence.

I.3.1.3 Tests de qualification (QT)

Les tests de qualifications seront détaillés par la suite. Il s'agit d'un ensemble de tests visant à identifier des défaillances précoces dans un système. Ils n'offrent pas d'informations quantitatives sur la durée mais établissent des critères de sélection et permettent d'identifier des défaillances précoces. Les procédures d'application de ces tests dans le domaine du PV sont normalisées par les standards IEC 61215 pour le c-Si, IEC 61646 pour les modules couches minces et IEC 62108 pour le CPV.

I.3.1.4 Test-To-Failure

Le Test-to-Failure Protocol (TTF) est un programme de test imaginé par Osterwald [108]. Partant du principe que les tests de qualification ne permettent pas d'obtenir des informations quantitatives sur la durée de vie d'un système en conditions réelles, Osterwald propose leur extension jusqu'à apparition de défaillance. Le temps ainsi écoulé ne renseigne pas sur une durée de vie mais permet de comparer la fiabilité de différents modules de façon relative et quantitative. Le TTF est donc à mi-chemin entre les QT et les HALT.

La séquence de TTF décrite par Osterwald repose sur les essais de cycles thermiques avec injection de courant et de chaleur humide avec polarisation du module à la tension maximale du système (afin de simuler les conditions de PID), les tests se faisant en parallèle sur différents modules ou de façon séquentielle. L'approche séquentielle permet de tenir compte de l'interdépendance des modes de défaillance et a été reprise par d'autres laboratoires [109]. Les critères de défaillance d'un TTF sont variés, allant de la perte de puissance supérieure à 50% des performances initiales à l'apparition de circuits ouverts ou de défauts visuels majeurs. Le TTF a été mis en pratique par Hacke [110] sur dif-

férents modules c-Si. Les modes de défaillance observés sont dépendants des conditions de stress mais reflètent ceux rencontrés sur le terrain, avec notamment la corrosion des métallisations, la fissuration du backsheet, l'apparition de bulles dans l'encapsulant au niveau de la métallisation ou encore la dégradation de la couche antireflet.

Nous venons de voir quelques bases des essais de vieillissement accélérés. Il est important de retenir qu'en fonction de la maturité du produit, les tests de vieillissement accélérés n'ont pas les mêmes objectifs et certains ne sont pas réalisables. Pour un complément sur cette thématique, le lecteur pourra consulter la référence [107].

I.3.2 Les tests de qualification (QT)

I.3.2.1 Des pionniers...

Les premières expériences de reproduction de modes de défaillance ont été conduites par le Jet Propulsion Lab (JPL) aux États-Unis. Faisant suite aux défaillances constatées sur le terrain [111], le JPL met au point un programme baptisé *Flat-plate Solar Array* (FSA) dans lequel différents lots de modules sont commandés aux fabricants. Pour pouvoir postuler à l'appel d'offre, les fabricants doivent produire des modules capables de résister à une série de tests spécifiques [112]. Le programme ayant débuté en 1975 pour s'achever en 1981, les tests de qualifications ont évolué, passant du bloc de test I au bloc V. La figure I.16 résume ces différents blocs.

TEST	BLOC I	BLOC II	BLOC III	BLOC IV	BLOC V
Année	1975	1976	1977	1978	1981
Cycle thermique (TC)	100 cycles -40°C/+90°C	50 cycles -40°C/+90°C	50 cycles -40°C/+90°C	50 cycles -40°C/+90°C	200 cycles -40°C/+90°C
Chaleur humide (DH) ou humidité/gel (HF)	70°C 90%RH 168 heures	5 cycles 40°C,90%RH à 23°C	5 cycles 40°C,90%RH à 23°C	5 cycles 40°C,90%RH à 23°C	10 cycles 85°C,85%RH à -40°C
Points chauds	-	-	-	-	3 cellules 100 heures
Charge mécanique	-	100 cycles ± 2400 Pa	100 cycles ± 2400 Pa	10000 cycles ± 2400 Pa	10000 cycles ± 2400 Pa
Grêle	-	-	-	9 impacts 3/4", 20 m/s	10 impacts 1", 23 m/s
Isolation électrique	-	<15 µA 1500V	<50 µA 1500V	<50 µA 1500V	<50 µA 2*Vs+1000

FIGURE I.16 – Les différents blocs de tests spécifiques du programme FSA.

Le Bloc I contient un test de cycle thermique (TC) visant à reproduire les alternances de température rencontrées par un module PV durant le jour et la nuit, et un test de chaleur humide (DH) où le module est soumis à une température de 70°C sous 90% d'humidité relative (RH). Les valeurs de -40°C et +90°C ont été fixées en fonctions des températures les plus basses enregistrées aux États-unis et les températures de fonctionnement des cellules. La durée de 100 cycles résulte d'études antérieures

et correspond à la durée en cycles à partir de laquelle les dégradations sont importantes.

Dans le Bloc II, la chaleur humide (DH) a été remplacée par un test d'humidité cyclique qui maintient le module à 40°C sous 90%RH avant de redescendre à 23°C. Ce type de test est inspiré des standards militaires et spatiaux de l'époque. La durée du TC a, quant à elle, été diminuée de moitié (50 cycles) car les modes de défaillance observés dans le Bloc I survenaient après 50 cycles et n'évoluaient que très peu entre 50 et 100 cycles. Le Bloc II introduit aussi deux nouveaux tests que sont la charge mécanique cyclique et l'isolation électrique. Ce dernier consiste à mesurer le courant de fuite entre le circuit électrique du module (les bornes du module étant court-circuitées) et son armature avec comme limite supérieur 15 μ A sous une tension de 1500V. Cette limite a été rehaussée dans le Bloc III à 50 μ A car jugée trop contraignante.

Le Bloc IV reprend les mêmes tests que son prédécesseur en allongeant le nombre de cycles de la charge mécanique, passant ainsi de 100 à 10000. Avec l'amélioration des procédés de fabrication des modules, 100 cycles ne suffisaient plus à mettre en évidence les circuits ouverts causés par la fatigue mécanique des interconnexions. Le Bloc IV amène également un nouveau test de tenue à la grêle des modules PV. Dans ce test, des billes de glace de 1,8cm (0.75") sont projetées à la normale du module avec une vitesse de 20 m/s. La forme calibrée des billes ne permet pas de tenir compte des formes irrégulières, parfois contondantes, des grêlons naturels.

Le Bloc V augmente la vitesse de propulsion de 20 à 23 m/s, le nombre d'impact de 9 à 10 et le diamètre jusqu'à 1". Le nombre de cycles thermiques passe de 50 à 200 et un test d'humidité-gel (HF) remplace le test d'humidité cyclique du Bloc IV. L'humidité-gel combine une chaleur humide (DH) de 85°C/85%RH à une étape de maintien à -40°C pour étudier le gel de l'eau introduite dans le module durant la DH. Enfin, le Bloc V propose un nouveau test permettant d'identifier la présence de points chauds et spécifie la tension à appliquer pour le test d'isolation électrique comme deux fois la tension maximale du système V_S additionnée de 1000 volts.

Un Bloc VI contenant une variante du DH avec polarisation du module était prévu dans le programme mais n'a pas été réalisé. Les travaux du JPL via le FSA ont largement amélioré la fiabilité des modules PV puisque les modules testés avant le Bloc V présentaient un taux de défaillance de 45% contre 0,1% après [113].

I.3.2.2 ...vers la standardisation

[Les éléments de ce paragraphe sont une synthèse de l'excellent état de l'art des tests de qualifications pour les modules terrestres publiée par Osterwald [31]]

Parallèlement à la fin du programme FSA, le Joint Research Center (JRC) basé en Italie conduit un groupe de réflexion sur la qualification des modules PV. En 1980 une spécification intitulée CEC 201 voit le jour et propose différents tests comme l'exposition aux UV, la reproduction des contraintes mécaniques exercées par le vent, un TC -40°C/+85°C, ou encore un test beaucoup plus drastique de choc thermique. Cette spécification est suivie en 1981 par la CEC 501 qui constitue la première norme européenne de qualification des modules PV.

Dans la CEC 501, comme pour le Bloc V du FSA, les critères de défaillance sont déterminés par l'apparition de défauts visuels majeurs, une perte de 5% de la puissance initiale, la rupture des interconnexions induisant des circuits-ouverts ou encore un dépassement de la valeur critique du courant de

fuite. La CEC 501 comprend les tests de TC, HF, DH, points chauds, exposition UV et d'autres plus novateurs comme la résistance à la salinité ou à l'ozone. La même année, la Commission Internationale Électrotechnique (IEC) propose la création d'un groupe identifié en tant que Comité Technique 82 (TC82) chargé du suivi et de la mise à jour continue par le retour d'expérience des travaux du JPL. Le groupe TC82, bien que les membres aient changé, est encore actif aujourd'hui.

En 1986 est publiée la première norme de sécurité pour les modules. Baptisée UL 1703, elle reprend les essais de TC et DH issus du Bloc V du JPL avec comme principale différence des critères d'acceptabilité qui ne sont plus basés sur une performance mais sur un risque de sécurité pour l'utilisateur. La même année, le TC82 travaille à la synthèse des différentes procédures de spécifications utilisées dans les pays où l'activité PV est importante (Australie, France, Espagne, Japon,...) afin de publier une norme internationale de qualification.

Pendant une demi-douzaine d'années, les différents acteurs du PV, qu'ils soient industriels ou académiques, développent des tests visant à reproduire les modes de défaillance de leurs propres systèmes observés en conditions réelles. A mi-chemin entre les ALT et HALT, certains tests ne se révélèrent pertinents que dans des cas particuliers comme des installations offshore soumises à un environnement fortement salin tandis que d'autres comme le DH ou le TC étaient utilisés pour reproduire les principaux modes de défaillance avec succès. Ainsi, en 1993 la norme IEC 1215 sur la qualification des modules c-Si fut émise et adoptée en Europe sous l'appellation CEC 503. Ce n'est qu'en 1996 qu'est publiée la norme IEC 1646, dédiée aux modules couches minces. Ce retard étant dû aux difficultés posées par les méta-stabilités des performances de ces systèmes lorsqu'ils sont exposés à la lumière ou soumis à des températures élevées.

En 2000, BP Solarex propose d'injecter un courant, égal à celui produit par le module sous un soleil, lors de l'essai de TC quand la température du module est supérieure à 20°C afin de simuler son fonctionnement en photo-génération. Cette proposition sera retenue par la suite contrairement à celle de polariser les modules lors de DH, comme proposée dans le Bloc VI du JPL. Dans ce dernier cas, les mécanismes de dégradation n'étaient pas jugés représentatifs de ceux rencontrés en extérieur.

Entre temps l'IEC 1215 fut rebaptisée IEC 61215 et une seconde édition fut publiée en 2005, avec l'incorporation d'un test d'isolation électrique en milieu humide, un test de résistance des diodes de bypass et l'adoption de la proposition de BP Solarex sur la modification du TC. Cette édition est toujours en vigueur, et le TC82, dirigé par Dr. J. Wolhgemuth, travaille actuellement sur une troisième édition dont la publication est prévue en juin 2014. Encore une fois, l'auteur ne peut que conseiller la référence [31] pour une présentation plus approfondie de cet historique.

Cette présentation du chemin parcouru pour aboutir à une norme internationale de qualification des modules PV permet de se rendre compte des difficultés rencontrées. La norme IEC 61215 bénéficie de plus de 30 ans de développement et a été sans cesse confrontée aux nouveaux modes de défaillance rencontrés sur le terrain. Ceci est encore le cas aujourd'hui avec les discussions au sein du TC82 afin d'adopter un test visant à reproduire les effets de PID. Face à une telle étendue temporelle, comment la norme de qualification des modules CPV IEC 62108 a pu voir le jour en 2007, presque en même temps que le déploiement des premières grandes centrales ? La réponse en est simple : apprenons des erreurs du PV.

Les travaux sur le développement d'une norme de qualification pour modules CPV débutent en 1997 et sont conduits par un groupe de réflexion de l'IEEE. A cette époque, le CPV tente de se placer

en concurrent du PV classique, mais le manque de qualification effraie les investisseurs et ralentit le marché [114]. Parce que les modules CPV sont volumineux il est décidé de tester en parallèle modules et récepteurs ; un récepteur étant défini comme un assemblage de une ou plusieurs cellules acceptant une lumière concentrée et comprenant les moyens d'évacuation de chaleur et de puissance électrique. Ces travaux aboutissent en 2001 et la norme IEEE 1513 est la première norme de qualification pour module CPV publiée [115].

Cette norme est très fortement inspirée des tests de qualification issus du PV. On y retrouve donc le TC, le DH, ou encore le HF. Certains essais ont cependant été modifiés et d'autres créés afin de tenir compte des particularités du CPV comme de fortes densités de puissance ou leur montage sur tracker. Ainsi la norme IEEE 1513 requiert 7 récepteurs et 5 modules. Les tests de charge mécanique et exposition UV ont été supprimés et remplacés par un test de pulvérisation d'eau et un test de dépointage. Les tests de TC et de DH peuvent être réalisés selon plusieurs conditions spécifiquement à la conception du module. Les rampes de températures ont été fortement rehaussées (de 2°C/min à 5°C/min) car lors du passage d'un nuage le flux lumineux sur la cellule est nul et les écarts de température peuvent être très brusques (par opposition aux écarts jour-nuit). En raison de la difficulté de mesure des performances sous éclairage de modules CPV en intérieur, la mesure de caractéristique IV en obscurité (DIV) a été retenue comme outil de diagnostic.

En 2007 est publiée la norme internationale de qualification de modules CPV IEC 62108 et est toujours en vigueur aujourd'hui. Elle est différente de l'IEEE 1513 quant à l'ordre des tests et le nombre de modules et de récepteurs nécessaires. La norme IEC 62108 reste encore en développement et est sujette à de nombreuses critiques. De par l'important volume de certains modules CPV, il est possible d'effectuer une qualification de mono-modules qui comprennent un ensemble optique primaire/récepteur et qui doivent posséder les mêmes caractéristiques thermiques et mécaniques qu'un module complet. Munoz et al. [116] précisent la difficulté de construire de tels mono-modules. Dans leurs applications des tests de qualification, Ludowise et al. [117] critique la simulation du fonctionnement des cellules par injection de courant lors du TC. Un autre problème lié à l'essai de TC est la mesure de la température de la cellule.

La norme IEC 62108 suit donc la même voie que l'IEC 61215 avec une mise à jour continue par retour d'expérience. Même si soumise à critique, elle a le mérite d'exister et de contribuer à l'amélioration de la fiabilité des modules CPV. D'autres normes existent pour le CPV traitant de divers aspects que sont la sécurité, les trackers, la cellule ou la mesure des performances mais sortent du cadre de la thèse. Un récapitulatif peut être consulté aux références [118] et [119].

I.3.2.3 L'IEC 62108 dans le détail

Les logigrammes des tests des normes IEC 61215 et IEC 62108 sont consultables en annexe. Nous ne les détaillerons pas ici, mais nous allons nous intéresser aux tests jugés les plus critiques. La figure I.17 issue d'un rapport du TUV sur les tests de qualification de plus de 3000 modules c-Si [120] montre que la chaleur humide (DH, de l'anglais *Damp Heat*), le cycle thermique (TC, de l'anglais *thermal cycle*), et l'humidité-gel (HF, de l'anglais *Humidity Freeze*) sont les tests les plus critiques.

Un autre regard sur cette figure indique que lorsque des problématiques sont résolues, d'autres sont aggravées. Par exemple, entre 2007 et 2009 les taux de défaillance des modules soumis à la DH ont chuté tandis que ceux induits par le TC ont augmenté. De telles statistiques n'existent pas encore pour les modules CPV. Néanmoins la communauté scientifique s'accorde à dire qu'ils sont très sensibles à

l'humidité. Pour ces raisons, et pour d'autres qui seront détaillées plus tard dans ce manuscrit, nous nous sommes concentrés sur la compréhension des trois tests que sont TC, DH et HF, et à la façon de les appliquer aux modules CPV.

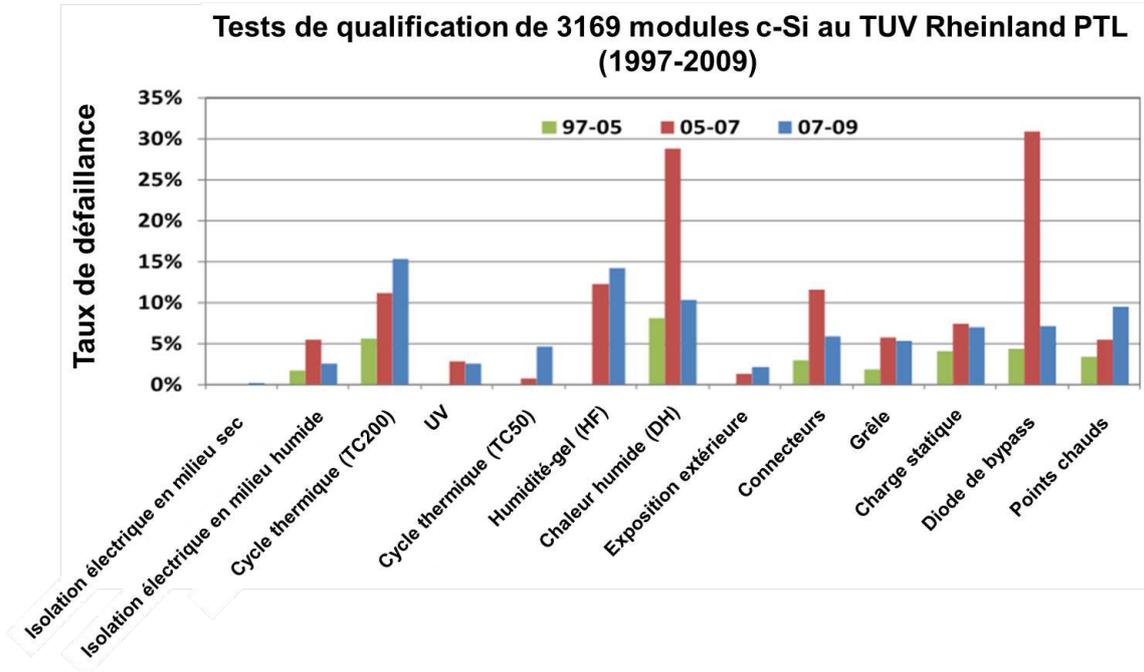


FIGURE I.17 – Taux de panne des modules c-Si en fonction des tests de qualifications de la norme IEC 61215. En 2009, TC, DH et HF sont les tests les plus sévères.

Essai de cycle thermique (TC)

L'essai de cycle thermique tel que décrit dans la norme IEC 62108 peut se faire de différentes façons. Les températures maximales de cycle sont à choisir, à la discrétion du fabricant, entre 110°C, 85°C ou 65°C, la température minimale étant de -40°C et le tout sans contrôle de l'humidité ambiante. Ceci afin de pouvoir s'adapter à tous types de design, des systèmes HCPV à lentille de Fresnel aux modules LCPV à miroir. Cependant à plus basse température, le nombre de cycle requis est plus grand avec 500, 1000 et 2000 cycles respectivement. La encore le concept de courbe S/N d'un système est employé. Les trois options 85°C/1000 cycles, 110°C/500 cycles et 65°C/2000 cycles sont dénommées TCA-1, TCA-2 et TCA-3.

Il convient au fabricant de connaître son système afin d'appliquer les conditions les plus pertinentes. Un stress thermique trop important pouvant induire des modes de défaillance qui ne surviendraient pas dans la réalité. Quelque soit l'option retenue, le test impose une circulation d'un courant égal à 1,25 fois le courant de court-circuit du module mesuré expérimentalement selon une procédure décrite dans la norme. Là encore plusieurs options sont possibles pour établir cette circulation de courant.

- L'option *a* implique l'utilisation d'une alimentation externe permettant la polarisation de la cellule en direct afin d'établir un courant de sens contraire au sens du courant photo-généré.
- L'option *b* consiste à utiliser une source lumineuse permettant de produire le courant désiré dans les sens du courant photo-généré.
- Enfin, l'option *c* est une combinaison des précédentes.

Dans les faits, très peu d'instituts de certification utilisent les options *b* et *c* pour de simples raisons de coût et de faisabilité. Solar Junction a développé un système complexe combinant chambre climatique et simulateur solaire [121] permettant de suivre les options *b* et *c*, mais l'option *a* reste la plus utilisée et est celle mise en place durant la thèse.

Le courant doit être injecté lorsque la température de la cellule dépasse 25°C. De manière générale toutes les températures indiquées dans l'essai de TC ont comme référentiel la cellule. Or, dans la majeure partie des cas, la cellule est inaccessible physiquement. La norme ne donne aucune information sur la procédure de mesure de température et bien souvent les instituts de certification mesurent « au plus près » de la cellule, en plaçant les capteurs au dos du module, en fin de chaîne thermique. Les températures de cellules s'en retrouvent plus ou moins sous-estimées en fonction de la qualité de la chaîne thermique. Cette sur-contrainte thermique de la cellule peut entraîner la défaillance du module alors que c'est la méthode de mesure qui est en cause. Au regard de l'auteur, il serait pertinent de quantifier l'écart de température entre le point de mesure et la cellule par une mesure en extérieur afin de s'en affranchir lors du test. Une autre méthode serait le calcul de la température de la cellule par une mesure de sa V_{OC} dans les systèmes de tests utilisant les options *b* ou *c* du TC.

Le nombre de cycles thermiques doit être compris entre 10 et 18 par jour avec 10 cycles en courant pour un cycle thermique. Les extremums de température de la cellule doivent être maintenus pendant au moins 10 minutes avec une fluctuation tolérée de plus ou moins 3°C. Là encore, dans les faits, cette condition n'est pas réalisable pour tous les systèmes. Sur les essais de TC réalisés durant cette thèse, les échantillons sont dimensionnés pour des applications de haute concentration. La valeur du courant injecté atteint 15A pour des cellules de 1 cm². La densité de puissance est donc très importante et l'échauffement de la cellule conséquent. Dès lors, les cycles on/off de l'injection de courant induisent

des montées et descentes brutales de la température de la cellule sur une échelle de temps incompatible avec celle requise par la norme. La figure I.18 illustre ce phénomène. Il est donc préférable de parler de temps de maintien « cumulé » d'au moins 10 minutes. Nous aurons l'occasion de revenir sur les tests de TC dans la suite du manuscrit.

Le module est considéré comme acceptable à l'issue du test s'il ne présente pas de défauts visuels majeurs, d'interruption du courant durant l'essai et si les résistances d'isolement sont supérieures à celles requises.

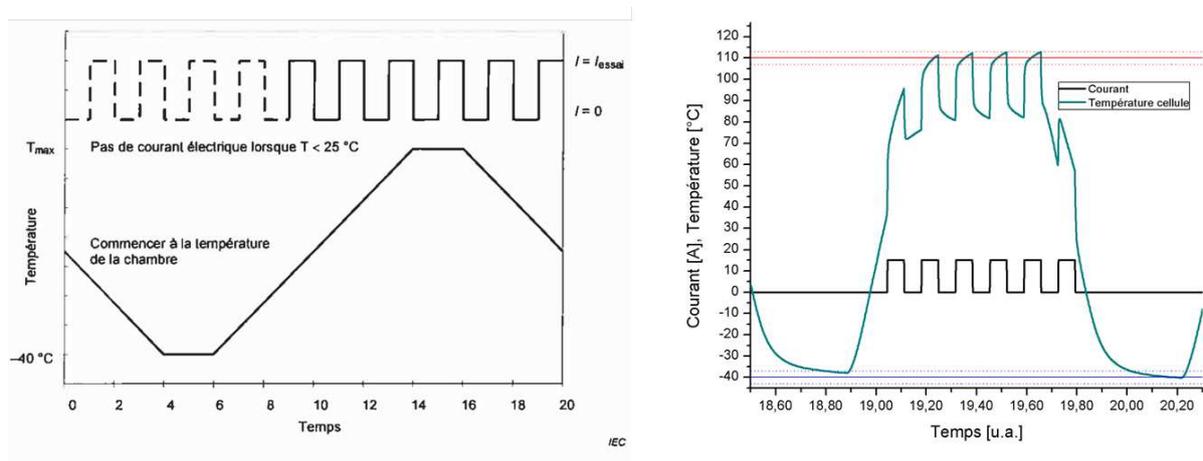


FIGURE I.18 – Gauche : profil de température et de courant pour l'essai TC tel que rapporté dans la norme IEC 62108. Droite : illustration expérimentale des « pics » de température dus aux cycles de courant.

Essai d'humidité-gel (HF) et Chaleur humide (DH)

L'essai de HF est moins soumis à interprétation que l'essai de TC. Le module est d'abord soumis à un pré-conditionnement thermique qui consiste en une application de cycles thermiques, sans injection de courant, parmi trois options identifiées TCB-1, TCB-2, et TCB-3 avec une température minimale de -40°C et une température maximale et un nombre de cycles de $85^{\circ}\text{C}/200$ cycles, $110^{\circ}\text{C}/100$ cycles, et $65^{\circ}\text{C}/400$ cycles respectivement. S'en suit l'essai de HF réalisable selon deux options identifiées HFC-1 et HFC-2 : $85^{\circ}\text{C}/85\%\text{RH}$ ou $65^{\circ}\text{C}/85\%\text{RH}$ pendant 20 heures minimum suivies d'un maintien à -40°C pendant 4h maximum. La durée d'un cycle complet est donc de 24 heures (cf. figure I.19) et le nombre de cycles est de 20 ou 40 respectivement à l'option choisie. Les critères d'acceptation sont les mêmes que pour le TC, l'interruption de la circulation du courant à part.

L'essai de DH, *Nemeseticus*³ des modules CPV, teste la capacité des modules à résister à l'intrusion d'humidité sur le long terme. Pour ce faire, les modules sont placés dans une enceinte climatique sous $85^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$ et $85\%\text{RH}\pm 5\%$ pendant 1000 heures. Une autre option serait de choisir une température de 65°C pour un allongement de la durée à 2000 heures. Les modules passent le test si aucun défaut visuel majeur n'apparaît, et si les résistances d'isolement en milieu humide et en milieu sec (cf. essais 10.4 et 10.5 de la norme IEC 62108) sont suffisamment élevées après le test.

3. Du Latin, Ennemi juré ou suprême

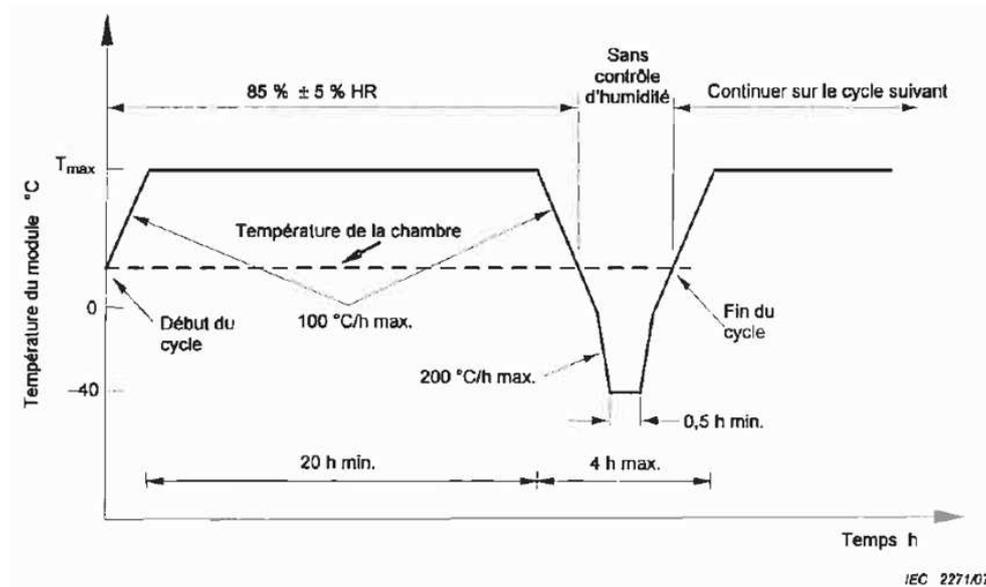


FIGURE I.19 – Profil de température pour l'essai HF tel que rapporté dans la norme IEC 62108.

I.4 Cas d'étude

Le sujet de thèse, tel qu'initialement défini, portait sur l'étude de la dégradation de module PV classique, la compréhension des modes et des mécanismes de défaillance et le développement de test de vieillissement accéléré susceptibles de les reproduire ; les travaux devant ainsi répondre aux inquiétudes grandissantes des partenaires de l'INES sur la fiabilité des modules PV. Ainsi une application concrète des leçons tirées de l'état de l'art a pu être réalisée dans ce contexte et les résultats sont présentés dans la référence [122]. Certaines notions de ce paragraphe seront détaillées dans le prochain chapitre.

En 2010, un installateur de module fait état d'une perte de productible sur une centrale située sur l'île de La Réunion. Des pertes de puissance jusqu'à -10% ont ainsi été relevées après seulement 18 mois d'exposition. Ces modules avaient pourtant été certifiés IEC 61215 et proposés avec une garantie de 20 ans à 80% de leur performance initiale. Nous sommes ici dans la première étape du raisonnement de fiabilité : l'observation d'un mode de défaillance dont l'effet est la perte de puissance drastique. Deux modules, que nous appellerons D et E, ont été expédiés à INES depuis le site d'installation. Dans ce projet, deux modules de référence (A et B) issus de la même série de production avaient été conservés à l'abri de l'humidité et un module (C) laissé en exposition sur le site d'INES a été retiré à la réception des modules D et E. Commence alors la deuxième étape qui est la caractérisation des modules. Ceux-ci ont été caractérisés sur un simulateur solaire en intérieur et en électroluminescence ; les résultats sont montrés sur la figure I.20. Le module D (tout comme le module E) présente de sévères défauts en EL avec de nombreuses fissures de cellules (zones sombres) et une dégradation de la métallisation (traits sombres verticaux). Les modules C et A sont exempts de tout défaut si ce n'est la présence de dégradation de métallisation sur une cellule (traits sombres) du module C. Les performances sous éclairage confirment la dégradation de puissance des modules D et E avec un écart de -14% et -8% par rapport au module de référence A. Le module C exposé à INES ne présente pas de perte de puissance dans ces conditions. Ces résultats suggèrent donc que le mécanisme de défaillance se situe au niveau de la cellule avec un impact sur la puissance produite.

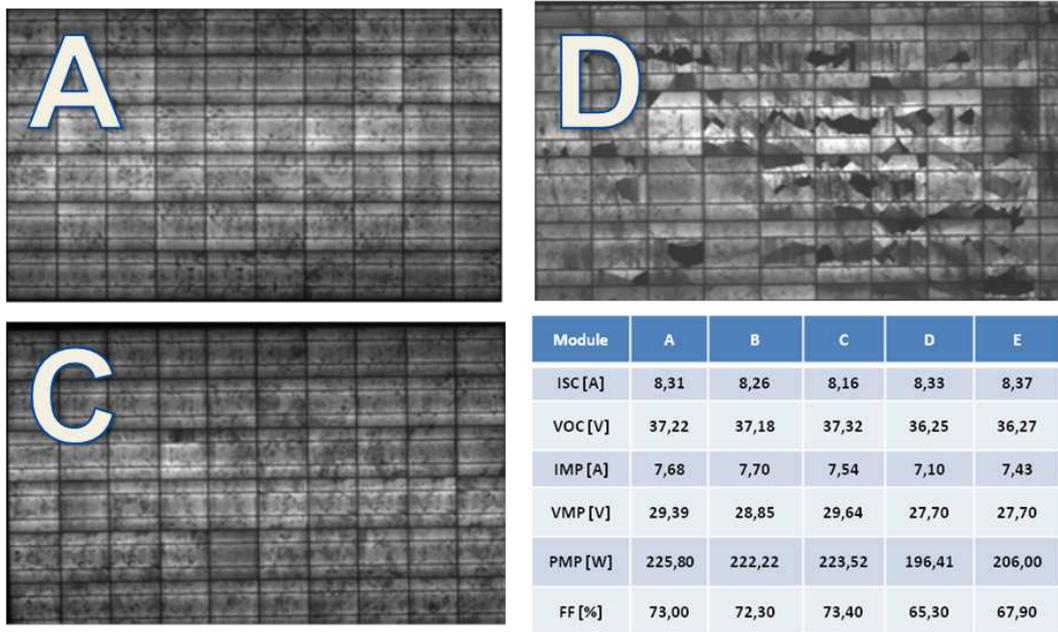


FIGURE I.20 – Électroluminescence de modules c-Si et performance sous éclairement 1000 W/m^2 STC. A- Module stocké en intérieur. C- Module exposé 18 mois à INES. D- Module exposé 18 mois à La Réunion. Les modules D et E présentent des performances dégradées, en relation avec les clichés d'EL.

Afin d'approfondir la compréhension de la dégradation, les trois modules A, C et D ont été placés en extérieur et leurs courbes IV ont été mesurées automatiquement durant plusieurs jours par intervalle de 5 minutes. Les données recueillies permettent d'alimenter un modèle d'extraction de paramètre de courbe IV basé sur la Mesure sous Illumination Variable (VIM) et détaillé dans la référence [123]. La figure I.21 montre l'évolution du facteur de forme FF, de la tension de circuit-ouvert V_{OC} , de la puissance maximale P_{MP} et d'une grandeur R_{OC} proportionnelle à la résistance série R_S du module en fonction de l'illumination tantôt quantifiée en terme de courant ou en terme de puissance par unité de surface.

Bien que non établie lors des mesures sous éclairement en intérieur, le module C présente une P_{MP} inférieure au module de référence A visible à partir de 400 W/m^2 et croissante au delà pour atteindre -8% à 1000 W/m^2 . La P_{MP} dégradée du module D est quant à elle confirmée et atteint -20% à 1000 W/m^2 . Les facteurs de forme des modules A et C sont très proches tandis que celui du module D est systématiquement dégradé avec un écart constant pour tous les éclairagements mesurés. La R_{OC} à $1/I_{SC}=0$ donne la valeur de la résistance série en $\Omega \cdot \text{cm}^2$. Celles-ci sont assez proches pour les trois modules avec un écart maximal de 20% entre la R_S du module A et celle du module D. Enfin, le tracé de la tension de circuit-ouvert V_{OC} (divisée par le nombre de cellule) en fonction de l' I_{SC} permet de mettre en évidence une dégradation dans le régime de la seconde diode du circuit électrique équivalent, traduisant une diminution de la résistance shunt R_{SH} pour le module D. Cette diminution de la R_{SH} et l'augmentation de la R_S sont en partie responsables de la diminution du FF du module D. Ces observations précisent donc les différents paramètres électriques impactés par le mécanisme de défaillance et renforcent l'hypothèse d'un mode de défaillance au niveau des cellules du module.

La troisième étape est l'émission d'une hypothèse quant à l'origine de ce mode de défaillance, i.e. le mécanisme responsable de la dégradation. Une première piste avait été proposée quant à la nature

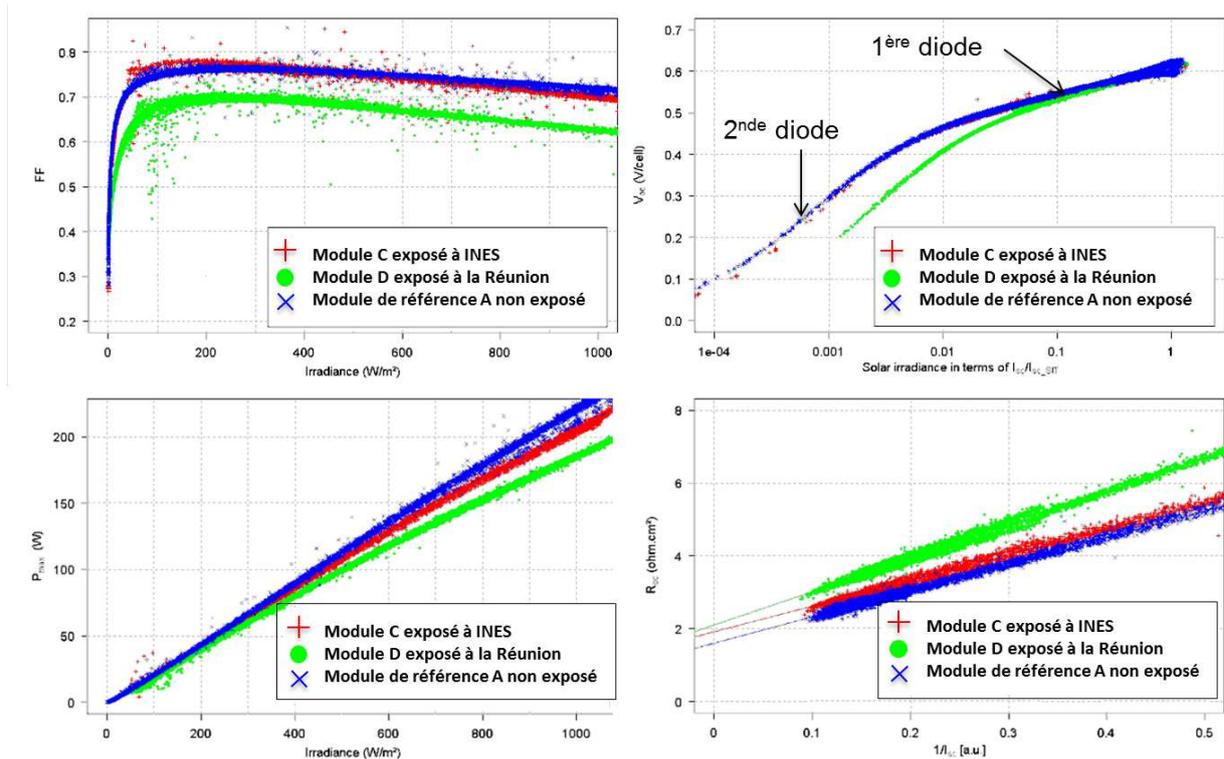


FIGURE I.21 – Variations des paramètres électrique extraits du modèle VIM en fonction du vieillissement des modules. De haut gauche puis sens horaire : Diminution du FF pour le module exposé à La Réunion. Dégradation de la seconde diode du circuit équivalent du module exposé à La Réunion. Puissance en fonction de l'éclairement et diminution de la puissance du module exposé à La Réunion. Evolution de la résistance série en fonction de l'irradiance et augmentation de celle-ci dans le module exposé à La Réunion.

du climat de l'île de La Réunion. Avec des températures moyennes élevées et une humidité ambiante importante, le climat tropical de La Réunion est un environnement agressif pour les modules comparé au climat continental du site de l'INES sous lequel le module C a été exposé. L'humidité favorise la corrosion et dégrade les métallisations des cellules comme montré par l'analyse EL. Cependant la faible amplitude des cycles thermiques jour/nuit ne peut pas expliquer l'origine de fissures, et encore moins d'une telle importance en si peu de temps. De tels défauts ne peuvent être dûs qu'à de violentes contraintes mécaniques. En comparant les images EL obtenues et celle présentées dans les références [124, 125], il devient évident que les fissures ont pour origine une sollicitation mécanique trop importante pouvant être due à des vibrations lors du transport du module ou à de mauvaises manipulations lors de son installation. Néanmoins l'étendue des fissures sur le module D suggère un état avancé de dégradation. Ainsi l'hypothèse finale propose que les cellules du modules ont été fissurées ou fragilisées lors du transport, et que ces fissures se sont développées sous les conditions climatiques agressives de La Réunion. L'étude se termine ici, mais le raisonnement de fiabilité continue.

La dernière étape consiste à imaginer un ALT capable de reproduire ce mode de défaillance et ses signatures caractéristiques que sont la fissuration des cellules, l'augmentation de la R_s , la diminution de la R_{SH} et la dégradation des métallisations. Ainsi, il a été proposé un essai de vibration représentatif des conditions de transport par camion, avion et bateau, en y introduisant des singularités de fortes amplitudes pour simuler les éventuels chocs que peut rencontrer le module. S'ensuit une étape de chaleur humide en chambre climatique afin de confirmer ou d'infirmer l'effet de l'humidité sur les fissures

induites par la vibration. Si le test s'avère concluant, il peut alors être utilisé pour concevoir un module résistant à ce mode de défaillance. Dans le cas présent, la seule protection consiste à manipuler le module avec précaution, et ceci n'intervient pas dans sa conception... mais l'idée maitresse est là : observer, comprendre⁴, reproduire et modifier.

En reproduisant l'ALT sous différentes conditions de vibration, de température ou d'humidité, il est possible de déduire la loi de fiabilité pour ce mode de défaillance et de prédire une durée de vie du module en considérant ce mode de défaillance. Ainsi, à chaque fois qu'un mode de défaillance est identifié, tout le raisonnement présenté doit être refait. On se rend alors compte de l'ampleur de la tâche et de la difficulté de la prédiction de durée de vie. Néanmoins conduire ce protocole sur quelques modes de défaillance propres à la technologie que l'on développe permet de déterminer lequel est limitant dans la durée de vie du module.

I.5 Conclusion

Nous avons vu dans ce chapitre la grande diversité des modes de défaillance et l'interdépendance des mécanismes de dégradation. Presque 40 années se sont écoulées depuis la mise en service des premiers modules PV et de nouveaux modes de défaillance sont mis en évidence encore aujourd'hui. De plus, à cause de la concurrence, les fabricants cherchent à diminuer les coûts par tous les moyens. Que ce soit en diminuant l'épaisseur des cellules ou en changeant la formulation des encapsulants, ces nouvelles configurations risquent de modifier le comportement du module sur le long terme, et induire des taux de dégradations supérieurs aux 0,8%/an autorisés pour garantir 80% des performances initiales sur 25 ans.

La connaissance des modes de défaillance se fait par le retour d'expérience ; ce qui offre un avantage considérable aux acteurs du marché PV de longue date. Les jeunes acteurs, qui ne peuvent se permettre d'attendre 25 ans pour commercialiser leur module doivent se baser sur l'état de l'art des modes de défaillances avec le risque de modes nouveaux pour des technologies nouvelles.

Ces nouvelles technologies, ou modification de conception, sont soumises aux essais de vieillissement accéléré afin d'en identifier les faiblesses. Les HALTs sont utilisés pour identifier rapidement des défaillances précoces. Les ALTs, principaux outils de la recherche dans le domaine de la fiabilité, visent à reproduire un mode de défaillance dans des conditions accélérées mais en veillant à respecter le mécanisme de défaillance identifié sur le terrain. Il est donc requis des modules une certaine maturité afin que les ALTs ne soit pas faussés par des défaillances précoces. Les données statistiques issues des ALTs permettent de déterminer le MTTF d'un système, pour un mode de défaillance, et de quantifier la probabilité de non-défaillance, ou durée de vie, de celui-ci par les lois de fiabilité. La corrélation entre les modes de défaillance reproduits en laboratoire et ceux observés sur le terrain est difficile. Souvent vérifiée pour un mode de défaillance unique, elle est quasi-impossible pour les modes de défaillance d'usure, conséquences de l'interdépendance de tous les mécanismes de dégradation.

Différentes équivalences entre ALT et conditions réelles ont été publiées, mais elles sont le plus souvent limitées à un mode de défaillance ou à un type de climat [126, 127, 128, 129, 130]. Ainsi l'auteur recommande de conduire un ALT pour chaque mode de défaillance susceptible de survenir dans le module et de déterminer la durée de vie de celui-ci par le mode de défaillance limitant, i.e. celui qui possède la plus grande probabilité de se réaliser. La figure I.22 résume les différents modes

4. AMDEC : Analyse des modes de défaillance, de leur effet, et de leur criticité

de défaillances et les tests susceptibles de les mettre en évidence.

Les tests de qualification ne servent pas à déterminer une durée de vie, mais augmentent la fiabilité du module. Que le lecteur ne se trompe pas, la mention « certifié IEC » ne signifie en aucun cas que le module tiendra ses spécifications sur 20 ou 25 ans. L'extension dans les temps des tests de qualification jusqu'à défaillance (Test-to-Failure) peut offrir des informations quantitatives sur l'espérance de vie d'un module comparé à un autre. Il s'agit donc d'une grandeur relative.

L'ambition initiale de la thèse était le développement d'ALTs sur des modules PV en se basant sur le REX ou sur l'état de l'art. Certaines contraintes et opportunités ont ré-orienté les travaux de thèse sur la thématique CPV en gardant le même objectif : l'observation de modes de défaillance, la compréhension des mécanismes de dégradation en jeu et le développement d'ALTs relatif à ces modes pour la prévision d'une durée de vie. A la découverte des moyens nécessaires et des échelles de temps, cette ambition s'est révélée trop importante.

Parallèlement, les premières expériences d'exposition en extérieur des modules CPV ont révélé un manque de maturité et l'apparition de défaillances précoces (brûlure de l'encapsulant, condensation, alignement OP/cellule et dépointage) liés à la conception des dits modules. Les défaillances précoces ne sont pas compatibles avec la réalisation d'ALTs pour les raisons décrites précédemment. Il a donc été décidé de faire abstraction du module et de se concentrer sur les assemblages cellules/substrats.

Le travail de thèse s'est alors décomposé en trois grandes parties : le développement d'outils de caractérisation spécialisés pour les CTJ, le support à la conception des assemblages cellules/substrat par l'application des méthodes de caractérisation et la conduite d'essais de vieillissement accéléré de type *tests de qualification* et *time-to-failure protocol* sur ces assemblages. Les attentes des travaux de thèse ne sont alors plus centrés sur la prévision de durée de vie mais la fiabilisation d'assemblages CPV, et l'apport de nouvelles connaissances pour le laboratoire.

Type de test de vieillissement accéléré	Mode de défaillance
Cycle thermique	Rupture des interconnexions Rupture des cellules et assemblages cellules/substrat Rupture de la métallisation Perte de l'adhésion des polymères (encapsulants, joint d'étanchéité,...) Arc électrique
Chaleur humide	Corrosion Délamination Perte de l'adhésion des polymères (encapsulants, joint d'étanchéité,...) Condensation interne aux module CPV Dégradation induite par potentiel
Humidité-gel	Délamination Corrosion Délamination Perte de l'adhésion des polymères (encapsulants, joint d'étanchéité,...) Condensation
Exposition UV	Photo-dégradation des polymères Dégradation des optiques CPV
Charge mécanique	Défaillance des structures Brisure des optiques CPV/face avant PV Fissure des cellules Décohésion mécanique des modules CPV
Points chauds	Echauffement des cellules Shunt localisés Diode By-pass inopérante
Grêle	Brisure des cellules, de optiques CPV et des face avant de module
Thermique de la Diode de by-pass	Défaillance des diodes Echauffement des cellules
Immersion en solution salée	Corrosion Courant de fuite

FIGURE I.22 – Récapitulatif des différents types de tests de vieillissement accélérés et les modes de défaillance associés. Adapté de [12].

MÉTHODES DE CARACTÉRISATION DES ASSEMBLAGES CPV



Ex nihilo nihil fit ; scientia ex copia magnitudineque cognitionis fit

Dans le chapitre précédent, nous avons vu les différents modes de défaillance des modules CPV et les essais de vieillissement accélérés qui tentent de les reproduire. Cependant il est vain de chercher à comprendre une défaillance sans moyens de la caractériser. Parmi ces méthodes, quelques-unes ont été évoquées précédemment telles que l'électroluminescence ou la tomographie RX. Dans ce chapitre, nous allons voir les différentes méthodes de caractérisation d'assemblages et de modules CPV développées et utilisées durant la thèse.

Les assemblages CPV relèvent de l'ingénierie de la micro-électronique et les méthodes de caractérisation sont dérivées des différentes branches technologiques de ce secteur. L'étude de la luminescence d'un système opto-électronique permet d'en calculer le rendement en émission ou plus simplement d'en mesurer son spectre. La mesure des caractéristiques courant-tension (IV) des diodes renseigne sur leurs propriétés électriques. L'analyse d'un assemblage par rayon-X rend visibles les défauts de la structure. Et ainsi de suite. Dans ce paragraphe, la théorie, la qualification et les modes opératoires des différentes techniques de caractérisation utilisées pour l'étude de modules et d'assemblages CPV seront présentées.

II.1 Caractéristique courant-tension (IV) d'une cellule photovoltaïque

La caractéristique courant-tension (IV) d'un dispositif électronique est la relation $I = f(V)$ qui lie la tension appliquée à ce dispositif au courant qui le traverse. Pour une cellule PV, la caractéristique IV est sa carte d'identité. Elle s'obtient sous deux conditions : sous éclairement (LIV) ou en obscurité (DIV). Nous reviendrons sur les conditions d'obscurité dans la suite de ce paragraphe. Pour rappel, de la relation $I = f(V)$ obtenue sous éclairement sont extraites les grandeurs caractéristiques que sont :

- Le *courant de court-circuit* (I_{SC}) : C'est le courant qui circule dans une cellule PV éclairée lorsque la tension à ses bornes est nulle, i.e. que les connecteurs externes sont court-circuités. Le courant de court-circuit dépend principalement de la lumière (tant en terme de spectre que d'intensité) et de la surface de la cellule.
- La *tension de circuit ouvert* (V_{OC}) : Il s'agit de la tension aux bornes d'une cellule PV éclairée lorsque le courant qui y circule est nul, i.e lorsqu'elle n'est connectée à aucune charge. La tension de circuit-ouvert dépend principalement de la température de la cellule et du spectre de son éclairement.
- Le *point de puissance maximum* (P_{MP}) : Il correspond au produit le plus élevé du courant par la tension. On parle alors du courant et de la tension de puissance maximum I_{MP} et V_{MP} respectivement.
- La *résistance série* (R_S) : La R_S est une mesure physique de la résistance des métallisations et des couches internes de la cellule. Elle influence la partie de la courbe IV qui se situe pour des tensions $V > V_{MP}$ et doit être la plus faible possible.
- La *résistance shunt* (R_{SH}). La R_{SH} est une mesure physique des recombinaisons non-radiative et des différents courants de fuite de la cellule. Elle influence la courbe pour des tensions $V < V_{MP}$ et doit être la plus grande possible.

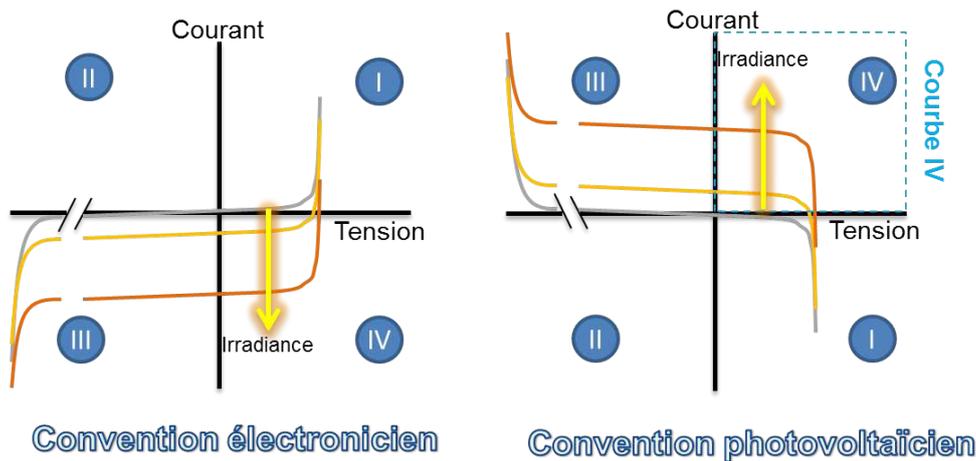


FIGURE II.1 – Convention « électronique » et « photovoltaïcien » sur les cadrans de fonctionnement d'une cellule PV

- Le *facteur de forme* (FF) : Le facteur de forme peut être vu comme une mesure de la qualité de la cellule. Si l'on considère une cellule dont la R_S est nulle et la R_{SH} est infinie, le point de puissance maximum correspond au produit de l' I_{SC} par la V_{OC} ; la cellule est alors idéale. Le FF correspond au rapport entre ce point de puissance maximum théorique $I_{SC} \times V_{OC}$ et le produit $I_{MP} \times V_{MP}$, point de puissance maximum réel.

II.1.1 Théorie

II.1.1.1 Convention du photovoltaïcien

La caractéristique IV d'un dispositif électronique est définie dans quatre cadrans (cf. figure II.1). L'allure typique d'une jonction pn est représentée sur la figure II.1. Du point de vue de l'électronicien, les cadrans I et III possèdent un produit courant-tension positif ; la jonction pn est alors en mode récepteur. Dans les cadrans II et IV, le produit courant-tension est négatif ; la jonction pn est en mode générateur. La transition du cadran I à IV se fait par éclairage de la jonction pn . Le courant photo-généré a une valeur négative car inverse au courant de recombinaison de la jonction pn . À mesure que l'irradiance, i.e. l'intensité d'éclairage, augmente, la transition du cadran I à IV se fait plus marquée ; plus d'énergie est produite par la jonction pn . Ainsi, le photovoltaïcien, pour lequel l'idée d'une puissance négative d'un générateur est déconcertante, décide par convention de changer le signe du courant photo-généré de négatif à positif, les cadrans I, III et II, IV sont toujours récepteurs et générateurs respectivement. Dans les deux conventions la caractéristique IV est identique, seule la définition de « positif » et « négatif » change. Le cadran IV forme alors la partie d'intérêt de tout dispositif PV communément référé à la « courbe IV ». Il est important de noter qu'une jonction pn ne fonctionne jamais dans le cadran II. Cette convention doit être maîtrisée car, comme détaillé par la suite, lorsque la caractéristique IV est obtenue dans l'obscurité, la convention électronique s'applique alors que la convention photovoltaïcien est préférée pour une caractéristique IV mesurée sous éclairage.

II.1.1.2 Modèle mathématique

La modélisation de courbe IV par des modèles mathématiques n'a pas été abordée durant les travaux de thèse, qui relèvent plus d'une approche expérimentale. Néanmoins les bases abordées dans ce paragraphe s'avèrent utiles pour la suite. La cellule solaire étant construite sur une jonction pn , la relation $I = f(V)$ reprend la loi de la diode à laquelle s'ajoute le terme de courant photogénéré I_{PH} et s'exprime selon l'équation :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.1})$$

avec I_0 courant de recombinaison non-radiative, n le facteur de diode, et V la tension aux borne de la jonction. Une jonction en équilibre thermique, hors excitation ($V = 0$ et $I_{PH} = 0$), ne voit pas de courant la traverser ($I = 0$). L'équation II.1 est une loi simplifiée dans la mesure où elle ne prend pas en compte les chutes de tension dues aux résistances série et shunt de la cellule.

Ce modèle mathématique dit « à une diode (1D) » car ne contenant qu'un terme exponentiel est une bonne approximation de la réalité mais ne convient pas pour modéliser la courbe IV dans la gamme des faibles niveaux de polarisation. Dans les faits, le courant de recombinaison I_0 regroupe deux termes : le courant de recombinaison dans les zones quasi-neutres N et P I_{01} , pour lesquelles la recombinaison radiative est dominante (aussi appelé courant de saturation) et le courant de recombinaison dans la zone de charge d'espace (ZCE) de la jonction I_{02} , pour laquelle la recombinaison non radiative est dominante.

Ainsi pour une modélisation complète de la caractéristique IV, il est nécessaire de différencier ces deux termes. Dans le régime des hauts niveaux de polarisation, le courant I_{01} est dominant, et le facteur de diode n est généralement égal à 1. Lorsque I_{02} domine, à plus bas niveaux de polarisation, n est égal à 2. On obtient donc un modèle dit « à deux diodes (2D) » :

$$I = I_{PH} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{q(V)}{kT}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{qV}{2kT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.2})$$

et en prenant en compte les résistances séries R_S et R_{SH} shunts :

$$I = I_{PH} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{kT}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{2kT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{SH}} \quad (\text{II.3})$$

Bien que meilleur que le modèle 1D, le modèle 2D possède lui aussi ses limites. Ainsi, plusieurs jeux de paramètres peuvent être obtenus pour modéliser une même courbe expérimentale. Ces modèles sont également inadaptés à la complexité des CTJ intégrant à la fois des jonctions pn et des jonctions tunnels en série. La modélisation de ces systèmes fait appel à des modèles dit distribués reposant sur une approche par équivalence électrique du système.

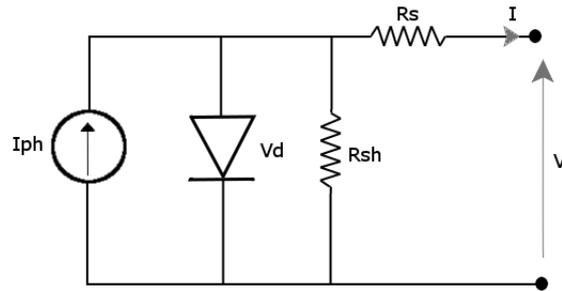


FIGURE II.2 – Circuit électrique équivalent en régime statique du modèle à une diode d'une cellule solaire mono-jonction

II.1.1.3 Modèle électrique

Le modèle électrique d'une cellule PV, i.e. son circuit électrique équivalent (CEE), consiste à relier chaque paramètre de la cellule à un composant électrique discret de type diode, résistance ou générateur. Dans le cas d'une cellule PV mono-jonction, le CEE le plus simple correspond au modèle mathématique 1D et est représenté sur la figure II.2. Il se compose d'un générateur de courant représentant le courant photo-généré I_{PH} associé en parallèle à une diode modélisant la jonction pn de la cellule (associée à l'exponentielle unique du modèle 1D). Les pertes ohmiques sont prises en compte par la résistance R_s placée en série. La résistance R_{sh} reprend les pertes par recombinaison non-radiative et par courant de fuite. Une extension de ce CEE au modèle 2D se fait par l'ajout d'une deuxième diode en parallèle du générateur de courant. Chacune des diodes représentent alors les recombinaisons dans les régions neutres et dans la ZCE (cf Eq.II.3).

Il est possible d'utiliser ce modèle pour décrire le comportement d'une CTJ [131, 132]. Dans ce cas, les recombinaisons, les pertes par résistance série et le comportement de diode de chacune des jonctions de la cellule sont regroupés au sein d'un même composant. Comme tout modèle, celui-ci ne reste valable que dans une gamme restreinte de situations et la modélisation fine d'une CTJ requiert un modèle plus approfondi qu'un modèle regroupé. Pour cela, il est préférable d'utiliser des modèles dits distribués qui vont prendre en compte la contribution de chacune des jonctions et interfaces de la cellule sur la caractéristique IV.

Contrairement au modèle regroupé, le modèle distribué prend en compte les variations des propriétés physiques de la cellule sur sa surface ou son volume. Il est reconnu que la recombinaison des charges est plus importante sur les bords de la cellule, ou que l'effet de la résistance série augmente à mesure que l'on s'éloigne d'une métallisation. Dès lors, en définissant un CEE élémentaire que l'on va reproduire et interconnecter sur la surface de la cellule, mais dont les paramètres seront différents (R_s plus grande, loi de diode différente,...), les variations des propriétés physiques sont prises en compte. Le modèle distribué est donc alimenté par des données d'entrées différentes en fonction de la localisation spatiale du CEE élémentaire.

Un exemple de CEE élémentaire pouvant servir à un modèle distribué très simple et prenant en compte le positionnement des jonctions pn dans une CTJ, peut être vu comme une association en série du CEE d'une cellule mono-jonction. La figure II.3 illustre ce principe. En régime de fonctionnement classique, les diodes tunnels sont incluses dans les résistances séries. Ce modèle étend le CEE sur la

verticalité de la CTJ et permet de se rendre compte de la limitation du courant de sortie de la cellule par la jonction fournissant le plus petit courant. Des modèles plus complexes existent, avec notamment une représentation de la cellule sur trois dimensions [101, 133, 134, 135] mais sortent du cadre de la thèse.

Cette présentation très succincte des CEE permet d'introduire au lecteur le raisonnement par composant électrique discret et surtout de présenter de façon claire la connexion en série des différentes jonctions. Avant d'aborder les méthodes permettant de mesurer les caractéristiques IV sous éclairage (LIV) de CTJ et modules CPV, nous allons voir comment utiliser le raisonnement par CEE pour la compréhension de caractéristique IV sous obscurité (DIV).

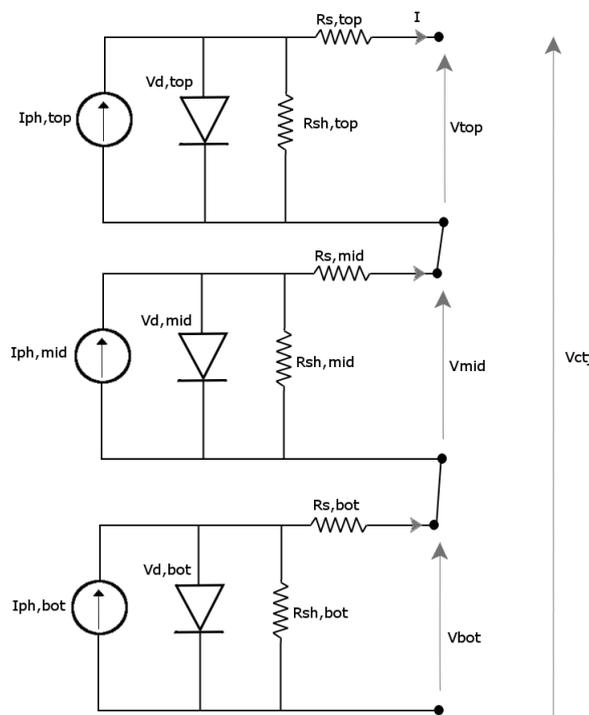


FIGURE II.3 – CEE simplifié du modèle à une diode d'une CTJ - Exemple de modèle distribué.

II.1.2 Courbe IV dans l'obscurité : « Dark IV » (DIV)

II.1.2.1 Modélisation

La courbe IV dans l'obscurité vise à caractériser le comportement de diode de la cellule solaire. Dans ce cas le terme I_{PH} de l'équation II.3 est nul et la caractéristique IV n'est alors gouvernée que par les courants de recombinaison I_{01} et I_{02} considérés comme positifs dans la convention électronique.

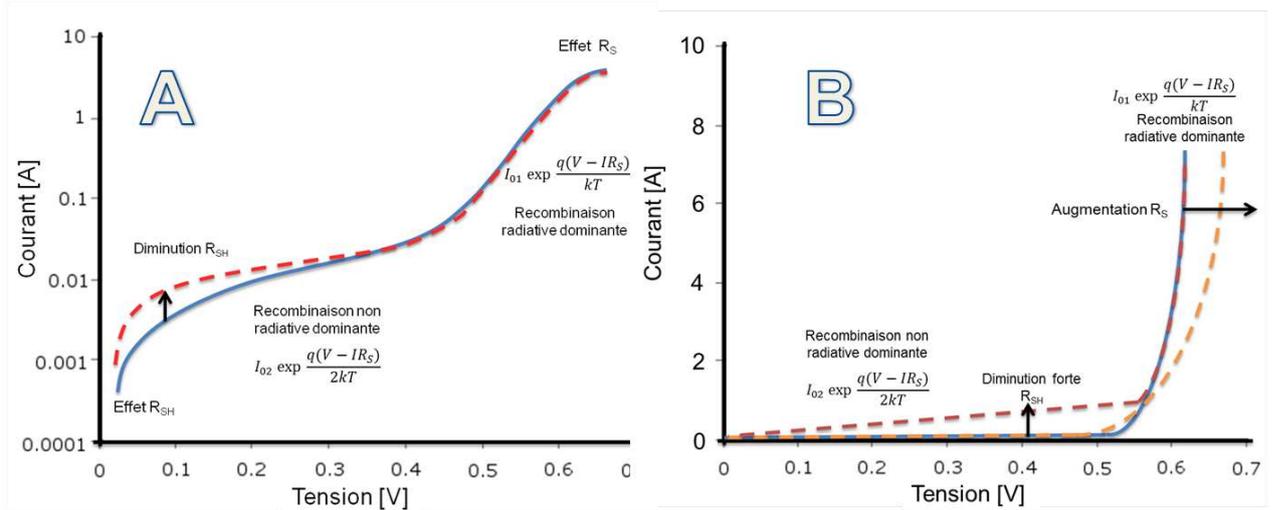


FIGURE II.4 – Allure d’une caractéristique DIV d’une cellule silicium. A - Échelle semi-logarithmique en courant. B - Échelle linéaire en courant

$$I = I_{01} \left[\exp \left(\frac{q(V - IR_S)}{kT} \right) - 1 \right] + I_{02} \left[\exp \left(\frac{q(V - IR_S)}{2kT} \right) - 1 \right] + \frac{V - IR_S}{R_{SH}} \quad (\text{II.4})$$

Une caractéristique DIV s’obtient en appliquant une rampe de polarisation directe à une cellule dans l’obscurité. La figure II.4 donne l’allure générale (courbe bleue) d’une telle caractéristique en échelle semi-logarithmique en courant (II.4-A) et linéaire (II.4-B). À très faible polarisation, l’effet de la résistance shunt est dominant, de telle sorte que pour une tension nulle, le courant circulant dans la cellule est nul aussi. La jonction est en équilibre. Puis à mesure que la tension augmente, la cellule entre dans un premier régime linéaire qui correspond à la deuxième exponentielle de l’équation II.4. Le courant I_{02} s’établit par recombinaison non-radiative des charges. En s’approchant de la tension de seuil, la cellule est dans un régime transitoire entre recombinaison radiative et non-radiative. Une fois cette tension de seuil franchie, le courant I_{01} du à la recombinaison radiative domine. Enfin, sous des régimes de forte injection de courant, i.e. forte polarisation, l’effet de la résistance série augmente et aplatit la caractéristique DIV.

La mesure DIV permet donc de calculer les différents paramètres électriques d’une cellule en obscurité. Théoriquement, la caractéristique LIV d’une cellule n’est que la translation de sa courbe DIV (principe de superposition). Comme nous le verrons plus tard, il n’est pas possible de prédire les performances d’une CTJ sous hautes concentrations à partir de leurs caractéristiques DIV. Le consensus actuel veut que l’utilisation de la DIV soit un outil de diagnostic et d’investigation plutôt que de prévision. Elle est d’ailleurs recommandée par le TC82 comme méthode de caractérisation et comme critère de validation pour la norme de qualification des cellules et assemblages CPV [136] précisant une variation maximale des paramètres DIV inférieure à 10% suite à différents types d’essais.

Par paramètres DIV sont entendus les courants I_{01} et I_{02} , le facteur de diode n , et les résistances R_{SH} et R_S . La mesure expérimentale du courant de saturation I_{01} s’obtient facilement à partir de la caractéristique DIV [58, 137, 138]. Le courant de recombinaison I_{02} peut-être plus délicat à obtenir car nécessitant une mesure précise. De manière générale, le courant de saturation I_{01} est plus petit que le

courant de recombinaison I_{02} . Dans une cellule InGaP/InGaAs/Ge, les valeurs typiques de ces courants par unité de surface sont de 10^{-26} et 10^{-15} A/cm², 10^{-18} et 10^{-11} A/cm², et 10^{-6} et 10^{-5} A/cm² pour les jonctions InGaP, InGaAs et Ge respectivement [139] contre 10^{-10} et 10^{-7} A/cm² pour des cellules c-Si [138]. Les valeurs de R_S et R_{SH} sont obtenues par *fit* des courbes expérimentales avec un ordre de grandeur de quelques mΩ pour la résistance série et plusieurs dizaines de kΩ pour la résistance shunt. Une diminution de la R_{SH} sera clairement visible en échelle semi-log (figure II.4-A). Le terme $(V - IR_S)/R_{SH}$ de l'équation II.4 augmente lorsque R_{SH} diminue, ce qui a pour effet d'augmenter le courant de recombinaison non-radiative. Si R_{SH} devient trop faible, son effet sera visible en échelle linéaire. La modification de la R_S sera également plus visible sur cette échelle. Une augmentation de celle-ci entraîne une chute de tension dans le régime de recombinaison radiative. Ainsi, en fonction de l'information recherchée, différentes échelles sont à considérer. Le facteur d'idéalité d'une cellule mono-jonction n est admis comme $n = 1$ lorsque la recombinaison radiative domine et $n = 2$ dans le régime non-radiatif. L'assemblage en série des jonctions dans une CTJ induit un facteur d'idéalité n_{CTJ} égal à la somme des facteurs d'idéalité de chacune des jonctions [140] ; ce qui signifie que $n_{CTJ} = 3$ et $n_{CTJ} = 6$ respectivement aux régimes de recombinaison.

Comme pour une cellule mono-jonction, la diminution de la R_{SH} dans une CTJ induit une augmentation du courant de recombinaison I_{02} . Pour rappel la R_{SH} représente toutes les contributions induisant des recombinaisons non-radiatives dans les jonctions pn de la cellule (défauts, effets de bord, etc.). Nous verrons par la suite que ce genre de défaut peut provenir d'une anomalie lors de la croissance des matériaux composant la cellule. Ainsi, en fonction de sa localisation dans les jonctions top (InGaP), mid (InGaAs) et bot (Ge), un shunt n'aura pas le même impact sur la caractéristique DIV.

Afin de mieux comprendre ce phénomène, un raisonnement par CEE a été conduit. L'encart de la figure II.5-C présente le schéma du modèle CEE réalisé sous un logiciel de type Spice. Ce modèle ne vise pas à reproduire le comportement d'une CTJ en DIV avec exactitude, mais à observer l'effet d'un shunt en fonction de sa localisation et de sa valeur. La source de courant permet d'injecter dans la cellule une rampe de courant comprise entre 0 et 5A. Les jonctions de la cellule ont été modélisées par un ensemble de 4 diodes connectées en parallèle. Chaque ensemble de diodes est connecté en série et leurs caractéristiques IV sont celles des jonctions InGaP, InGaAs, et Ge issues de la littérature [141]. Dans cette référence, une grande partie des données a été obtenue expérimentalement mais la partie basse tension des caractéristiques IV des jonctions a été extrapolée par le modèle 1D. Par conséquent, aucune prise en compte des régimes de recombinaison non-radiatifs intrinsèques aux jonctions n'est faite. Autrement dit, en échelle semi-log, la caractéristique IV des jonctions est une droite.

Au sein de chacune des jonctions, une résistance est placée en parallèle afin de modéliser un shunt. Enfin une résistance série d'une valeur de 20 mΩ est placée en sortie du générateur de courant pour tenir compte des effets résistifs des métallisations. La figure II.5 présente les résultats issus de ce modèle.

La figure II.5-A montre l'influence d'un shunt situé dans la jonction top, les autres résistances étant alors en circuit-ouvert lors de la simulation ($R_{SH} = \infty$). Les valeurs de shunts simulés sont comprises entre 1 MΩ et 1 Ω. La caractéristique « cellule saine » signifie que toutes les résistances shunt ont été déconnectées. À mesure que la résistance shunt diminue, le régime de recombinaison non-radiative s'établit et I_{02} devient plus important. Ce courant circulant dans la résistance shunt entraîne une chute

de tension qui diminue la contribution de la jonction à la caractéristique DIV globale jusqu'au cas le plus critique où la jonction est court-circuitée ($R_{SH} = 0$) et où la caractéristique DIV n'est formée que par les deux jonctions restantes. Ce même phénomène se retrouve sur les figures II.5-B et II.5-C pour les jonctions mid et bot respectivement.

À valeur égale, la localisation du shunt n'entraîne pas la même chute de tension selon qu'il se trouve dans la jonction top, mid, ou bot. Ainsi, la caractéristique DIV, très impactée par un shunt de 1 k Ω dans la jonction top, ne sera que très peu modifiée pour le même shunt dans la jonction bot. Ceci vient de la contribution en tension de chacune des jonctions à la tension de seuil globale de la cellule, qui est généralement proportionnelle à l'énergie de gap de la jonction pn considérée. Plus le gap du matériau est faible, plus petite sera sa contribution. Avec un gap de 0.68 eV, la présence d'un shunt dans la jonction Ge n'impacte que très peu la caractéristique DIV de la CTJ.

L'intérêt de cet outil de simulation est de pouvoir combiner différentes valeurs de shunt dans les différentes jonctions comme montré sur la figure II.6. Dans ce cas, une résistance de shunt très faible de 1 Ω est placée dans la jonction bot, une R_{SH} de 100 Ω dans la jonction mid, et 100k Ω dans la jonction top. Ces valeurs de résistances shunt sont en accord avec la littérature. La caractéristique DIV de la CTJ se construit alors en considérant les chutes de tension induites par la circulation du courant dans les shunts par rapport à la cellule saine. Pour fixer les ordres de grandeurs, pour un courant de 1 mA, la tension de la cellule saine V_A est à environ 2,2V. La différence entre cette tension et les tensions V_B (jonction bot) et V_C (jonction mid), respectivement $\Delta_{V_{AB}}$ et $\Delta_{V_{AC}}$ permettent de déduire la tension de la cellule complète V_D . Ainsi la tension de la CTJ V_D sera égale à :

$$V_{CTJ} = V_D = V_A - \Delta_{V_{AB}} - \Delta_{V_{AC}} \quad (\text{II.5})$$

soit $V_{CTJ} = 2,18 - 0,13 - 0,73 = 1,32$ V pour 1 mA injecté.

La caractéristique DIV de la CTJ possède des « marches » lorsque plusieurs shunts sont présents, rappelant ainsi le phénomène décrit sur la figure I.11 ; bien que les mécanismes soient complètement différents mais propres à un assemblage en série de jonctions pn . Ce modèle de CEE très simplifié permet donc d'appréhender le comportement d'une CTJ contenant des défauts. Dans ce modèle, les caractéristiques DIV des jonctions sont issues de la littérature et ne correspondent pas à celles des cellules utilisées dans les travaux de thèse. Les courbes ainsi simulées peuvent ne pas refléter les courbes expérimentales des cellules étudiées dans la suite de ce manuscrit car les propriétés électriques des jonctions sont différentes. Comme abordées dans la suite de ce chapitre, les courbes DIV des jonctions des CTJ peuvent se mesurer expérimentalement en combinant différents outils de caractérisation ; cependant ce type d'expérience n'a pas pu être conduit durant la thèse par manque de moyens. Ceci étant dit, en renseignant le modèle avec les bonnes données d'entrée, il serait possible de quantifier les résistances shunts mesurées expérimentalement. Le modèle peut également être amélioré en insérant différents éléments et en modifiant les données d'entrée afin de tenir compte, par exemple, de la recombinaison non-radiative prédominante sur les bords de la cellule. Un tel modèle se rapprocherait d'un modèle distribué.

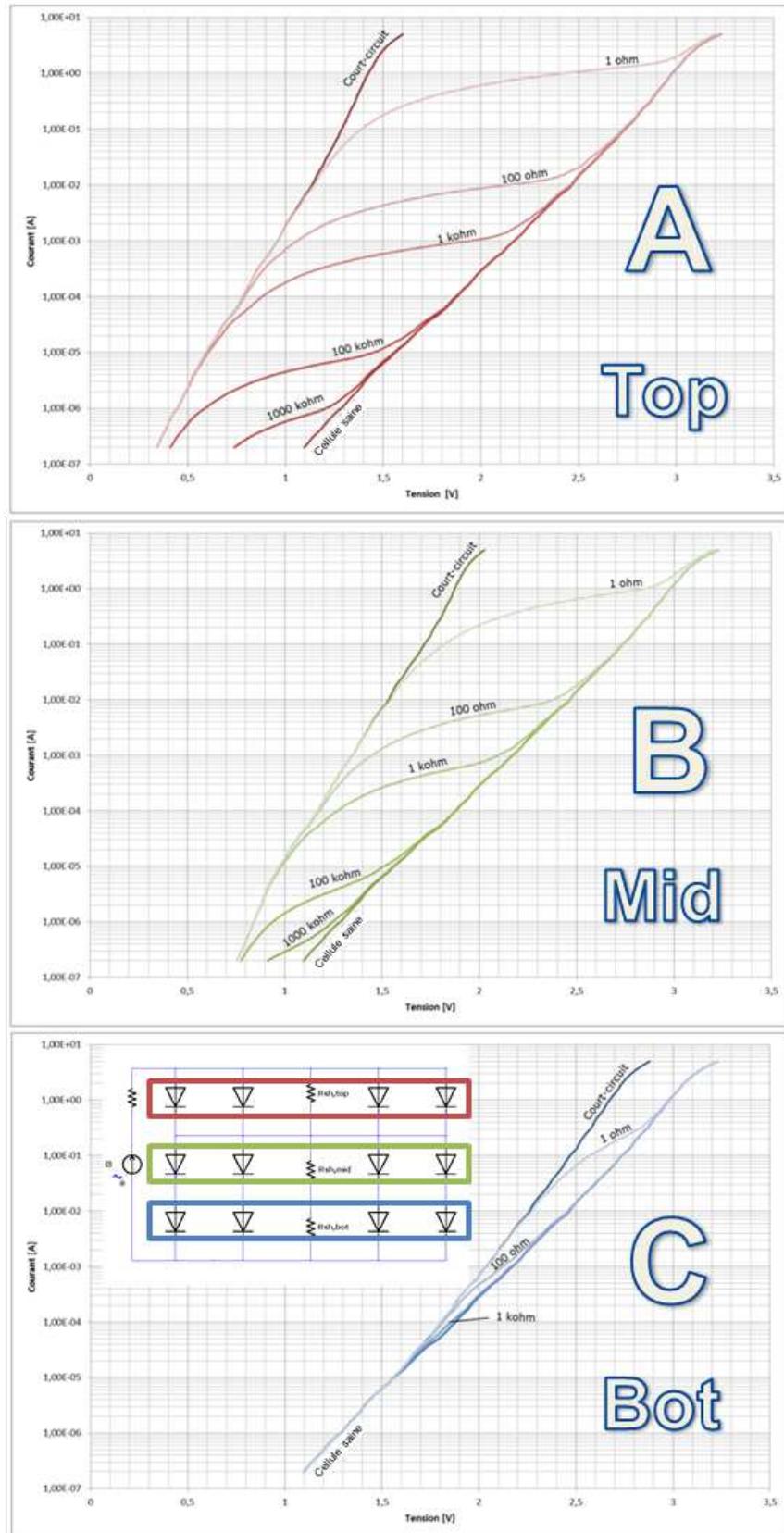


FIGURE II.5 – Influence de la résistance shunt sur la caractéristique DIV d’une CTJ en fonction de sa position et de son intensité. A- Jonction InGaP (Top). B- Jonction InGaAs (Mid). C- Jonction Ge (Bot). Échelle semi-log en courant.

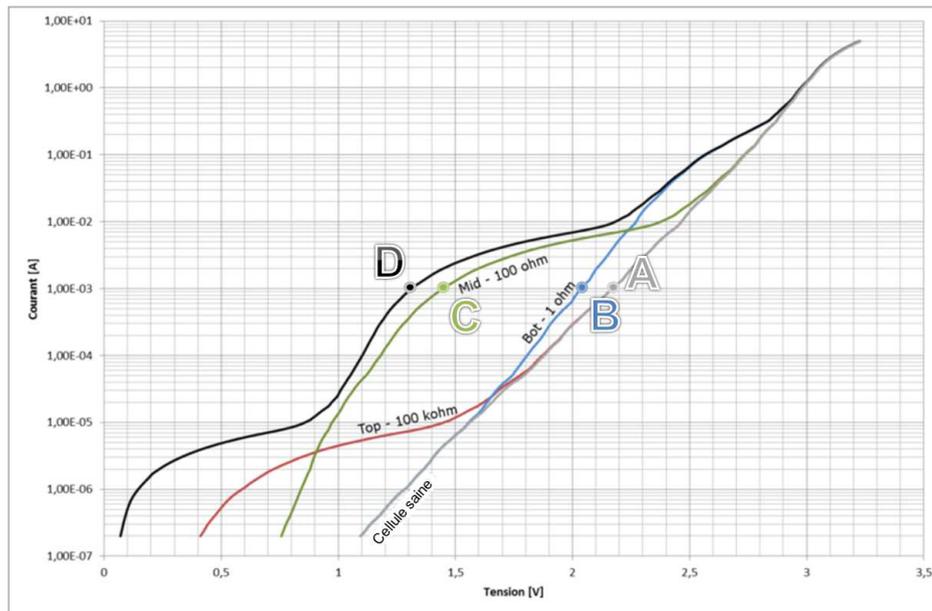


FIGURE II.6 – Effet des shunts de différentes valeurs sur chacune des jonctions sur la caractéristique IV d'une CTJ. Échelle semi-log en courant. Les points A,B,C et D réfèrent aux différentes tensions de la cellule saine, des jonctions bot et mid, et de la cellule avec défaut respectivement.

II.1.2.2 Dispositif expérimental

La mesure de caractéristique DIV de cellule solaire n'est pas une science nouvelle et des solutions commerciales existent. Cependant, elles sont principalement conçues pour la mesure de cellules nues. Ceci implique généralement une limitation en courant, qui lorsqu'elle n'est pas due à l'alimentation, vient des pointes de contact non-dimensionnées pour des courants supérieurs à quelques ampères. L'utilisation de la DIV dans le cadre de la thèse se fait sur des assemblages CPV complets, contenant une diode de by-pass, généralement montés sur dissipateur et pour des gammes de courant injecté représentatives des courants photo-générés en conditions extérieures. Ainsi l'alimentation doit être en mesure de fournir des courants entre 5 A et 10 A, ce qui n'est pas atteignable sur des systèmes classiques. De plus, le volume important d'un assemblage sur dissipateur ne permet pas leur mise en place dans des boîtes noires conventionnelles. Les mesures DIV présentées dans la suite de ce manuscrit ne concernent que le quatrième cadran ; le cadran III étant celui de la diode de by-pass lorsqu'elle est présente.

La figure II.7-A illustre le schéma de montage du banc de caractérisation DIV développé pour la caractérisation d'assemblage CPV sur dissipateur. L'assemblage CPV est placé dans une boîte étanche à la lumière et connecté à un source-mètre Keithley. La connexion se fait en 4-fils afin de différencier les parties source de courant et mesure de tension. En 2-fils, ces voies sont communes et la chute de tension induite par la résistance des câbles de mesure fausse la mesure de tension. Le Keithley est piloté par un logiciel propriétaire embarqué TSP Express ®. Il permet la définition des principaux paramètres de mesures que sont les nombres de mesures, le temps d'intégration, la rampe de polarisation et la valeur maximum du courant injecté. Ces deux derniers paramètres fixent les conditions d'arrêt de la mesure. La valeur maximale du courant est fixée à 5A et la rampe de tension varie linéairement de 0 V à 3,2 V. Ces paramètres seront fixes pour toutes les mesures DIV rapportées dans ce document

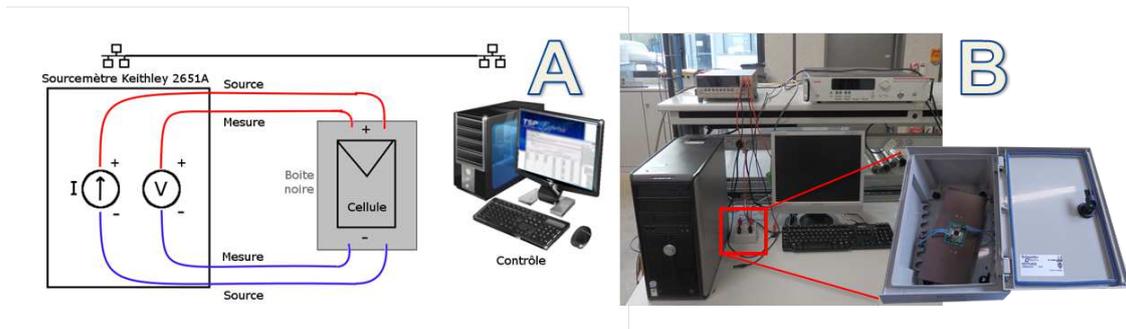


FIGURE II.7 – Schéma de montage et réalisation d'un banc DIV spécifique aux besoins de caractérisation d'assemblages CPV montés sur dissipateur. La boîte noire encadrée est utilisée pour les assemblages sans dissipateur et remplacée au besoin.

II.1.2.3 Effet de la diode de bypass et de la température sur la caractéristique DIV

Les besoins spécifiques de la thèse ont conduit à la réalisation du banc DIV présenté sur la figure II.7-B. Deux types de boîte sont utilisées en fonction de la présence ou non du dissipateur. De même, une première version du banc contenait un source-mètre Keithley 2600 délaissé par la suite au profit du Keithley 2651A pour des raisons de puissance et de précision. Le changement de calibre de mesure se fait automatiquement et le banc permet de mesurer des courants sur 11 ordres de grandeurs, de la dizaine d'ampères à quelques nanoampères dans de bonnes conditions.

En polarisation directe, la diode de by-pass de l'assemblage CPV est à l'état bloquant et le courant la traversant correspond à son courant de saturation donné dans sa fiche technique à $150 \mu\text{A}$ à 25°C . Dans ces conditions, la diode offre un chemin préférentiel au courant pour les basses tensions de la caractéristique DIV de l'assemblage. Elle agit comme un shunt et masque une partie de la caractéristique de la cellule. La figure II.8 montre la caractéristique DIV d'un même assemblage avec et sans diode de by-pass. La présence de la diode de by-pass n'entraîne aucune modification de la caractéristique DIV pour les fortes tensions. Son retrait permet de voir une plus grande partie de la courbe DIV de la cellule, tout en gardant à l'esprit que si des événements se produisent dans cette région, ils ne se produiront pas en conditions réelles (sauf défaillance de la diode). Ainsi durant les différentes campagnes de vieillissement la diode de by-pass a été conservée puis supprimée afin d'approfondir la caractérisation de la cellule de l'assemblage CPV.

Un des inconvénients du banc DIV tel que décrit précédemment est qu'il ne permet pas de contrôler la température de l'échantillon durant la mesure, particulièrement lorsque les assemblages sont montés sur dissipateur. Afin de qualifier l'influence de la température sur la DIV, la figure II.9 montre les caractéristiques DIV d'un récepteur avec diode de by-pass sans dissipateur à différentes températures. La température est maintenue par une plaque chauffante introduite dans la boîte noire et contrôlée par un thermocouple ; la mesure se fait après un temps de stabilisation thermique. Les courants de saturation de la diode de by-pass augmentent avec la température et la tension de seuil diminue à raison de $4 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ environ à 700 mA . Nous reviendrons par la suite sur les raisons de ses variations.

Afin de minimiser ce phénomène et d'assurer une reproductibilité maximale des conditions de mesures, plusieurs choix ont été faits. Le temps de mesure est minimisé, parfois au dépend de la précision car à temps plus court, la dérive des paramètres DIV de la cellule due à son échauffement est moindre. Ceci est d'autant plus vérifié par la masse thermique imposante du dissipateur. La température ambiante

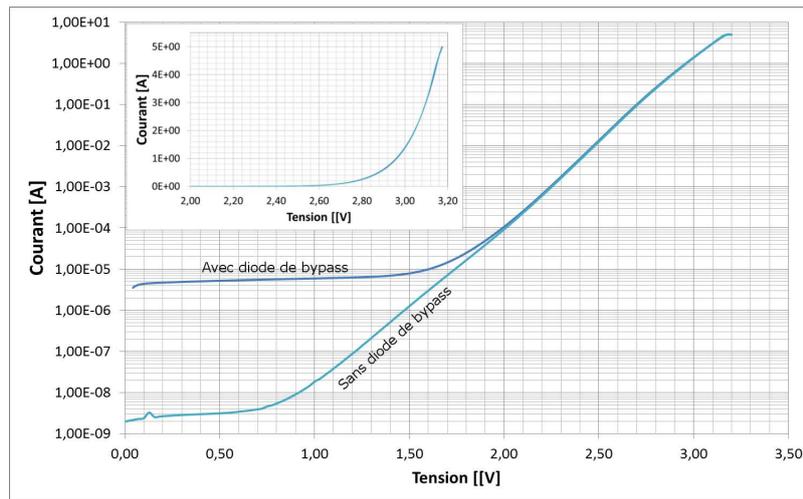


FIGURE II.8 – Effet de la diode de bypass sur la caractéristique DIV d’un assemblage CPV.

autour de l’équipement est réglée à $21^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$.

La finalité du banc DIV est de permettre une caractérisation relative d’assemblage CPV avant et après un vieillissement. Les précautions d’utilisation décrites précédemment assurent cet objectif.

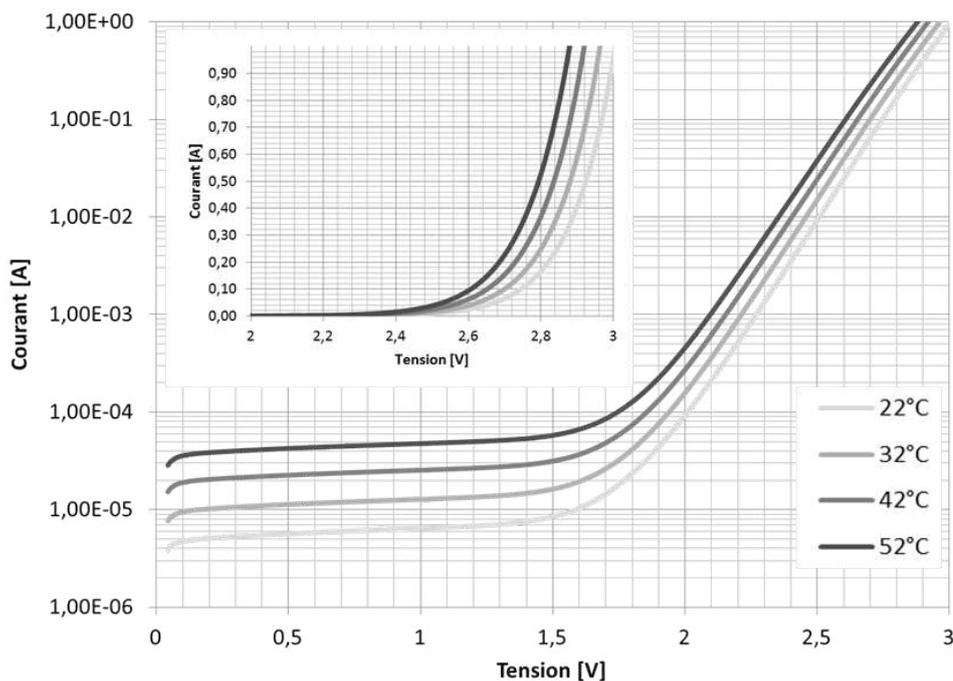


FIGURE II.9 – Effet de la température sur la caractéristique DIV d’un assemblage sans dissipateur.

II.1.3 Mesure de caractéristique IV sous éclairage (LIV) de CTJ

La limitation du principe de superposition par les effets de résistances séries ne permet pas d’utiliser les caractéristiques DIV pour mesurer les performances d’une CTJ mais offre des informations précieuses sur son comportement. Dans leurs travaux, Anton et Al. utilisent néanmoins ce principe pour prédire la performance de cellules silicium sous concentration à partir de leurs courbes DIV [132]. Les

résultats montrent une bonne corrélation entre les prédictions et les mesures expérimentales pour des concentrations allant jusqu'à 100 soleils. Cependant de nombreuses précautions sont à prendre dans ce modèle car il ne tient pas compte d'un éclairement non uniforme sur la cellule et est particulièrement inadapté aux CTJ sous hautes concentrations notamment à cause des pertes ohmiques.

Le seul moyen d'estimer les propriétés électriques d'une CTJ en fonctionnement nominal est la mesure de caractéristique IV sous un éclairement (LIV) se rapprochant de celui du Soleil. Un prototype de simulateur solaire haute concentration a été développé au CEA. Il est basé sur deux sources à lampes Xenon de haute puissance réfléchies par des miroirs et formant une surface de mesure de 15 mm de diamètre. La densité de puissance maximale atteignable est limitée à $20\text{W}/\text{cm}^2$, ce qui n'est pas représentatif des conditions cibles des CTJ ($100\text{W}/\text{cm}^2$). L'état de l'art en matière de mesure LIV de CTJ insiste sur la grande dépendance des performances de celles-ci par rapport au spectre de la source lumineuse. Cet aspect est géré par des filtres AM 1.5G (contre AM 1.5D normalement requis) placés entre les sources et les miroirs. Les déformations de spectre induites par les miroirs ne sont donc pas prises en compte. Pour ces raisons, ce simulateur a été délaissé et une collaboration a été créée avec l'Instituto de Energía Solar (IES) à Madrid pour leur compétences mondialement reconnues dans la mesure des performances des CTJ.

II.1.3.1 Dispositif expérimental

Le simulateur solaire pour CTJ ou « cell-sorter » de l'IES est décrit dans la référence [142] dont le schéma de principe est retranscrit sur la figure II.10. Il se compose d'une lampe flash Xenon équipée d'un filtre structurant son spectre afin de s'en rapprocher du spectre solaire. La source est équipée d'un réflecteur et d'un homogénéiseur afin d'obtenir l'irradiance la plus grande et uniforme possible sur le plan de mesure. Le simulateur couvre ainsi une plage allant de 1 à 1000 soleils sous de bonnes conditions spectrales. La concentration varie de deux façons : soit par modification de la distance entre la source et le plan de mesure, soit en utilisant la décroissance en intensité du flash à une distance fixe. Dans le premier cas, la courbe IV est mesurée au cours d'un seul flash. Dans le deuxième, chaque point de la courbe IV nécessite l'exécution d'un flash avec la possibilité de mesurer la cellule sous des irradiances différentes.

L'assemblage CPV est placé sur une plaque thermorégulée pouvant assurer un contrôle de température entre 0°C et 100°C . Sur le même plan se trouvent trois cellules isotopes qui sont des CTJ dont une seule des jonctions est électriquement active. Ces cellules isotopes sont calibrées en courant (STC $1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C , AM1.5D) et possèdent la même réponse spectrale qu'une cellule typique InGaAs/InGaP/Ge – respectivement *i-top*, *i-mid* et *i-bot*. Dans une CTJ, les jonctions top et mid sont conçues pour avoir un courant égal sous un spectre AM1.5D et sont les jonctions limitantes en courant. Ainsi, lorsque le courant produit par les cellules *i-top* et *i-mid* est le même, le spectre de la source du simulateur solaire est équivalent au spectre AM1.5D. En plus d'assurer la qualité du spectre, les cellules isotopes permettent de mesurer l'irradiance en nombre de soleils. Grâce à la relation linéaire reliant le courant et la concentration, le rapport du courant mesuré sur le courant de référence à $1000\text{W}/\text{m}^2$ donne directement le facteur de concentration X . Le rapport des concentrations ainsi mesuré par les cellules *i-top* et *i-mid* définit le « rapport d'équivalence spectrale ou SMR » :

$$\text{SMR}(\text{AM1.5D})_{\text{mid}}^{\text{top}} = \frac{I_{\text{top}}/I_{\text{top}}^{\text{STC}}}{I_{\text{mid}}/I_{\text{mid}}^{\text{STC}}} = \frac{X_{\text{top}}}{X_{\text{mid}}} \quad (\text{II.6})$$

Les cellules isotypes étant calibrées spectralement, un SMR de 1 correspondra au spectre solaire AM1.5D. Ce spectre sera dit « riche en rouge » ou « riche en bleu » pour un $\text{SMR} < 1$ et $\text{SMR} > 1$ respectivement. Les cellules isotypes sont donc les moyens de contrôle des conditions spectrales de mesure des performances de CTJ sous éclairage.

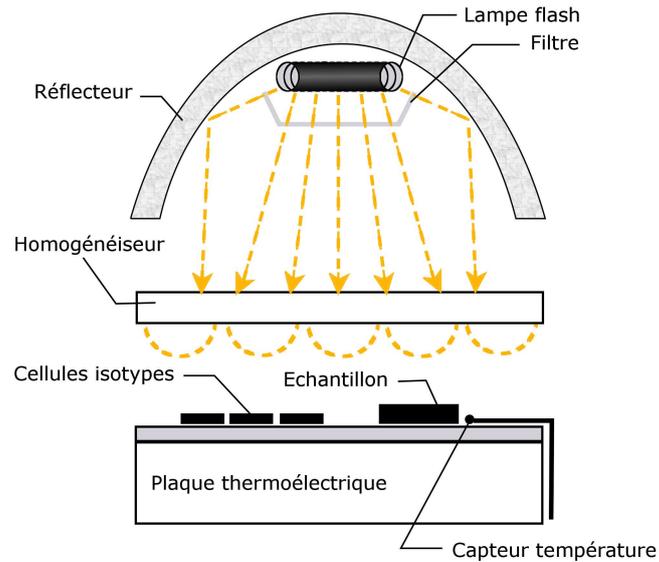


FIGURE II.10 – Schéma du simulateur solaire pour CTJ de l'IES.

II.1.3.2 Exploitation de la courbe IV

La figure II.11-A montre une courbe IV (en noir) d'un assemblage CPV, obtenue sur le cell-sorter de l'IES à 71 W/cm^2 . Cette valeur d'irradiance correspond au produit de la concentration mesurée par les cellules isotypes (en nombre de soleils) par la valeur d'un soleil (900W/m^2). De cette courbe IV sont définies les grandeurs électriques caractéristiques de la cellule que sont I_{SC} , V_{OC} , P_{MP} , I_{MP} , et V_{MP} . Les autres paramètres importants que sont le facteur de forme FF et le rendement η de la cellule sont définis par :

$$FF = \frac{P_{MP}}{I_{SC}V_{OC}} = \frac{I_{MP}V_{MP}}{I_{SC}V_{OC}} \quad (\text{II.7})$$

$$\eta = \frac{P_{MP}}{\text{Irradiance} \times \text{Surface cellule}} = \frac{I_{SC}V_{OC}FF}{\text{Irradiance} \times \text{Surface cellule}} \quad (\text{II.8})$$

La surface de la cellule est définie de plusieurs façons, regroupées dans la référence [1]. La *surface totale* de la cellule est sa surface projetée. La *surface d'ouverture* est la surface cumulée des composants essentiels de la cellule (couche active, métallisation,...) et est en général égale à la surface totale. Enfin la *surface active* qui est la surface des couches actives de la cellule non masquées par la métallisation. Dans notre cas, et pour tous les rendements présentés dans ce manuscrit, la surface considérée est la surface d'ouverture avec la surface des busbars exclue, soit 1 cm^2 . Comme pour la caractéristique DIV, les résistances R_{SH} et R_S ont un effet sur la courbe LIV (cf figure II.11). Tandis que la diminution de la R_{SH} produit les mêmes changements dans les basses tensions qu'en DIV, l'augmentation de la R_S va décaler la courbe IV d'une manière différente. En DIV, la résistance série s'oppose à l'établissement du courant dans la diode (modèle 1D), la tension à appliquer aux bornes de la cellule pour obtenir une même valeur de courant augmente donc, selon que la R_S est faible ou importante. En LIV, une partie du courant photo-généré circule dans la résistance série, ce qui à pour effet de modifier la courbe entre la V_{MP} et la V_{OC} de par la chute de tension $I_{PH}R_S$. Plus la R_S est grande plus la courbe IV se retrouve « aplatie » dans cette région. Cette différence d'effet de la R_S constitue une des limites du principe de superposition entre LIV et DIV.

Sur la figure II.11-B est représentée la courbe IV d'un même assemblage CPV sous plusieurs irradiances, allant de 10W/cm^2 à 71W/cm^2 . Ce graphique permet de rendre compte de la variation des paramètres LIV de la cellule en fonction de la concentration. Il est communément admis que le courant de court-circuit I_{SC} évolue linéairement avec la concentration selon [143] :

$$I_{SC,X} = X I_{SC,1} \quad (\text{II.9})$$

avec $I_{SC,1}$ le courant de court-circuit sous un soleil. La V_{OC} a quant à elle une dépendance logarithmique par rapport à la concentration.

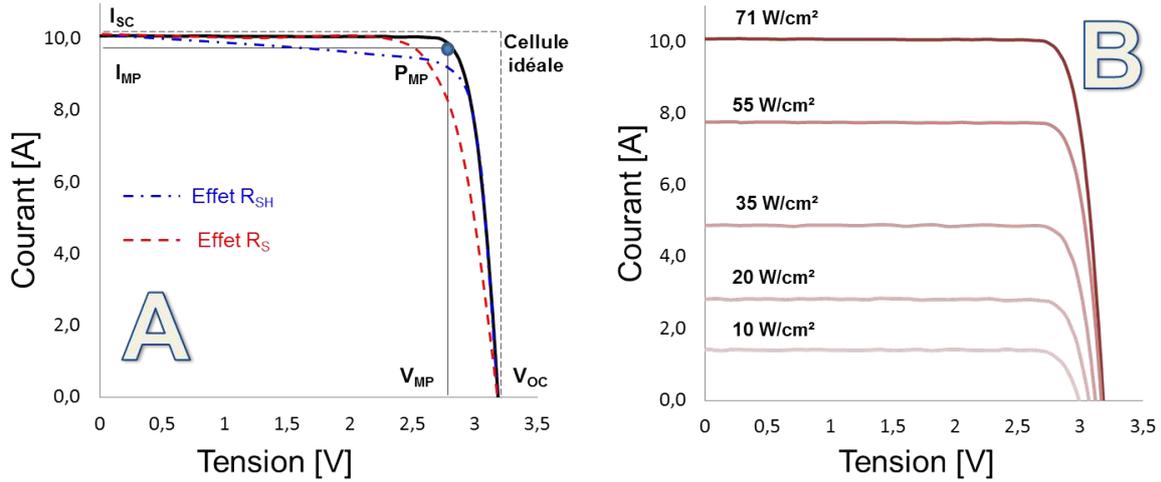


FIGURE II.11 – A- Courbe IV d'un assemblage CPV mesurée sur le cell-sorter de l'IES. B- Même assemblage sous différentes irradiances.

$$V_{OC,X} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{X I_{SC}}{I_0} \right) = \frac{nkT}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{SC}}{I_0} \right) + \ln X \right] = V_{OC,1} + \frac{nkT}{q} \ln X \quad (\text{II.10})$$

avec $V_{OC,1}$ la tension de circuit-ouvert sous un soleil. Ainsi, pour un facteur de concentration de 1000, le gain théorique en V_{OC} est de 178 mV . Ce gain de tension implique une augmentation du rendement η de la cellule, en considérant le FF comme constant, telle que :

$$\begin{aligned} \eta_X &= \frac{P_{MP,X}}{Irr_X \times S_{cell}} = \frac{V_{OC,X} I_{SC,X} FF}{X Irr_1 \times S_{cell}} = FF \frac{(V_{OC,1} I_{SC,1} X) + (nkT/q) X I_{SC,1} \ln X}{X Irr_1 \times S_{cell}} \\ &= \eta_1 + FF \left[\frac{nkT}{q} \frac{I_{SC,1} \ln X}{Irr_1 \times S_{cell}} \right] = \eta_1 \left[1 + \frac{nkT}{q} \frac{\ln X}{V_{OC,1}} \right] \end{aligned} \quad (\text{II.11})$$

avec η_1 le rendement de la cellule sous 1 soleil, Irr_1 l'irradiance égale à 1 soleil, X le facteur de concentration et S_{cell} la surface de la cellule telle que définie précédemment. Dans le cas idéal, le rendement de la cellule augmente donc de façon logarithmique avec la concentration. Cependant, le FF dépend lui aussi de la concentration. En considérant la cellule comme idéale ($R_S=0$ et $R_{SH}=\infty$), le facteur de forme peut s'exprimer comme [3] :

$$FF = \frac{(\alpha V_{MP})^2}{(1 + \alpha V_{MP})} \times \frac{1}{\ln(I_{PH}/I_0 + 1)} \quad (\text{II.12})$$

avec $\alpha = q/nkT$. Dans cette expression, I_{PH}/I_0 augmente en fonction de la concentration, ce qui fera chuter le FF. Les équations II.9-II.12 montrent les bénéfices apportés par la concentration de la lumière sur une cellule PV. Cependant, elles sont définies pour des cellules idéales ($R_S=0$ et $R_{SH}=\infty$). Dans la réalité, les pertes par résistance série limitent les gains en rendement et cet effet est d'autant

plus important que la concentration augmente (i.e. plus de courant). La figure II.12 montre des mesures expérimentales réalisées sur le cell-sorter de l'IES. Chaque graphique caractérise une propriété moyennée sur un ensemble de 12 assemblages CPV pour une irradiance comprise entre $10\text{W}/\text{cm}^2$ et $71\text{W}/\text{cm}^2$. L' I_{SC} respecte sa loi de linéarité et la V_{OC} sa dépendance logarithmique. Le rendement des cellules η et leurs FF passent quant à eux par un maximum avant de redescendre à cause des effets de la R_{S} . Ces résultats sont en accord avec ceux rapportés pour des cellules CTJ InGaP/InGaAs/Ge par Geisz et al. [144]. La position de ce maximum est définie par la conception de la cellule. Par exemple, à haute concentration, une métallisation plus importante est nécessaire pour le transport du courant afin de diminuer l'effet de la résistance série. Cette métallisation masque la cellule de façon plus importante et diminue sa surface active et donc son rendement. Par conséquent un assemblage CPV est optimisé pour une concentration donnée ; optimisation basée sur un compromis entre diminution de la résistance série et du FF et maximisation de la surface active. Ainsi, les maximums de rendement η et de FF ne se situent pas forcément à la même concentration. À la vue des résultats de la figure II.12, nous pouvons dire que les assemblages CPV caractérisés sont optimisés pour une concentration comprise entre 500 et 600 soleils.

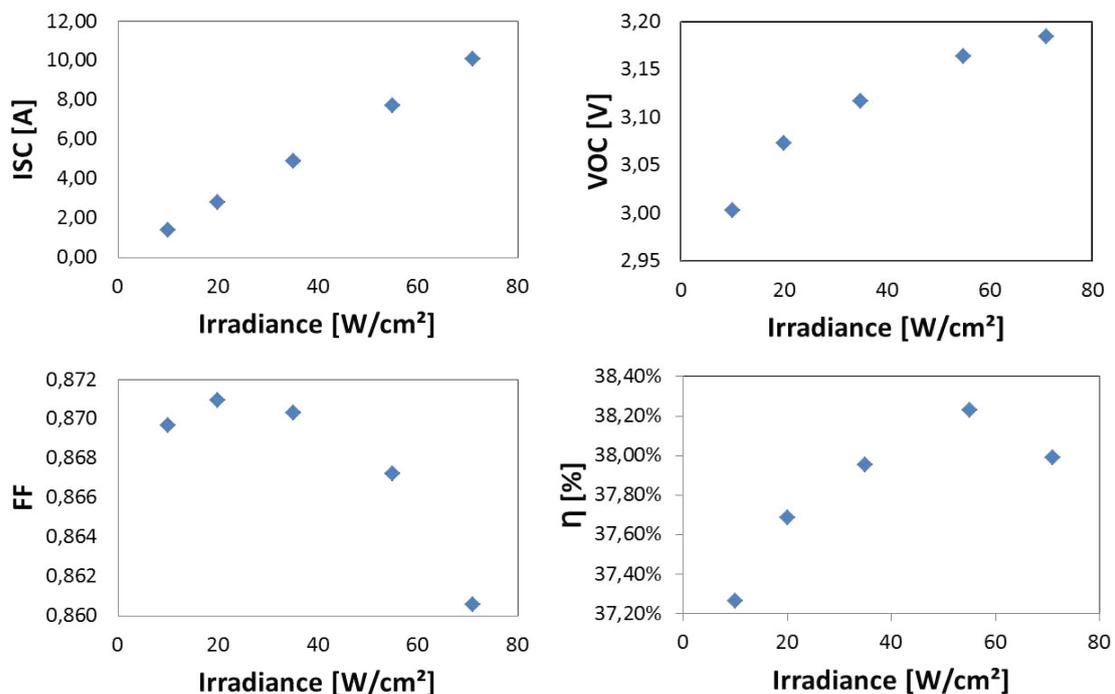


FIGURE II.12 – De haut à gauche et dans le sens horaire : Évolutions des caractéristiques I_{SC} , V_{OC} , rendement et FF moyennées de 12 assemblages CPV en fonction de l'irradiance.

Un autre paramètre influant la performance des assemblages CPV est la température. Celle-ci impacte principalement la V_{OC} de la cellule et in fine son rendement. En contrôlant la température de l'assemblage CPV via la plaque thermorégulée, il est possible de mesurer les coefficients de température (CdT) des différentes grandeurs caractéristiques de celui-ci. La figure II.13 montre l'évolution linéaire de la V_{OC} d'un assemblage CPV obtenue sous $71\text{W}/\text{cm}^2$ pour des températures comprises entre 20°C et 80°C . Le coefficient de température β est $-4.1\text{ mV}/^\circ\text{C}$, ce qui est une valeur typique pour une CTJ InGaP/InGaAs/Ge. Cette valeur est très proche de celle obtenue sous DIV. Le principe de superposition

peut s'appliquer ici dans la mesure où le CdT sous LIV ne tient pas compte des effets résistifs puisque étant fait à V_{OC} . Cette observation n'a cependant pas été approfondie et est donc à consolider car les mécanismes de photo-génération (LIV) et de recombinaison (DIV) étant très différents, ils seraient susceptibles de modifier les valeurs des CdT. La chute de la V_{OC} par l'augmentation de la température s'explique par la diminution de l'énergie de gap en fonction de celle-ci ; nous reviendrons sur cette propriété dans la suite de ce chapitre. Le CdT en tension d'une cellule solaire est donc toujours négatif. Cette diminution de l'énergie de gap influe la réponse spectrale de la CTJ, qui se retrouve étendue sur chacune des jonctions. Le courant photo-généré augmente alors, et le CdT du courant de court-circuit est positif : I_{SC} augmente avec la température, mais de façon très faible, avec des valeurs rapportées autour de quelques $\text{mA}/\text{cm}^2/^\circ\text{C}$ [145]. La variation de l' I_{SC} et du V_{OC} en fonction de la température implique une variation du FF qui diminue en fonction de la température. Enfin, la P_{MP} , qui est proportionnelle à $I_{SC} \times V_{OC} \times FF$, et par conséquent le rendement η possède un CdT négatif. Il est important de noter que les CdT des paramètres électriques de la cellule varient en fonction de la concentration et diminuent lorsque celle-ci augmente. L'auteur recommande les références [146, 147, 148] pour une compréhension plus approfondie de ces phénomènes.

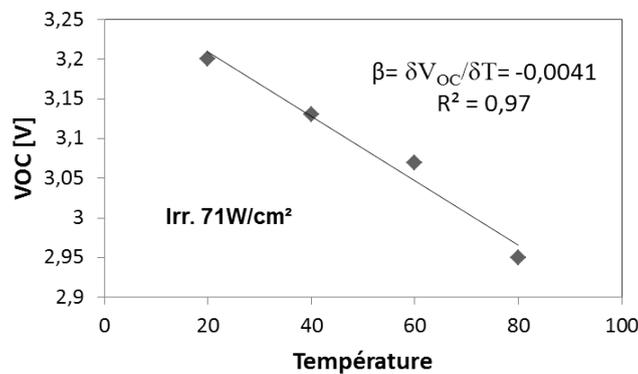


FIGURE II.13 – Coefficient de température (CdT) de la V_{OC} d'un assemblage CPV obtenue sous $71 \text{ W}/\text{cm}^2$.

La mesure LIV donne des informations précieuses sur les performances de la cellule. Le cell-sorter tel que présenté permet d'étudier l'influence des paramètres de mesure (spectre, température, concentration,...). Le fait qu'un tel outil ne soit pas disponible dans le laboratoire d'accueil rend son utilisation difficile. Cependant, durant les travaux de thèse, ce sont plus de 300 assemblages CPV qui ont été caractérisés sur ce système. Comme nous le verrons par la suite, ces mesures s'avèrent utiles dans la compréhension des liens entre les différentes méthodes de caractérisation mais de nombreuses observations post-vieillessement n'ont pas pu être confrontées aux mesures LIV. Ce problème ne se posera plus à l'avenir car un cell-sorter est en cours de développement à l'INES et permettra aux futurs chercheurs de caractériser les assemblages CPV à volonté.

II.1.3.3 Simulateur solaire module CPV

S'inscrivant dans les ambitions initiales de la thèse qui étaient l'étude de module CPV complet, un simulateur solaire dédié a été commandé. L'auteur aura su se familiariser avec ce système, mais pas l'exploiter pleinement par manque de module complet, pour les raisons évoquées au premier chapitre de ce manuscrit. Ce système est donc présenté à titre informatif.

Contrairement au PV classique, une source ponctuelle ne permet pas de caractériser les modules

CPV. Pour que les optiques primaires fonctionnent correctement, le faisceau de lumière doit être collimaté. Il n'existe que très peu de systèmes permettant la caractérisation de module CPV. Le système développé par le Ioffe repose sur l'utilisation de lentille de Fresnel de façon réciproque au module [149]. Une source ponctuelle placée au point focal de la lentille permet d'obtenir un faisceau parallèle en sortie. Un autre moyen de collimation réside dans les miroirs paraboliques. Le LSS (Large Space Simulator) de l'Agence Spatiale Européenne (ESA) est un des premiers systèmes utilisant une source ponctuelle réfléchi par une matrice de miroir parabolique afin de reproduire l'illumination solaire sur une surface de 6 m² (cf. figure II.14). Pour les modules CPV, le système dédié Helios 3198 est basé sur le même principe et s'est imposé comme la référence avec pas moins de 7 systèmes installés à travers le monde. Il est celui retenu par INES.

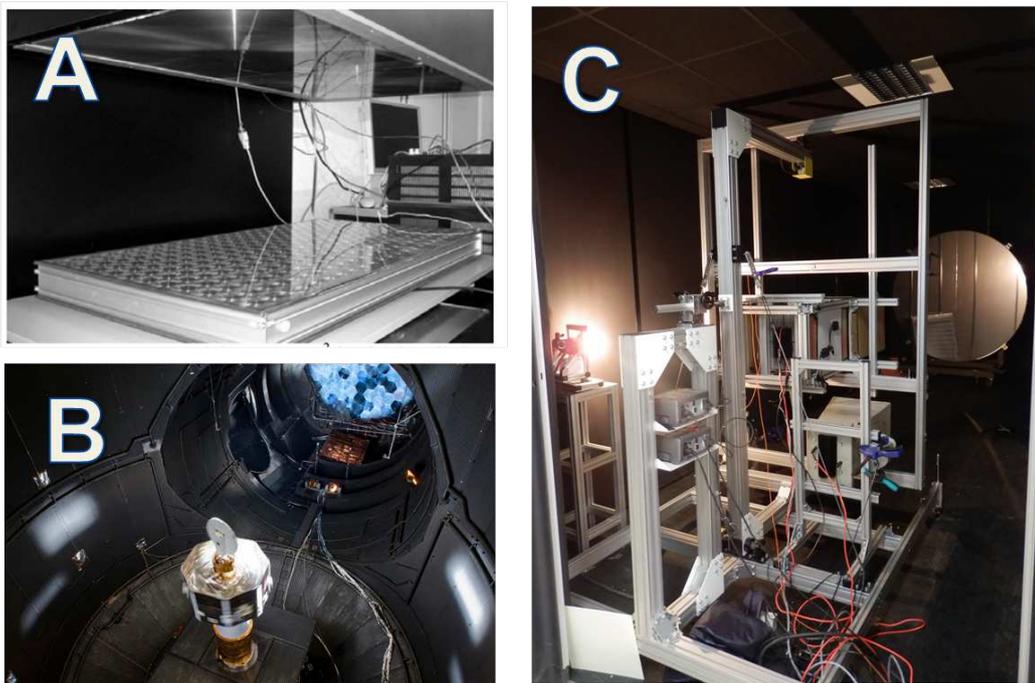


FIGURE II.14 – A- Simulateur solaire pour module CPV du Ioffe. B- Simulateur solaire à source collimatée de l'ESA. C- Système Helios 3198 installé à INES.

Le système Helios 3198, dont le schéma de principe est présenté sur la figure II.15, est une commercialisation du simulateur développé par C.Dominguez [150]. Son fonctionnement est assez similaire au cell-sorter précédemment décrit. Il se compose d'une source flash Xenon réfléchi par un miroir parabolique de 2 m de diamètre. La divergence angulaire obtenue est ainsi de 0,4° soit légèrement supérieure à celle du Soleil (0,28°). L'acquisition de la courbe IV se fait en mode multi-point où un couple de valeur tension-courant est mesuré à chaque flash. La mesure du DNI se fait par un capteur auxiliaire qui est idéalement un module composé d'un ensemble OP/OS/assemblage-cellule unique possédant le même angle d'acceptance et la même sensibilité spectrale que le module à mesurer. On parle alors de mono-module. Il est évident qu'un même mono-module est réutilisé pour des modules de conception similaire ; il est en revanche à redéfinir en cas de changement majeur de celle-ci. Ce mono-module est calibré en courant en extérieur pour un spectre AM 1.5D, sous différentes irradiances, et un courant de court-circuit $I_{SC*} = I_{SC}/DNI \times 1000$ est défini. Le mono-module est alors placé sur le même plan que le module à tester et son I_{SC} est mesuré en même temps qu'un point IV du module au cours d'un

flash. En utilisant la loi de linéarité du courant en fonction de l'irradiance, il est possible de déterminer le DNI sous lequel le module est caractérisé. Les performances ne sont pas corrigées en température car l'objectif est d'obtenir une mesure prédictive des performances en conditions réelles et l'étape de calibration du I_{SC}^* du mono-module sert justement ce but.

Dans une étape de conception, il est parfois impossible de fournir un mono-module car des changements radicaux peuvent survenir d'une version prototype à une autre. Dans ce cas, le module lui-même est calibré en extérieur et la calibration de l' I_{SC}^* est transférée à un dispositif auxiliaire, qui peut-être un mono-module d'une autre technologie ou un spectro-pyrhéliomètre (système à cellules isotopes). L'utilisation de ce dernier permet également la mesure du SMR sur le simulateur de la même façon que sur le cell-sorter. Une importante étape est l'alignement des modules par rapport au faisceau collimaté. Le plan des optiques primaires doit être exactement perpendiculaire à celui-ci. Le support module permet donc de déplacer le module dans deux directions x et y normales au faisceau lumineux (cf figure II.15), mais aussi de façon angulaire autour des axes x et y . Cette configuration rend également possible l'étude des angles d'acceptance des modules, et plus généralement l'impact de tous types de désalignement sur le productible du module.

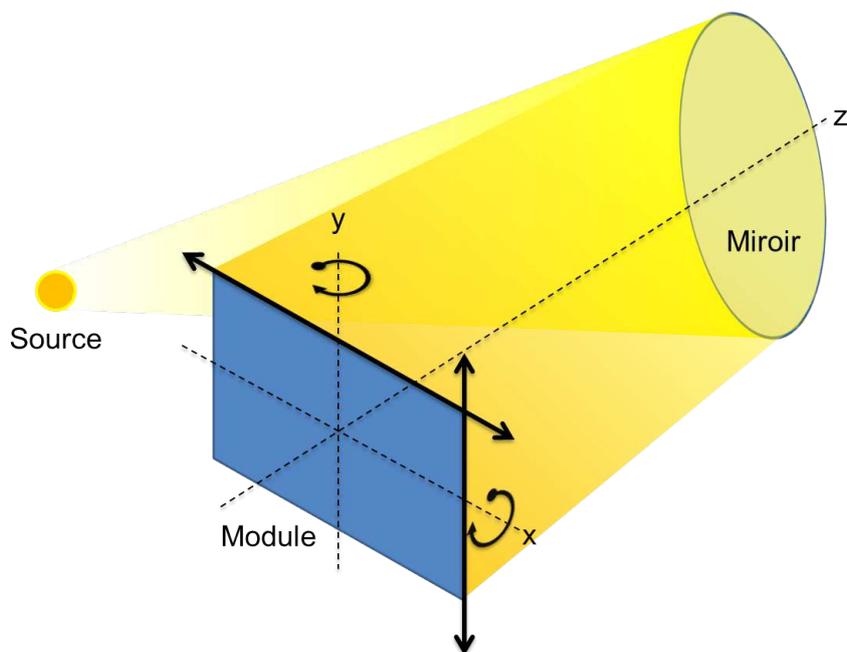


FIGURE II.15 – Schéma du simulateur solaire Helios 3198 et les différents réglages possibles sur le plan de mesure.

II.1.4 Acquisition de courbe IV en conditions réelles

L'exposition de module CPV, que ce soit pour en mesurer les performances à court-terme ou l'étude de leur dégradation sur le long terme, ne peut se faire qu'avec un tracker. Les premiers travaux de mise en œuvre d'un tracker ont débuté au cours de la deuxième année de la thèse. Cependant de nombreuses difficultés techniques ont été rencontrées notamment sur la qualité de suivi et sur la fiabilité de l'électronique du système. Le choix a donc été fait de changer de partenaire et de se tourner vers un fabricant de tracker plus expérimenté. L'installation du système a eu lieu durant l'été, et au début de la troisième

année, une plateforme complète de caractérisation de module CPV en extérieur était née. Illustrée sur la figure II.16, elle est composée d'un tracker deux-axes avec une surface utile de 9 m² assurant une précision de suivi de 0,1°, d'une station de mesure de données météorologiques (température, humidité ambiante, DNI, GNI, SMR,...) et d'un banc d'acquisition automatique de courbe IV.

Le tracker suit le soleil de deux façons ; soit par une boucle ouverte, reposant sur un algorithme calendaire qui définit la position du Soleil en fonction de l'année, du jour, de l'heure et de la seconde ; soit par une boucle fermée, prenant en compte la réponse d'un système photosensible. Le premier cas est celui par défaut et ne permet pas un suivi précis du Soleil, il est notamment utilisé en cas de ciel couvert. Dans le second cas, le système photosensible peut être un module présent sur le tracker ou un capteur CCD, et permet d'assurer la précision requise pour la caractérisation de modules CPV. Le banc de mesure de courbe IV est basé sur l'expertise du CEA dans ce domaine. Il est le même que ceux utilisés dans le PV classique. Il a notamment servi dans le cas d'étude présenté dans le chapitre précédent. Les courbes IV et les températures des modules sont enregistrées sur des canaux séparés et le banc contient l'architecture nécessaire au balayage de ces canaux. Ainsi, une courbe IV est prise automatiquement toutes les 5 minutes environ ; ce temps pouvant être ajusté au besoin.

Des modules étaient prévus pour une exposition sur le long terme mais ont présenté des défaillances précoces comme évoqué au chapitre précédent. L'auteur a donc activement participé à la mise en place de cette plateforme mais n'aura pu l'exploiter.



FIGURE II.16 – De gauche à droite : Tracker équipé de différentes technologies de modules CPV. Station de mesure de données météorologiques. Banc de mesure de courbe IV automatique.

II.1.5 Caractéristique IV — En résumé

Une infrastructure complète de mesure de performances de modules CPV en intérieur et en extérieur a été présentée. Cependant, son opérabilité complète tardive et le manque de fiabilité des modules ont conduit à une réorientation des travaux de thèse au niveau de l'assemblage CPV, beaucoup plus facile à caractériser. La collaboration avec l'IES dans ce domaine a permis au laboratoire d'accumuler de nouvelles connaissances en vue du développement de son propre système. Les propriétés électriques des assemblages CPV dépendent des conditions de mesure, et plus particulièrement de la température, et de la concentration pour les mesures LIV. La caractéristique IV sous obscurité (DIV) permet de rendre compte des courants de recombinaison dus à la résistance shunt et le principe de superposition

entre la DIV et la LIV est à prendre avec précaution car non-valide dans la plupart des cas, notamment à cause de la résistance série des cellules. Dans la suite directe de ce chapitre, nous quittons définitivement l'échelle du module et nous nous concentrons sur les propriétés d'électroluminescence de la cellule et leurs applications pour la caractérisation d'assemblage CPV.

II.2 L'électroluminescence (EL)

La mise en place d'une ligne de prototypage d'assemblage CPV par un partenaire du CEA a créé un besoin en matière de caractérisation et qualification des produits finis. Ce besoin a été un moteur fort des travaux de thèse. Les méthodes de caractérisation se devaient d'être facilement implémentables sur le lieu de production ; il n'était donc pas question d'y installer un simulateur solaire pour modules CPV. Une partie de la réponse apportée fut la caractérisation DIV présentée précédemment afin de déterminer l'opérabilité électrique d'un assemblage (vérification du comportement de diode). Cependant les résultats obtenus ne permettaient pas de comprendre les mécanismes de défaillances de certains assemblages. Afin d'apporter un autre regard sur le comportement de la cellule la méthode d'électroluminescence (EL) a été proposée.

Cette méthode n'est pas choisie au hasard, elle est largement utilisée pour les modules PV classiques et elle s'est imposée dans le domaine de la fiabilité comme méthode de contrôle de par sa facilité de mise en œuvre et son faible coût. Certaines sociétés en ont fait un produit commercial à part entière et le laboratoire d'accueil est équipé d'un de ces systèmes : le banc LumiSolar, utilisé pour la caractérisation EL de modules/cellules x-Si et couches minces. Cependant, comme nous le verrons, ce système ne permet pas de caractériser des cellules triples-jonctions dans leur intégralité.

Les propriétés d'électroluminescence des CTJs sont différentes des cellules c-Si et plus particulièrement leurs propriétés spectrales. Alors que l'électroluminescence de cellules c-Si est visible par un capteur CCD classique optimisé pour les faibles éclaircissements, les CTJs nécessitent un capteur à large spectre pour leur caractérisation complète. Une caractérisation partielle est cependant possible à l'oeil nu, de par l'émission EL d'une des jonctions, et donc avec un simple appareil photo numérique. Ceci rend les caractérisations EL très simples sur le site de production, et une analyse plus fine peut se faire grâce au banc EL dédié aux cellules multi-jonctions développé durant la thèse, le banc EL-CMJ.

II.2.1 Polarisation en tension et injection de courant

La luminescence d'un semi-conducteur est sa propriété à émettre des photons lorsqu'il est excité. Cette excitation peut se faire, entre autres, de façon optique (*photoluminescence*), électronique (*cathodoluminescence*, ou encore électrique (*électroluminescence*). Cette dernière, abrégée EL, est le principe physique de fonctionnement des LEDs et repose sur la recombinaison radiative des charges dans une jonction *pn*.

L'EL est également le nom donné à une technique de caractérisation avancée permettant la détection de défauts au sein d'une cellule ou d'un module photovoltaïque. Elle consiste en l'application d'une tension aux bornes de l'échantillon permettant la création de charges mobiles, i.e. la circulation d'un courant, et d'en observer la recombinaison radiative.

En physique fondamentale des semi-conducteurs, les notions de faibles et hautes injections sont

définies par le rapport entre les porteurs minoritaires créés par une excitation extérieure (lumière ou tension) et les porteurs majoritaires présents intrinsèquement par le dopage du semi-conducteurs. Ainsi, dans un matériau de type p , si le rapport entre l'excédent de densité de porteurs minoritaires Δn (électrons) et la densité de porteurs majoritaires p_0 (trous) $\Delta n/p_0 \ll 1$ on parle de régime de *faible injection*. Dans le cas où $\Delta n/p_0 \geq 1$ on se retrouve dans un régime de *forte injection*.

La définition de régime d'injection passe donc par une connaissance approfondie des propriétés des matériaux composant la cellule. Or, les cellules utilisées dans les travaux de thèse sont des cellules commerciales et les profils de dopages ainsi que les épaisseurs de couches ne sont pas connus ; il n'est donc pas possible de connaître le régime d'injection d'un point de vue fondamental.

Pour la description de la courbe IV, nous avons utilisé les termes de faible et forte polarisation comme relative à la tension de seuil. Pour l'électroluminescence nous définissons le régime de *faible injection de courant* comme un régime où la densité de puissance injectée n'induit pas d'échauffement considérable de la cellule par rapport à la température ambiante. Le régime de *forte injection de courant* est quant à lui défini pour une densité de puissance conduisant à une augmentation rapide de la température de la cellule, de plusieurs dizaines de degrés en quelques minutes.

La relation entre le courant et la tension étant donnée par la caractéristique IV de la cellule, il va de soi qu'une plus forte polarisation est nécessaire pour obtenir une plus grande valeur de courant injecté. Néanmoins, l'EL étant basée sur la recombinaison radiative, la cellule fonctionnera toujours dans le régime éponyme correspondant à la première diode du modèle 2D ($n = 1$). Ainsi, *polarisation en tension et injection de courant* réfèrent aux mêmes phénomènes : la création de porteurs minoritaires dans les semi-conducteurs de la cellule triple-jonction.

La recombinaison radiative est le mécanisme d'intérêt sous EL mais n'est pas le seul mode de recombinaison de charges ; il est en compétition avec d'autres mécanismes de recombinaison dits non-radiatifs. Ainsi, dans le prochain paragraphe sera abordée la théorie de ces modes de recombinaisons afin de rendre compte au lecteur de leurs existences, de leurs interactions et de leurs dépendances aux conditions expérimentales (températures, densité de courant,...). Nous poursuivrons avec les méthodes de caractérisations existantes dans le laboratoire d'accueil et leurs limitations ayant conduit au développement d'un banc d'électroluminescence dédié aux cellules solaires multi-jonctions , référé par la suite au banc EL-CMJ.

II.2.2 Recombinaison radiative et non-radiative

Dans cette partie sera décrite la théorie des mécanismes de recombinaisons radiative et non-radiative sur lesquelles seront basées les interprétations des résultats de caractérisation par électroluminescence. Elle se veut concise afin de permettre au lecteur d'identifier les facteurs gouvernant les dynamiques de ces recombinaisons, tels que la température ou la densité de porteurs. Pour des approches fondamentales, le lecteur se tournera vers les ouvrages et publications référencés.

Tout système tend vers son état d'énergie le plus bas. L'application d'une tension aux bornes d'un semi-conducteur place celui-ci dans un état hors équilibre dans lequel des électrons (e^-) de la bande de valence (BV) franchissent l'énergie de gap et se retrouvent dans la bande de conduction (BC).

Le raisonnement est analogue pour les trous (t^+), qui passent de la BC à la BV. Ces charges sont énergétiquement instables et tendent à réduire leur énergie par recombinaison. Il existe deux types de recombinaison, la *recombinaison radiative* (r_{rad}) et la *recombinaison non-radiative* (r_{phonon}), elle même regroupant deux mécanismes différents que sont :

- La recombinaison Auger (r_{Auger})
- La recombinaison par piège ou niveaux discrets présents dans la bande interdite, dite de Shockley-Read-Hall (SRH) (r_{SRH})

Par définition, la r_{rad} d'un électron et d'un trou libère une énergie sous forme de photons (émission de lumière), il s'agit du principe physique à l'origine de l'électroluminescence (EL). Une r_{phonon} libère quant à elle une énergie sous forme de phonons (émission de chaleur).

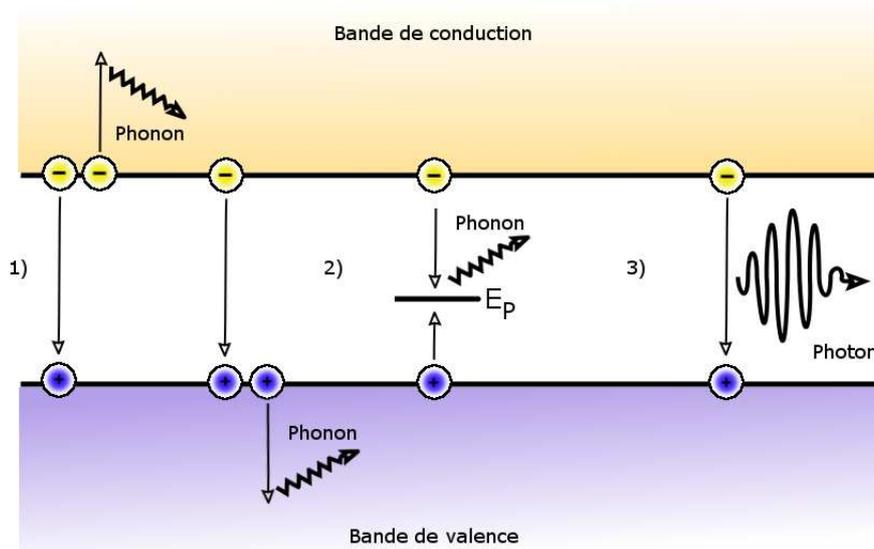


FIGURE II.17 – Illustration des principaux mécanismes de recombinaison. 1) Non-radiatif Auger, 2) Non-radiatif SRH, 3) Radiatif

II.2.2.1 Recombinaison Auger (r_{Auger})

La r_{Auger} ou l'effet Auger apparaît lorsqu'un électron dans un état excité se recombine avec un trou et que l'énergie résultante est transférée à un électron dans la bande de conduction ou un trou dans la bande de valence. La charge recevant cette énergie passe alors d'un état de basse énergie à un état de haute énergie avant de relaxer son énergie sous forme de chaleur (émission de phonons). Dans certains cas, l'énergie transmise par le premier électron est suffisante pour éjecter le second électron hors de l'atome, et l'énergie de cet électron éjecté sera une caractéristique de l'atome. Il s'agit là du principe physique de la spectroscopie Auger. L'effet Auger nécessite donc au moins trois particules, deux électrons et un trou ($e^- e^- t^+$) (cf Fig. II.17-1) ou deux trous et un électron ($e^- t^+ t^+$) selon que les porteurs de charges impliqués se trouvent dans la bande de valence ou dans la bande de conduction.

La probabilité de réalisation de l'effet Auger est directement proportionnelle à la concentration en trous et en électrons. Dans le cas d'un événement $e^- e^- t^+$ le taux de recombinaison Auger R_{Auger} sera proportionnel à $n^2 p$ (Eq.II.13) alors que pour un événement $e^- t^+ t^+$ R_{Auger} sera proportionnel à $p^2 n$ (Eq.II.14), avec n et p la concentration en électrons et en trous sous excitation [151], selon :

$$R_{Auger e^-e^-t^+} = C_n n^2 p \quad (\text{II.13})$$

$$R_{Auger e^-t^+t^+} = C_p p^2 n \quad (\text{II.14})$$

avec C coefficient de Auger, caractéristique du matériau, compris entre 10^{-28} - 10^{-30} $\text{cm}^6 \cdot \text{s}^{-1}$ pour les semi-conducteurs InGaP, InGaAs et Ge. Dans un semi-conducteur de type p, la $r_{Auger e^-e^-t^+}$ sera prédominante alors que pour un type n ce sera la $e^-t^+t^+$.

Dans le cas d'une très forte excitation pour laquelle tous les porteurs sont considérés comme hors-équilibre, le taux R_{Auger} se réduit pour un semi-conducteur de type p à [16] :

$$R_{Auger} = (C_n + C_p) n^3 = C n^3 \quad (\text{II.15})$$

Cette dépendance cubique conduit à un effet important de la recombinaison Auger dans un semi-conducteur sous forte excitation. A titre d'exemple, la décroissance du rendement des LEDs à semi-conducteurs III-V-N sous haute injection est attribuée à une prédominance de la r_{Auger} au dépend de la r_{rad} [152]. Cependant, pour des cellules solaires à concentration basées sur des semi-conducteurs III-V, la recombinaison Auger reste minoritaire [153] y compris à de très hauts niveaux de concentration (jusqu'à 10 000 soleils). Ainsi, la r_{Auger} ne semble pas impacter le comportement de ces systèmes.

Les équations II.13 et II.14 ne font pas apparaître de relation claire entre la recombinaison Auger et la température. Dans les faits, celle-ci augmente lorsque la température augmente, comme montré dans le silicium [154, 155, 156] et les semi-conducteurs III-V [157, 158, 159].

En résumé, la recombinaison Auger est un mode de recombinaison non-radiative qui contribue à l'échauffement de la cellule à mesure que le courant augmente mais dont l'effet n'impacte pas les performances de la cellule. Directement liée à la concentration de porteurs, elle n'est pas prédominante dans les faibles injections de courant (i.e. faibles polarisations).

II.2.2.2 Recombinaison Shockley Read Hall (r_{SRH})

Conceptualisé en 1952 dans deux articles différents, de Shockley et Read [160], et Hall [161], la r_{SRH} est aussi connue sous le nom de recombinaison par pièges. Dans un semi-conducteur, la maille cristalline n'est jamais parfaite, des dislocations y sont présentes et particulièrement dans les hétérostructures. De plus le nombre d'impuretés issues des procédés de croissance des matériaux, bien qu'atteignant la partie par milliard, n'est jamais nul. Dislocations et impuretés sont quelques unes des raisons d'apparitions de niveaux d'énergie dans la bande interdite du semi-conducteur (cf Fig.II.17-2). Ces niveaux facilitent la recombinaison des porteurs de charges et agissent comme des centres de recombinaisons non-radiatifs ; en d'autre termes des « pièges ».

Le taux de recombinaison R_{SRH} pour une densité de pièges introduisant un niveau d'énergie dans la bande interdite E_P est défini par [160] :

$$R_{SRH} = \frac{np - n_i^2}{\tau_p(n + n_1) + \tau_n(p + p_1)} \quad (\text{II.16})$$

avec n et p les densités d'électrons et de trous respectivement, n_i la densité intrinsèque de porteur, τ_p et τ_n les durées de vie des trous et des électrons respectivement, dépendantes du type et de la densité des défauts. n_1 et p_1 introduisent la dépendance du taux de recombinaison R_{SRH} en fonction de l'énergie E_P du niveau introduit dans la bande interdite et s'expriment selon :

$$n_1 = N_C \exp\left(\frac{E_P - E_C}{kT}\right) \quad (\text{II.17})$$

$$p_1 = N_V \exp\left(\frac{E_V - E_P}{kT}\right) \quad (\text{II.18})$$

$$n_i^2 = n_1 p_1 \quad (\text{II.19})$$

avec N_C et N_V la densité de porteurs dans la bande de conduction et de valence respectivement. Les durées de vie sont fonctions de la section efficace σ du piège, de la vitesse thermique v_{th} des porteurs et de la densité de piège N_T :

$$\tau_p = \frac{1}{N_T \sigma_p v_{thp}} \quad (\text{II.20})$$

$$\tau_n = \frac{1}{N_T \sigma_n v_{thn}} \quad (\text{II.21})$$

En supposant que les durées de vie τ_p et τ_n sont proches, la r_{SRH} sera maximale pour des défauts entraînant un niveau E_P dans le milieu de la bande interdite. Les équations II.17 et II.18 montrent une variation de R_{SRH} en fonction de la température. Lorsque celle-ci augmente, n_1 et p_1 diminuent et donc R_{SRH} augmente.

La recombinaison de surface est un cas particulier de SRH. Le diagramme en bande est défini pour une maille cristalline du semi-conducteur. La périodicité de cette maille n'est pas infinie et s'arrête aux surfaces du semi-conducteur ou à une interface (changement de nature chimique entre deux milieux). Dans le cas d'une surface, les atomes ne peuvent pas posséder la même valence que les atomes présents dans le volume du semi-conducteur et possèdent donc des orbitales non saturées ; on parle alors de « liaisons pendantes ». Ces liaisons pendantes ont également tendances à se lier les unes aux autres, ce qui à pour conséquence d'introduire un continuum d'état dans la bande interdite appelé « états de surface ». Le taux de recombinaison de surface R_S s'exprime selon [162] :

$$R_S = S_p (p - p_0) \quad (\text{II.22})$$

$$R_S = S_n (n - n_0) \quad (\text{II.23})$$

avec S_p et S_n vitesses de recombinaison de surface pour un semi-conducteur de type p et n respectivement. Les valeurs de S pour l'arséniure de gallium, le phosphore d'indium ou le silicium sont autour de 10^6 , 10^3 , et 10^1 cm/s respectivement [16]. Comme pour la recombinaison SRH classique, la recombinaison de surface augmente avec la température par l'augmentation des paramètres S_p et S_n .

La recombinaison SRH (et de surface) est le mécanisme de recombinaison non-radiative dominant à faible polarisation. Elle gouverne le régime non-radiatif de la courbe DIV et son augmentation avec la température explique l'augmentation du courant en régime non-radiatif ($n = 2$). Sous de fortes injections de courant, les densités de pièges et de liaisons pendantes restant constantes, la recombinaison SRH est saturée (tous les niveaux introduits dans la bande interdite sont occupés). Par conséquent, à mesure que le courant augmente, l'effet de la r_{SRH} « s'efface » et laisse place à la recombinaison radiative (transition du régime $n = 2$ à $n = 1$ dans la courbe DIV). Nous verrons par la suite que les interprétations des résultats d'analyse EL dépendent du courant injecté et du régime de recombinaison dans lequel le système se trouve.

II.2.2.3 Recombinaison Radiative (r_{rad})

Lorsqu'un électron et un trou se recombinent et qu'il y a émission de photon, on parle de recombinaison radiative (cf Fig.II.17-3). Il s'agit là du principe physique de l'électroluminescence, avec comme principale application les LEDs. Ce type de recombinaison est beaucoup plus efficace dans les semi-conducteurs à gap direct où seulement deux particules sont nécessaires : un électron dans la bande de conduction et un trou dans la bande de valence. Pour un semi-conducteur à gap indirect, la recombinaison radiative ne s'obtient qu'avec l'intervention d'un phonon (Fig.II.18). La probabilité d'un tel évènement est donc diminuée.

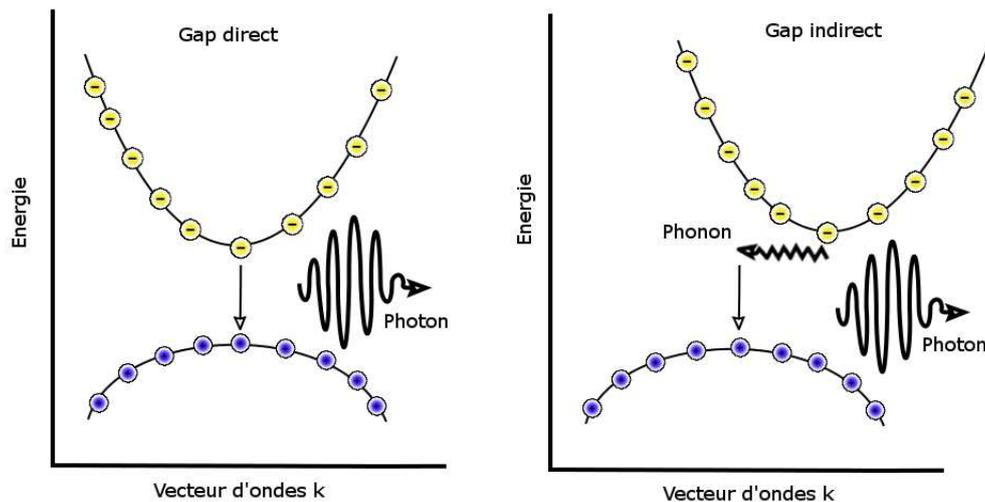


FIGURE II.18 – Recombinaison radiative à deux (gap direct) et trois (gap indirect) particules

Le taux de recombinaison radiative R_R est donc directement proportionnel à la densité de porteurs de charges libres p dans la bande de valence et n dans la bande de conduction et s'exprime par unité de temps et de volume selon [16] :

$$R_R = Bnp \quad (\text{II.24})$$

avec B coefficient de recombinaison radiative en cm^3/s qui sera plus faible pour des semi-conducteurs à gap indirect. Il peut se déterminer expérimentalement [163, 164, 165] et évolue en fonction de la tem-

pérature. Garbuzov et al. ont déterminé une loi empirique pour le calcul de B pour un semi-conducteur à gap direct montrant une dépendance de B en $T^{-\frac{3}{2}}$ [166] :

$$B = 3 \times 10^{-10} \left(\frac{300}{T} \right)^{3/2} \left(\frac{E_g}{1,5} \right)^2 \quad (\text{II.25})$$

ainsi, lorsque la température du semi-conducteur augmente, la r_{rad} diminue. Une explication physique est représentée sur la figure II.19. A densités n et p égales, l'occupation de la bande de valence et de la bande de conduction dans l'espace des k est différente en fonction de la température : lorsque celle-ci augmente, la densité de porteurs par dk diminue. Par conséquent, le coefficient B et, par extension la r_{rad} , diminuent.

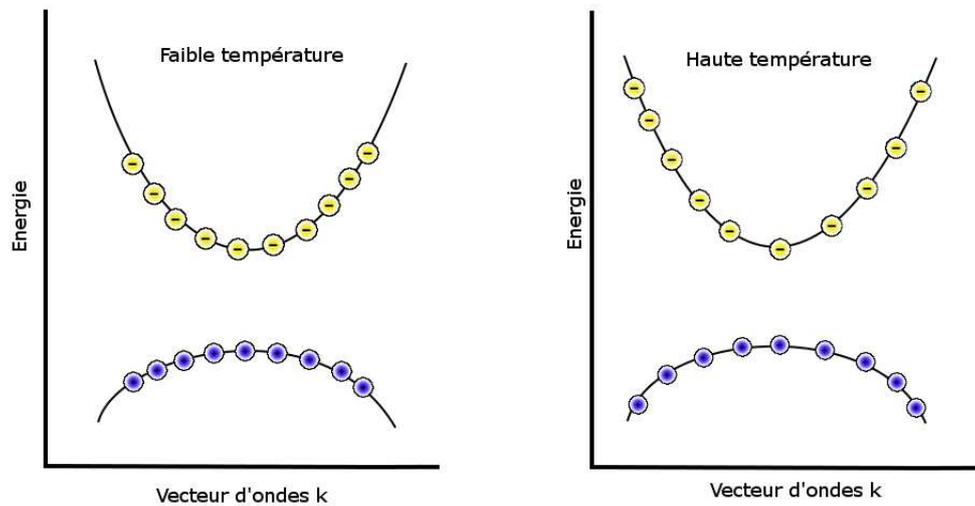


FIGURE II.19 – Diminution de la densité de porteurs par dk en fonction de la température

Pour un semi-conducteur à gap indirect, la recombinaison radiative fait intervenir un phonon. Le nombre de phonons disponibles s'accroît avec la température. B augmente donc lorsque la température augmente. Ce concept ne s'applique cependant pas à tous les semi-conducteurs à gap indirect ; comme le silicium [163] par exemple, pour lequel d'autres phénomènes entrent en jeu.

La recombinaison radiative est le principe physique de l'EL et elle domine le régime $n = 1$ de la courbe DIV de la cellule. Les résultats de caractérisation EL obtenus dans des conditions où r_{rad} est prédominante seront donc révélateurs du comportement de la cellule en conditions nominales.

II.2.2.4 Compétition des mécanismes de recombinaison

Les recombinaisons radiatives et non-radiatives sont en compétition au sein d'un semi-conducteur sous excitation. La durée de vie d'un porteur s'exprime donc en fonction de la durée de vie de chacune des recombinaisons par [167] :

$$\frac{1}{\tau} = \frac{1}{\tau_{\text{SRH}}} + \frac{1}{\tau_{\text{RAD}}} + \frac{1}{\tau_{\text{Auger}}} \quad (\text{II.26})$$

En fonction du type d'application, différentes techniques sont utilisées pour minimiser un type de recombinaison au profit d'un autre. Ainsi, pour les LEDs, il est nécessaire de maximiser la r_{rad} . Il sera donc préférable d'utiliser des matériaux très purs et de préférer des structures monolithiques afin de diminuer la r_{SRH} , ou encore d'isoler électriquement les couches actives des surfaces pour diminuer la recombinaison de surface. Il en va de même pour une cellule photovoltaïque pour laquelle toute recombinaison doit être évitée afin d'en extraire le maximum de porteurs photo-générés.

II.2.3 Spectre et intensité d'émission EL

L'émission EL d'un semi-conducteur, exceptés certains cas comme l'émission LASER, n'est pas monochromatique, mais centrée sur une longueur d'onde avec une dispersion généralement de forme gaussienne. Nous allons voir dans ce paragraphe les raisons qui font que l'intensité d'émission EL augmente avec la densité de courant injecté, diminue avec la température et pourquoi le spectre d'émission EL se décale vers les grandes longueurs d'ondes lorsque la température augmente.

II.2.3.1 Le spectre d'électroluminescence

Soit un semi-conducteur à gap direct ayant une bande de valence et une bande de conduction de forme parabolique comme illustrée sur la figure II.18, la r_{rad} d'un e^- d'énergie $E_e(k)$ de la bande de conduction vers un t^+ d'énergie $E_t(k)$ de la bande de valence produit un photon d'énergie $E_p(k)$ selon :

$$E_p(k) = h\nu = E_e(k) - E_t(k) \quad (\text{II.27})$$

La transition ne se fait pas pour un état k unique mais plutôt pour une gamme d'état Δk . Ainsi, un semi-conducteur n'émet pas un photon à une énergie unique mais sur une gamme d'énergie ΔE_p . En utilisant la statistique de Fermi-Dirac et la relation de dispersion reliant une énergie E à un état k , le taux d'émission de photon est proportionnel à :

$$R(E) \propto \sqrt{(E - E_g)} \exp\left(-\frac{E}{kT}\right) \quad (\text{II.28})$$

En dérivant l'équation II.28, on observe un maximum de $R(E)$ pour :

$$\frac{dR(E)}{dE} = 0 \iff E_{\text{MAX}} = E_g + \frac{kT}{2} \quad (\text{II.29})$$

Ainsi, le spectre d'émission d'EL se présente sous la forme d'un pic centré sur E_{MAX} avec un largeur à mi-hauteur de $1,8kT$ venant de la dispersion thermique des porteurs. Pour des températures élevées, cette dispersion augmente (cf. Fig.II.19) est le pic d'EL s'élargit. L'équation II.29 peut laisser penser que E_{MAX} augmente avec la température, cependant l'énergie de gap du semi-conducteur diminue avec la température selon la relation de Varshni [168] :

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (\text{II.30})$$

avec $E_g(0)$, α , et β paramètres caractéristiques du matériau. La dépendance quadratique de αT^2 conduit finalement E_{MAX} à diminuer avec la température ; en d'autres termes, le pic d'EL se décale vers de plus hautes longueurs d'ondes.

II.2.3.2 L'intensité d'émission EL

L'intensité d'émission EL est déterminée par le taux de recombinaison radiative R_R défini par l'équation II.24. Elle est donc directement proportionnelle à la densité de porteurs hors-équilibre amenée, dans notre cas, par l'injection de courant. Ainsi, l'intensité d'émission EL évolue linéairement avec la densité de courant. En utilisant la loi de la diode, on déduit une évolution exponentielle de l'intensité d'émission EL avec la tension de polarisation V_p de la cellule selon [13]

$$\phi_{EL} \propto J_{inj} \propto \exp\left(\frac{eV_p}{kT}\right) \quad (\text{II.31})$$

Cette relation de linéarité entre ϕ_{EL} et J_{inj} n'est vraie que lorsque la température de la cellule est constante. Cependant, à cause des recombinaisons non-radiatives, ce n'est pas le cas. A mesure que l'on se dirige vers des densités de courant injectées élevées, la température augmente et l'intensité d'émission EL diminue. Dans le domaine des LEDs, la relation reliant ϕ_{EL} à la température s'exprime par :

$$\phi_{EL} = \phi_{EL,300K} \exp\left[-\frac{T - 300}{T_1}\right] \quad (\text{II.32})$$

avec T_1 *température caractéristique* du matériau. Un matériau possédant une faible T_1 verra son EL grandement impactée par la température. T_1 est généralement plus faible pour des matériaux émettant dans le rouge que dans le bleu, allant de 1600K à 199K respectivement. Aussi, une très forte dépendance de l'EL par rapport à la température est attendue pour des CTJ InGaP/InGaAs/Ge .

Il est également possible de lier les propriétés photovoltaïques et opto-électroniques d'une cellule PV par la relation de réciprocité entre son efficacité quantique externe (EQE) et son spectre d'émission EL par [169] :

$$\phi_{EL}(E) = EQE(E) \phi_{BB}(E) \left[\exp\left(\frac{qV_p}{kT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.33})$$

$$\text{où } \phi_{BB}(E) \approx \frac{2\pi E^2}{h^3 c^2} \exp\left(-\frac{E}{kT}\right) \quad (\text{II.34})$$

avec ϕ_{BB} le rayonnement du corps noir, V_p la tension de polarisation, k la constante de Boltzmann et T la température. En se basant sur cette relation de réciprocité, il est possible d'extraire les paramètres électriques de la cellule que l'on étudie. Cette relation est à la base des travaux de Roensch et al. [141] qui combine le spectre d'EL et la mesure d'efficacité quantique externe d'une CTJ InGaP/InGaAs/Ge pour en extraire les caractéristiques IV de chacune des jonctions d'une CTJ. Ce procédé contourne ainsi l'obstacle posé par l'intégration monolithique de la cellule.

En résumé, les propriétés d'électroluminescence des semi-conducteurs sont conditionnées par les paramètres expérimentaux que sont la température et la densité de courant. La thèse reposant sur une utilisation de l'EL comme technique d'analyse relative, la maîtrise de ces paramètres est importante.

II.2.4 L'électroluminescence comme outil de caractérisation

L'état de l'art sur l'utilisation de l'électroluminescence comme outil de caractérisation met en avant les possibilités offertes par cette technique très simple à mettre en œuvre mais précise la difficulté de son interprétation si non-confrontée à d'autres outils. Des travaux préliminaires de caractérisation d'assemblages CPV en EL ont montré un réel intérêt de la méthode mais la compréhension des résultats a nécessité le développement d'un système dédié. Dans ce paragraphe nous allons voir comment l'utilisation d'un appareil photo numérique a engendré la fabrication d'un banc de caractérisation EL large bande spectrale pour cellules multi-jonctions baptisé EL-CMJ.

L'électroluminescence d'une cellule PV peut se résoudre spatialement ou spectralement. L'utilisation des deux modes de résolutions combinés dans un même appareil traite du domaine de l'imagerie *hyperspectrale* et peut être utilisée pour la caractérisation de cellule PV [170, 171, 172]. Ce type de système s'avère cependant coûteux, surtout pour des gammes spectrales étendues. Ainsi le banc EL-CMJ développé à INES sépare ces deux fonctions

L'EL spectrale est utilisée pour mesurer les propriétés électro-optiques d'un semi-conducteur et est un standard de caractérisation dans l'industrie des LEDs. En général le signal est intégré sur toute la surface de la cellule et ne permet pas de mettre en évidence des défauts localisés. L'intensité d'émission de chaque jonction reste néanmoins accessible. La résolution spatiale consiste quant à elle à effectuer une image de la surface de la cellule sous EL. Elle fut initialement proposée pour mesurer la longueur de diffusion des porteurs minoritaires dans une cellule solaire silicium [13]. Des études [173, 174] comparent l'EL avec la technique plus ancienne qu'est le LBIC (de l'anglais « *Ligth Induced Beam Current* ») dans laquelle un faisceau laser a une longueur d'onde donnée, comprise dans le spectre d'absorption de la cellule à caractériser, balaye la cellule et où le courant photo-généré est mesuré en chaque point de celle-ci. Il en résulte un très bon accord entre les résultats des deux techniques de caractérisation, ce qui a favorisé le développement de l'EL car beaucoup plus rapide que le LBIC. Elle s'est ensuite imposée comme une technique de caractérisation qualitative puis quantitative [175, 176] permettant de visualiser des défauts non détectables avec une simple inspection visuelle.

La caractérisation d'une cellule ou d'un module photovoltaïque par EL se fait en polarisation directe et indirecte. Ce dernier cas est utilisé dans des applications spécifiques comme la détection des zones d'avalanches (au sens électronique du terme) [177, 178] au niveau des défauts structurels de la cellule. Cependant les assemblages CPV utilisés possèdent une diode de by-pass, protégeant la cellule d'une telle tension inverse. De plus, les mécanismes d'émission de photons sont très différents de ceux décrits précédemment et sortent du contexte de la thèse.

Sous polarisation directe, et par le mécanisme de recombinaison radiative, la cellule émet des photons d'énergie proportionnelle à son énergie de gap. L'intensité d'EL dépend de la densité de courant traversant la cellule et permet de visualiser le chemin emprunté par celui-ci. Une variation d'intensité d'EL peut se traduire de deux façons (en considérant une température constante et des propriétés optiques homogènes) : soit par une variation de densité de courant, soit par une recombinaison non-radiative localement plus importante. Sur une zone de faible émission il sera donc possible d'incriminer une forte résistance série R_S ou une faible résistance shunt R_{SH} .

Une cellule PV présente de nombreux *défauts structuraux* pouvant apparaître lors de la croissance de la couche active (dislocations, impuretés, joints de grains,...) ou de sa mise en oeuvre (fissure, défauts de métallisation,...). Ces défauts constituent des obstacles pour les porteurs de charges avec comme conséquences une mauvaise circulation du courant et/ou une augmentation de la recombinaison non-radiative. Ils seront donc identifiables en EL et différenciables par leurs formes et leurs composantes, dites *série* ou *shunt* selon qu'ils empêchent l'établissement du courant ou le recombinaison non-radiativement.

Dans la suite de ce paragraphe, nous allons voir en quoi consiste une analyse EL d'une cellule Silicium mono-jonction afin de poser les bases pour la caractérisation de CTJ.

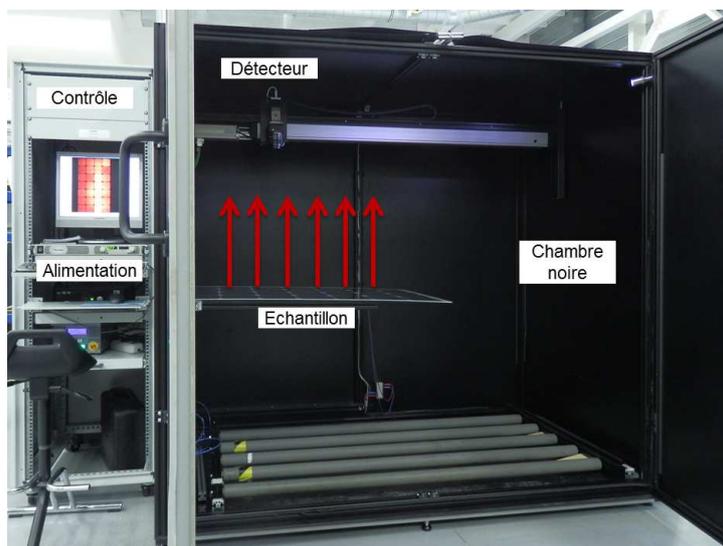


FIGURE II.20 – Banc de caractérisation EL LumiSolar pour modules et cellules PV c-Si et couches minces installé au LMPV et commercialisé par Greateyes

II.2.5 Électroluminescence dans une cellule solaire Silicium

Afin de se familiariser avec les concepts d'électroluminescence, des travaux préliminaires ont été conduits sur des cellules silicium via le banc LumiSolar disponible au LMPV. Ils ont permis d'observer des défauts qui seront retrouvés par la suite dans les CTJs.

Avec un gap standard autour de 1,12 eV, une cellule PV c-Si mono-jonction émet un rayonnement centré à une longueur d'onde de 1150 nm. La résolution spectrale se fait par un spectromètre possédant une gamme spectrale appropriée (détecteur silicium ou InGaAs) et un exemple issu de la littérature [13] est présenté sur la figure II.21. La résolution spatiale de l'émission de la cellule peut s'obtenir avec un capteur CCD lui aussi basé sur le silicium. D'autres détecteurs sont utilisables, mais ce dernier offre un

net avantage en termes de coût.

Le banc d'EL LumiSolar pour module/cellule PV c-Si et couches minces présent au LMPV (figure II.20) utilise une caméra CCD dont l'efficacité quantique (QE) est présentée sur la figure II.21. La zone de travail, définie par le recouvrement du spectre d'émission EL de la cellule et par la QE du détecteur est faible. Ainsi, le type de détecteur utilisé est généralement un CCD à illumination par sa face arrière, pour augmenter sa sensibilité aux faibles éclairagements, et refroidi, pour diminuer le bruit de mesure. Deux structures de capteur CCD peuvent être rencontrées sur les systèmes d'analyse EL. Une structure matricielle permettant l'acquisition de l'émission EL d'une surface en une image, et une structure linéaire qui est déplacée le long de la surface de l'échantillon (principe du *scanner*). Ce dernier offre une résolution supérieure à celle du capteur matriciel à nombre de transistor par ligne équivalent mais nécessite une structure mécanique mobile. Dans le cas du système LumiSolar, une combinaison des deux structures est utilisée : la surface est scannée par un capteur matriciel.

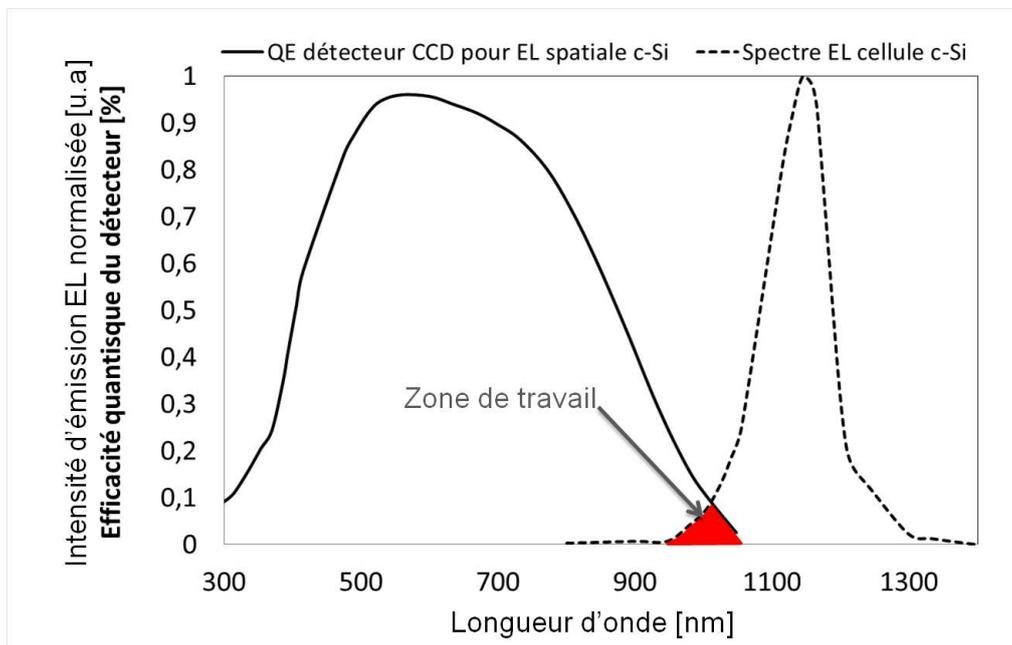


FIGURE II.21 – Spectre typique d'électroluminescence pour une cellule c-Si [13] et efficacité quantique (QE) du capteur CCD pour l'analyse de module c-Si [14].

Le banc LumiSolar présenté sur la figure II.20 constitue l'état de l'art en matière d'électroluminescence résolue spatialement au CEA. Il est principalement utilisé comme outil qualitatif pour la détection de fissures ou de défauts de métallisation après un essai de vieillissement accéléré par exemple. Les fissures des cellules présentées dans la figure I.20 dans le chapitre précédent sont un exemple de caractérisation conduit sur ce banc. La figure II.22 présente différents types de défauts rencontrés lors de caractérisation de modules et cellules x-Si de différents fabricants.

Les cellules 1 à 3 présentent différents types de fissures avec un cas sévère pour la cellule 1 conduisant à une très grande inhomogénéité d'émission. Les zones noires ne doivent pas être interprétées comme une émission nulle car l'échelle de gris est adaptative et offre une information relative sur la surface de la cellule : une zone noire émet donc très peu *par rapport* au reste de la cellule. La cellule 1 est multicristalline, une fissure aura donc tendance à suivre les joints de grains.

La cellule 2 est monocristalline et une fissure aura principalement une orientation rectiligne définie. La fissure de la cellule 3, bien que multicristalline, ne rejoint pas les joints de grains et est dite de type

« dendritique » provenant d'une contrainte mécanique appliquée lors de la soudure des contacts.

La cellule 4 possède des fissures mais est présentée afin d'illustrer les défauts de métallisation et leurs signatures caractéristiques sous forme de traits sombres superposés aux doigts métalliques. Les fissures et défauts de métallisation sont des obstacles à la circulation du courant et possèdent une composante série forte pouvant isoler électriquement certaines portions de la cellule.

La cellule 5 montre un défaut de mise en forme de la cellule. Lors de l'étape de recuit, la cellule est posée sur un convoyeur métallique sur sa face arrière et le motif du convoyeur induit un gradient de température impactant le BSF de la cellule. Plusieurs hypothèses peuvent être émises sur l'origine de la teinte sombre : elle peut provenir d'une modification locale de l'efficacité du BSF favorisant une recombinaison non-radiative des charges, d'un changement d'indice de réfraction modifiant la réflectivité de cette zone et donc le nombre de photons collectés par le détecteur, ou encore une modification de la résistance de contact. Ces hypothèses sont données à titre informatif afin de faire comprendre au lecteur les multiples interprétations d'un cliché EL sur le simple critère visuel.

La cellule 6 présente des rayures en surface, de même que la cellule 7 à laquelle s'ajoute des shunts localisés présents sous la forme de cercles sombres. La cellule 8 montre un défaut avec une forte composante shunt résultant d'une oxydation de la face avant de la cellule. Des défauts à composante shunt sont également présents sur les cellules 9 et 10. La signature de ces défauts est une zone sombre en son centre et présentant un dégradé positif, i.e. de zone sombre à zone claire, à mesure que l'on s'en éloigne. Ce phénomène de *halo* sera ré-exploité pour les cellules CTJ, dans le prochain chapitre.

La cellule 11 ne présente pas de défaut particulier mais illustre les effets des joints de grains dans une cellule mc-Si qui agissent comme des barrières et imposent aux différents grains des densités de courant différentes et donc une intensité inhomogène sur la surface de la cellule. L'interface des grains elle-même est une zone de recombinaison non-radiative et donc avec une forte composante shunt. La cellule 12 possède un défaut induit par sa manipulation. Deux cercles sombres situés sur sa partie centrale ont été causés par le système automatisé de manipulation et plus précisément par les buses d'aspiration des outils de placement.

Cette liste de défauts n'est pas exhaustive et chaque technologie pourra apporter de nouvelles observations de par les méthodes de fabrication, de manipulation, ou d'assemblage différentes. A travers cet exemple on se rend compte de l'utilité de l'EL afin de détecter toutes sortes de phénomènes impactant les propriétés électriques de la cellule.

Le régime radiatif de l'EL est contrôlé par la caractéristique DIV de la cellule et, de par les limites du principe de superposition, l'expérience montre que la corrélation entre défauts et performances n'est pas aussi évidente qu'il y paraît. Dans certains cas, comme dans le cas d'étude présenté au chapitre précédent, les défauts observés en EL s'avèrent influents sur les performances du module car étant dans un état avancé de dégradation ; i.e. une grande partie du module est concernée par les fissures de cellules et dégradation de la métallisation. Dans d'autres situations, des observations qui semblent catastrophiques pour le module n'ont pas d'effet sur ses performances sous éclairage. De nombreux travaux sur l'analyse quantitative de l'EL existent et permettent d'extraire les paramètres électriques de la cellule telle que la R_S , la V_{OC} , ou encore la R_{SH} en utilisant la relation de proportionnalité de l'intensité d'émission EL avec le courant injecté (ou l'exponentielle de la tension de polarisation - Eq.II.31) ou la relation de réciprocité entre l'électroluminescence et l'efficacité quantique externe (Eq.II.33) [179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188]. Comme pour la DIV, les effets de résistance série sont souvent négligés et la validité des paramètres extraits lorsque appliqués à des cellules sous

concentration peut être remise en question. De plus comme expliqué précédemment, l'utilisation du principe de réciprocité EL/EQE aux CTJs nécessite l'utilisation de spectromètre calibré couvrant toute la gamme d'émission de la cellule ; système inaccessible dans le laboratoire d'accueil. Pour ces raisons, l'EL a été principalement utilisée de manière qualitative durant les travaux de thèse.

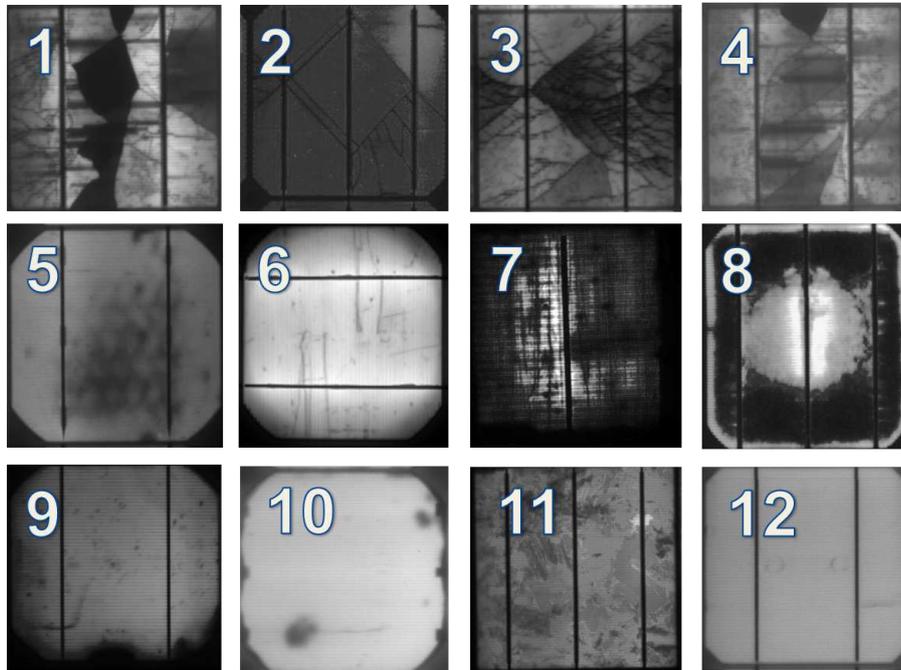


FIGURE II.22 – Différents types de défauts identifiables par EL : 1-3) Fissures, 4) Dégradation des doigts de métallisation, 5) Marques de grille de four à recuit, 6) Rayures, 7) Rayures et Shunts localisés, 8) Oxydation, 9-10) Shunts localisés, 11) Joints de grains sur cellule mc-Si, 12) Marques de manipulation par aspiration.

II.2.6 Électroluminescence dans une cellule multijonction

L'étude de l'électroluminescence de cellules mono-jonction c-Si permet d'appréhender les systèmes triple-jonctions qui sont un assemblage de trois jonctions *pn* en série et émettent donc principalement à trois longueurs d'ondes.

Le protocole d'EL d'une cellule multi-jonction est le même que pour un système mono-jonction, i.e. polarisation en direct de la cellule. La figure II.23 reprend la structure des CTJs étudiées durant les travaux de thèse. Avec un gap de 1,89 eV, 1,42 eV et 0,67 eV, les jonctions InGaP, InGaAs et Ge ont une émission EL centrée sur 680nm, 880 nm, et 1770 nm. Le spectre présenté sur la figure II.23 a été obtenu sur un spectromètre à large gamme spectrale pourvu d'un détecteur silicium couvrant une plage de longueur d'onde de 300-1100 nm et un détecteur InGaAs avec une gamme spectrale de 1100-2200 nm. Ce spectre est le fruit d'une discussion entre le CEA et un fabricant de spectromètre américain avec comme objectif l'achat d'un tel appareil, mais elle n'a pas abouti. Ce spectre complet d'EL de CTJ est donc le seul mesuré durant la thèse. Il est néanmoins représentatif de toutes les cellules abordées dans la suite de ce manuscrit.

Le fait que le spectromètre utilisé pour la mesure de la CTJ soit étalonné permet de comparer les in-

intensités de chacune des jonctions. De manière générale, la jonction mid est la plus intense des trois. Un ordre de grandeur en dessous se trouve la jonction top et encore un ordre plus bas la jonction bot. Cette dernière possède un gap indirect et donc la probabilité d'une recombinaison radiative est plus faible. Un tel graphe permet de définir exactement la gamme spectrale du détecteur nécessaire à la résolution spatiale de l'EL d'une CTJ et a servi de base pour la définition du banc EL-CMJ.

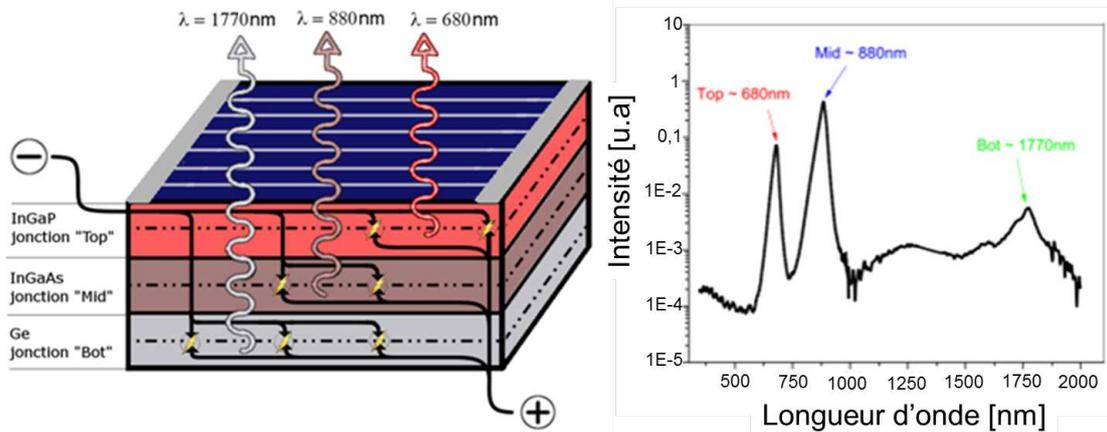


FIGURE II.23 – Principe et spectre d'électroluminescence pour une cellule InGaP/InGaAs/Ge

Afin de pouvoir observer les propriétés EL des jonctions une à une sur une CTJ, des filtres optiques sont placés entre la cellule et le détecteur. Ainsi, un filtre passe bas avec longueur d'onde de coupure à 800 nm a été choisi pour ne rendre visible que la jonction top. De la même manière, un filtre passe bande à 880 nm pour la jonction mid et un passe haut à 1350 nm pour la jonction bot sont utilisés. Les courbes de transmission de ces filtres sont présentées sur la figure II.24. Il apparaît alors que le filtre passe bas 800 nm possède une transmission élevée dans la gamme d'émission de la jonction bot ; constatation également valable pour le filtre passe bande 880 nm. Ces bandes de transmissions indésirables ne furent pas mentionnées sur les fiches techniques des filtres lors de leur approvisionnement. Cependant, ce phénomène ne posera pas de problème car la contribution de la jonction bot en EL reste très inférieure aux deux autres (de par son gap indirect), et ne perturbera pas les observations des jonctions d'intérêts. Nous reviendrons par la suite sur ces filtres et leurs intégrations dans le banc EL-CMJ.

II.2.7 Développement du banc d'électroluminescence pour cellules multi-jonctions (EL-CMJ)

Comme nous allons le voir dans ce paragraphe, le banc LumiSolar ne permet pas une étude approfondie de cellules multi-jonctions. La compréhension des défauts ne peut se faire que par l'analyse de toutes les jonctions, ce qui est impossible avec les capteurs conventionnels. Pour palier ce problème, le banc EL-CMJ à large bande spectrale basé sur un capteur InGaAs a été développé.

Des essais exploratoires ont été conduits dans un premier temps sur le banc LumiSolar ainsi que sous un microscope équipé d'une caméra haute résolution. Comme illustré sur la figure II.21, la réponse spectrale de la caméra du banc LumiSolar couvre les émissions des jonctions top et mid ; alors que celle du microscope est basée sur un capteur CCD classique pourvu d'un filtre infra-rouge, empê-

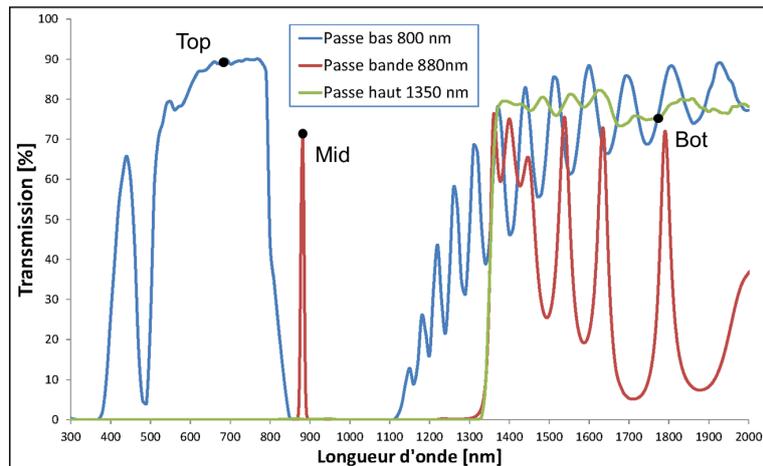


FIGURE II.24 – Transmission des filtres

chant la visualisation de la jonction mid. A cela s'ajoute l'utilisation d'un appareil photo numérique classique pour des clichés rapides. Ces outils ont été les prémices des études d'EL conduites durant la thèse. Ils se sont avérés utiles sur la mise en place des procédures et sur l'observation de certains phénomènes mais ont très vite montré leurs limites.

Le banc LumiSolar est optimisé pour de faibles intensités d'émission. Le silicium étant un semi-conducteur à gap indirect, son émission EL est très faible comparée aux jonctions top et mid d'une CTJ (gap direct) pour une même polarisation. Ainsi, lorsqu'une CTJ est en EL, son intensité d'émission est trop importante pour le système et le capteur se retrouve saturé. La liberté de contrôle des paramètres d'exposition (temps d'intégration et ouverture du diaphragme) ne permet pas d'empêcher cette saturation. Le seul moyen d'obtenir une image exploitable est de limiter le courant injecté à des valeurs très faibles, de l'ordre de quelques mA. Or, comme montré sur la figure II.5, pour de telles valeurs de courant, une cellule possédant une résistance shunt faible peut se retrouver dans un régime de recombinaison non-radiative. Par conséquent, le cliché d'EL pourra révéler des défauts qui ne sont pas pertinents d'un régime de fonctionnement normal (régime radiatif). Nous abordons ici un point fondamental de l'électroluminescence. De part sa caractéristique DIV, à mesure que la tension aux bornes de la cellule augmente, le courant s'établit par un mode non-radiatif ($n = 2$) puis radiatif ($n = 1$). Sous électroluminescence, des défauts à fortes composantes shunts seront donc prédominants pour de faibles courants injectés puis « s'effaceront » à mesure que le courant augmente. Il est donc important de s'assurer que les conditions d'obtention de clichés d'EL soient celles du régime radiatif. En testant les différentes cellules disponibles à ce moment, il a été décidé qu'une valeur de 500 mA/cm^2 garantissait un régime radiatif tout en limitant l'échauffement de la cellule. Les défauts ainsi observés seront ceux présents dans les conditions de fonctionnement nominales des cellules. Mais une telle configuration n'est pas réalisable sur le banc LumiSolar.

Une autre limitation de ce système est sa résolution. Conçu pour imager des cellules $10 \times 10 \text{ cm}^2$, le banc se montre assez inefficace pour des cellules de $1 \times 1 \text{ cm}^2$. La mise au point s'avère extrêmement difficile et le résultat final ne permet pas de rendre compte de l'aspect visuel de la cellule, avec par exemple, une incapacité à résoudre la métallisation. Les différents inconvénients du LumiSolar ne sont

pas présents sur le microscope avec caméra CCD, dont le seul vrai défaut est sa limitation à la visualisation de la jonction top. Ce dernier s'avère néanmoins utile pour identifier la nature des défauts car offrant un grossissement inégalable par les autres systèmes.

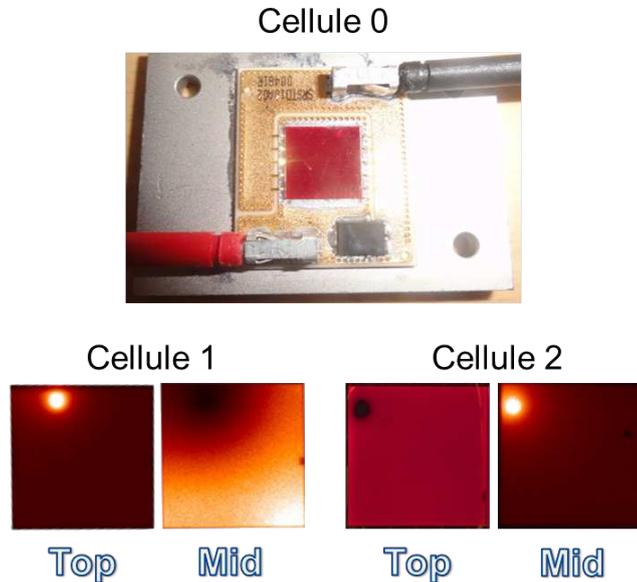


FIGURE II.25 – Cellule 0 : CTJ sous EL prise par un appareil photo numérique. Cellule 1 : Jonctions top et mid caractérisées sur Lumisolar (fausse couleur). Cellule 2 : Jonction top au microscope avec caméra CCD et jonction mid sur Lumisolar (fausse couleur)

La figure II.25 montre la « Cellule 0 », première électroluminescence de CTJ obtenue au CEA et photographiée avec un appareil photo numérique classique. Outre l'aspect historique, cette image illustre l'état de l'art à INES sur l'EL de cellules multi-jonctions — proche de l'inexistant donc — montrant que tout est à construire. Les cellules 1 et 2 ont été caractérisées un peu plus tard, et commencent à faire ressortir des informations intéressantes. Les jonctions de la cellule 1 ont été imagées sur le banc Lumisolar, ainsi que la jonction mid de la cellule 2, avec un courant injecté de 10 mA/cm^2 . La jonction top de la cellule 2 a quant à elle été imagée sur le microscope avec caméra CCD sous un courant de 500 mA.

Sans entrer dans l'interprétation physique de ces images, qui sera vue au prochain chapitre, elles mettent en évidence les différences d'émission EL entre les jonctions pour une même cellule. Sur la cellule 1 un point très clair est présent dans la jonction top, se superposant sur une large tache sombre dans la jonction mid. Le phénomène inverse se produit dans la cellule 2. Cette correspondance entre les défauts d'EL est une caractéristique des cellules multi-jonctions monolithiques qui fait qu'un défaut dans une jonction peut avoir des conséquences dans une autre et ce en fonction de sa nature. Ainsi, un défaut avec une composante shunt sera plus enclin à ce phénomène. La compréhension des effets d'un défaut et la détermination de sa composante shunt ou série ne peut donc se faire qu'avec une analyse de chacune des jonctions de la CTJ.

La nécessité d'un régime radiatif, et le besoin d'observer chacune des jonctions d'une CTJ sont les principales motivations pour le développement du banc EL-CMJ.

II.2.7.1 Banc EL-CMJ : choix du détecteur

Le spectre d'émission d'une cellule CTJ, compris entre 600-1800 nm, couvre les différents domaines spectraux que sont le visible et l'infrarouge. La figure II.26 définit ces domaines et précise les sous-catégories de l'infrarouge. L'infrarouge grandes longueurs d'ondes (8-14 μm) ou LWIR (*Long Wavelength IR*) est la gamme de longueurs d'ondes émise par des corps de faibles températures comme les êtres humains. L'imagerie LWIR est par exemple utilisée dans les technologies militaires telles que la vision nocturne et dans les systèmes de sécurités car non-absorbées par les fumées. L'infrarouge moyennes longueurs d'ondes (1,7-5 μm) ou MWIR est aussi un domaine thermique mais pour les corps plus chauds. Sa détection peut servir dans l'imagerie de systèmes de sidérurgie ou dans l'ingénierie thermique avancée (moteur de fusée, centrale nucléaire,...). Le SWIR, ou infrarouge courtes longueurs d'onde est notre gamme d'intérêt et s'étend de 0,8 μm à 1,7 μm . Elle est suffisamment proche du visible pour se comporter de la même manière. Ainsi les optiques classiques peuvent être utilisées pour l'imagerie SWIR — nous verrons cependant que cette affirmation n'est pas toujours vraie. L'imagerie SWIR d'un corps non-émetteur se fait en éclairant celui-ci avec une source adaptée. Les systèmes de vision nocturne faible coût utilisent ce principe en illuminant une zone avec des LED SWIR et en captant les rayons réfléchis.

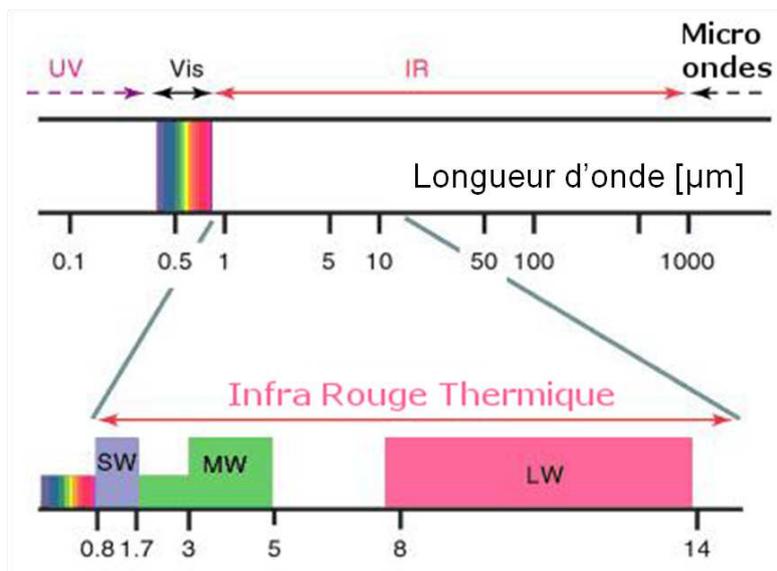


FIGURE II.26 – Différenciation des sous domaines de l'IR : IR courtes longueurs d'ondes (SWIR), IR moyennes longueurs d'ondes (MWIR), et IR grandes longueurs d'ondes (LWIR). Adaptée de [15]

Il existe différentes technologies de capteur IR. Ils peuvent être basés sur un effet thermo-électrique ou thermo-résistif, ou sur un effet photonique. Ce dernier cas offre un temps de réponse beaucoup plus rapide, mais, comme pour le détecteur basse luminosité du Lumisolar, doit être refroidi. Les principaux semi-conducteurs utilisés dans l'imagerie IR sont les alliages d'indium-gallium-arsenic (InGaAs), de mercure-cadmium-tellure (MCT) et d'indium-antimoine (InSb) dont les courbes de réponses spectrales sont présentées sur la figure II.27.

L'alliage InSb offre une très large gamme spectrale mais sa réponse est limitée dans la gamme d'intérêt et il est plutôt utilisé pour de l'imagerie thermique (MWIR).

L'alliage MCT est obtenu par épitaxie de MCT sur un substrat CdTe. La couche active ainsi obtenue

nue est ensuite liée à un substrat silicium qui contient l'électronique nécessaire à son fonctionnement. Cette étape se fait par lift-off et le substrat de CdTe se retrouve en face avant du détecteur. Cette couche agit comme un filtre passe-haut à 800 nm. Il est cependant possible de la supprimer et d'étendre ainsi la réponse du capteur jusqu'à 250 nm. Il s'agit donc du choix technologique optimal mais relativement inaccessible de par son prix.

Une alternative consiste à utiliser un détecteur InGaAs étendu. Naturellement, ce semi-conducteur possède une gamme spectrale comprise entre 800nm et 1700 nm. Il se compose d'une couche active InGaAs épitaxiée sur un substrat InP. Par le même procédé que pour le MCT, la couche InP se retrouve en face avant et possède elle aussi un effet de filtre passe-haut à 800 nm. En la supprimant correctement, il est possible d'étendre sa réponse à 400 nm. Un capteur capable d'imager l'émission EL des jonctions InGaP, InGaAs et Ge d'une CTJ est alors obtenu. Sa faible réponse dans la gamme d'émission de la jonction Germanium est compensée par un prix faible, trois fois inférieur à un système MCT à taille de capteur équivalente (environ 15 000 € contre 40 000 €).

Entre les premières observations d'électroluminescence de cellules triple-jonctions sur le banc LumiSolar et l'élaboration du cahier des charges du banc EL-CMJ, de nouvelles architectures, jusque là théoriques, se sont concrétisées avec l'arrivée de cellule 4-jonctions. Dès lors, le banc EL-CMJ se devait d'être conçu pour répondre aux attentes des futures architectures de cellule 4,5 et 6 jonctions. Avec son gap à 0.67 eV, le germanium fixe la limite haute du spectre EL de ces futures cellules ; l'enjeu résidant principalement dans le développement de matériau de gap supérieur pouvant aller jusqu'à 2,2 eV soit 560 nm en émission EL. Un détecteur InGaAs étendu saura donc anticiper ces évolutions. Son évolutivité et son coût ont fait du détecteur InGaAs le choix technologique pour le banc EL-CMJ.

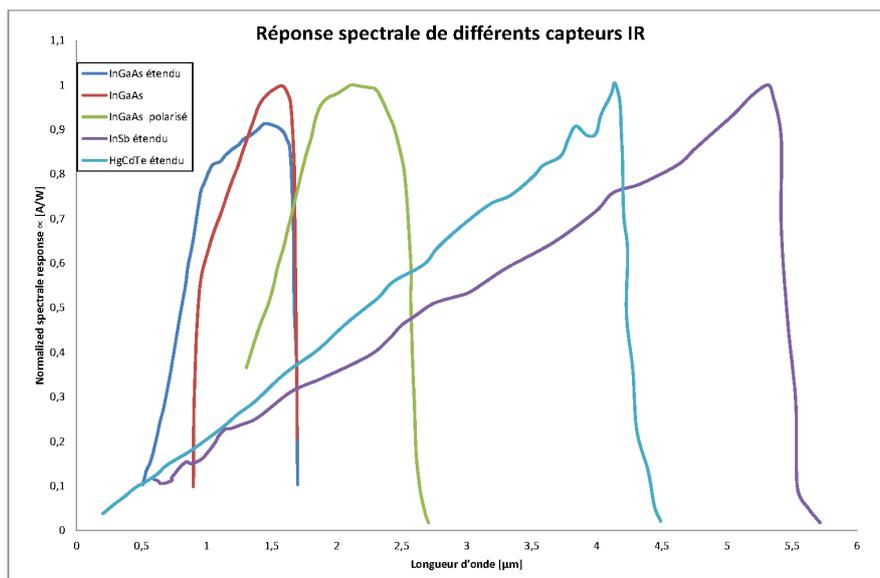


FIGURE II.27 – Réponses spectrales caractéristiques des détecteurs InGaAs, InSb, et MCT.

II.2.7.2 Banc EL-CMJ : Assemblage

Le banc EL-CMJ a été monté dans une première version afin de répondre à un besoin urgent de caractérisation d'assemblage CPV montés sur dissipateur. La forme des dissipateurs ne permet pas de les poser à plat facilement et une disposition horizontale a été choisie. Le système est présenté sur la figure II.28.

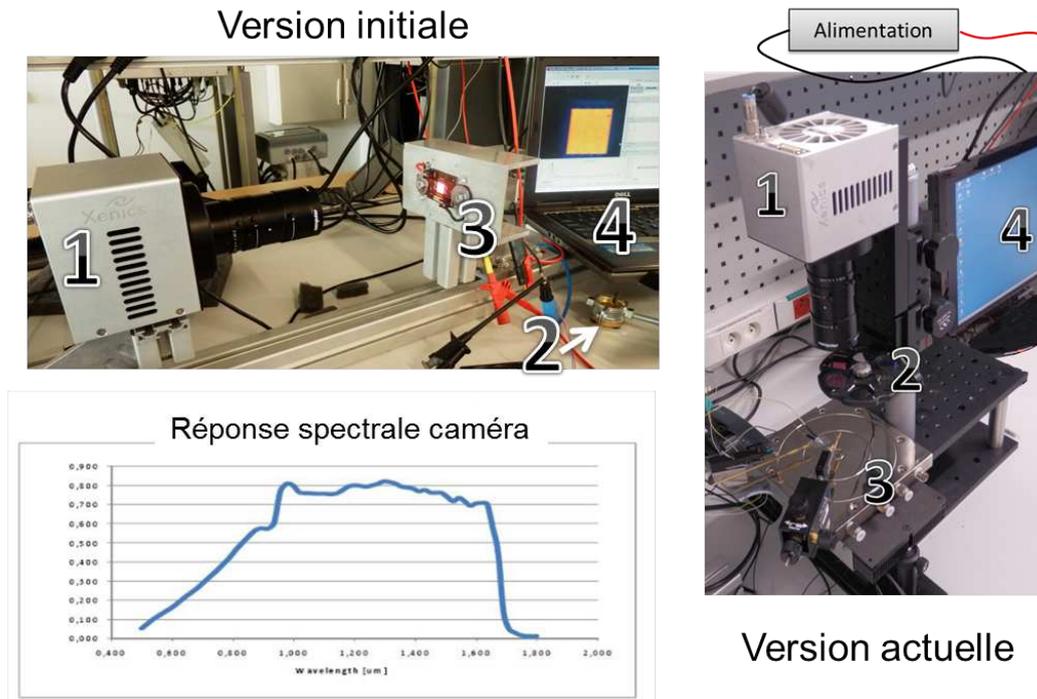


FIGURE II.28 – Banc d'électroluminescence pour cellules multi-jonctions EL-CMJ. 1) Caméra Xenics Xeva, 2) Porte filtre, 3) Porte échantillon, 4) Contrôle

Le banc repose sur une caméra Xenics XEVA 1.7 équipée d'un capteur CCD matriciel InGaAs étendu dont la réponse spectrale est présentée sur la figure II.28. Elle est équipée d'un objectif macro MLH-10X fabriqué par Computar qui permet un grossissement de l'image d'un facteur 10. Cette optique est conçue pour imager les rayonnements visibles. Au cours des différentes campagnes de caractérisation il est apparu que l'imagerie de la jonction bot n'était pas aussi facile que les autres. Ceci s'explique par le fait que les grandes longueurs d'ondes ont du mal à être focalisées sur le détecteur, produisant une image toujours floue de la jonction bot. Ce problème devrait être résolu par une optique plus adaptée aux infra-rouges.

Comme dit précédemment, un filtre optique est inséré entre la cellule et la caméra afin de ne rendre visible qu'une seule jonction. Ces filtres sont circulaires et ont un diamètre de 25 mm. La position de ce filtre sur l'axe optique crée un effet de vignettage qui peut fausser les interprétations des images d'EL. Cet effet est d'autant plus prononcé que l'on se dirige vers les grandes longueurs d'ondes mais peut être minimisé en plaçant le filtre au plus près de la cellule.

Le porte échantillon s'adapte en fonction de la présence ou non de dissipateur. C'est la partie qui a le plus évolué au cours du temps. La version initiale ne permet pas de caractériser des cellules nues et sur la fin de la thèse, de nouveaux partenaires étaient intéressés par cette fonctionnalité. Par conséquent l'architecture du banc est devenue verticale et un support classique d'analyse de cellule a été ajouté

avec notamment un contrôle en température par effet Peltier et une prise de contact par pointe Kelvin.

L'acquisition des images d'EL se fait par un logiciel propriétaire permettant de régler les différents paramètres de la caméra tel que le temps d'intégration. Le logiciel applique également à la caméra un fichier de calibration fourni par le fabricant. Cette calibration permet d'extrapoler les pixels inactifs de la caméra qui sont souvent présents sur ce type de détecteur (de l'ordre de 1% du nombre total de pixels).

Comme décrit par la suite, le réglage du contraste de l'image (transcription visuelle de l'intensité d'émission EL) peut se faire par variation de l'ouverture du diaphragme ou par la modification du temps d'intégration. L'expérience a montré qu'un temps d'intégration trop faible ne permettait pas une bonne extrapolation des pixels inactifs par le logiciel, faisant ainsi ressortir les défauts du capteur. Il a donc été décidé de jouer principalement sur l'ouverture du diaphragme, en gardant un temps d'intégration supérieur ou égal à 10 000 μ s (temps d'intégration par défaut). Nous verrons par la suite que sous de très hautes injections de courant ce temps peut être diminué.

Le logiciel permet d'enregistrer une grande variété de formats d'images et d'échelle de couleur. Nous avons choisi un encodage 8-bit afin de faciliter le traitement d'image présenté dans le prochain chapitre et l'auteur recommande d'éviter au maximum les fausses couleurs et de n'utiliser que les échelles de gris afin d'éviter des erreurs d'interprétations.

II.2.7.3 Banc EL-CMJ : Qualification

Dans sa configuration, le banc EL-CMJ est sensible à trois paramètres qui peuvent modifier les images obtenues de façon importante. Il s'agit de l'ouverture de diaphragme, du temps d'intégration de la caméra et du niveau d'injection de courant. Ces trois paramètres doivent être identiques lorsque l'on s'intéresse à un même échantillon ayant subi des dégradations sous peine de fausser les interprétations.

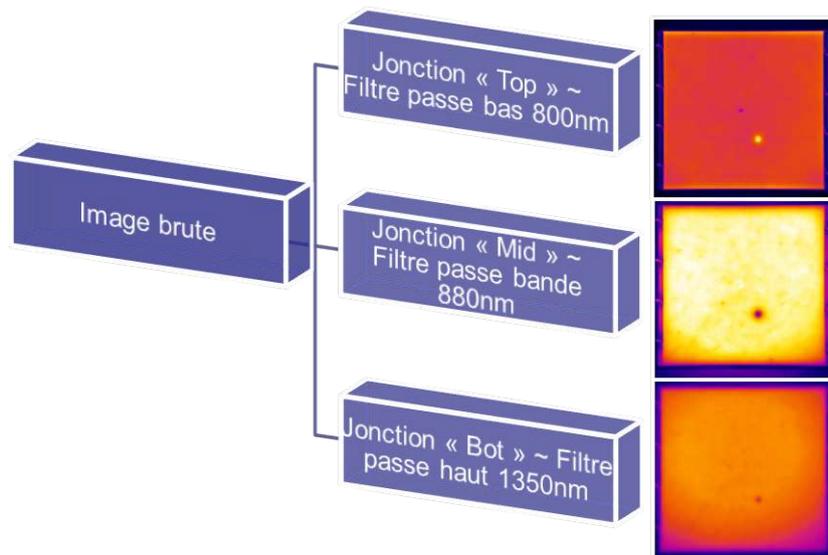


FIGURE II.29 – Exemple de filtrage de l'émission des jonctions top, mid et bot permettant de localiser un défaut dans l'épaisseur de la cellule

La figure II.29 montre un exemple de caractérisation de CTJ avec le banc EL-CMJ. Les jonctions sont représentées en fausses couleurs et sont isolées par les filtres optiques précédemment décrits.

Cette caractérisation a été obtenue sous un courant injecté de 500 mA pour les jonctions top et mid avec une ouverture maximale et un temps d'intégration de 10 000 μs . A cause de la faible émission du Germanium (jonction bot), il est nécessaire d'injecter un courant plus fort (ici 1,5 A) et d'augmenter le temps d'intégration (100 000 μs) pour obtenir une image exploitable. Cette figure permet de rendre compte de la localisation d'un défaut dans l'épaisseur de la cellule (ici un shunt dans les jonctions mid et bot) ainsi que de l'homogénéité d'émission EL, révélateur des variations des propriétés électriques des matériaux sur la surface de la cellule.

La qualification du banc passe donc par une étude de l'impact de ces paramètres sur la mesure de l'EL des cellules. Lorsqu'une image est acquise, un traitement très simple permet de moyenniser l'intensité de la valeur de chaque pixel de l'image sur la surface de la cellule. C'est cette intensité moyenne qui va être étudiée en fonction des conditions expérimentales dans la suite de ce paragraphe. Pour rappel, la surface considérée est celle définie précédemment, à savoir la surface de la cellule, busbars exclus.

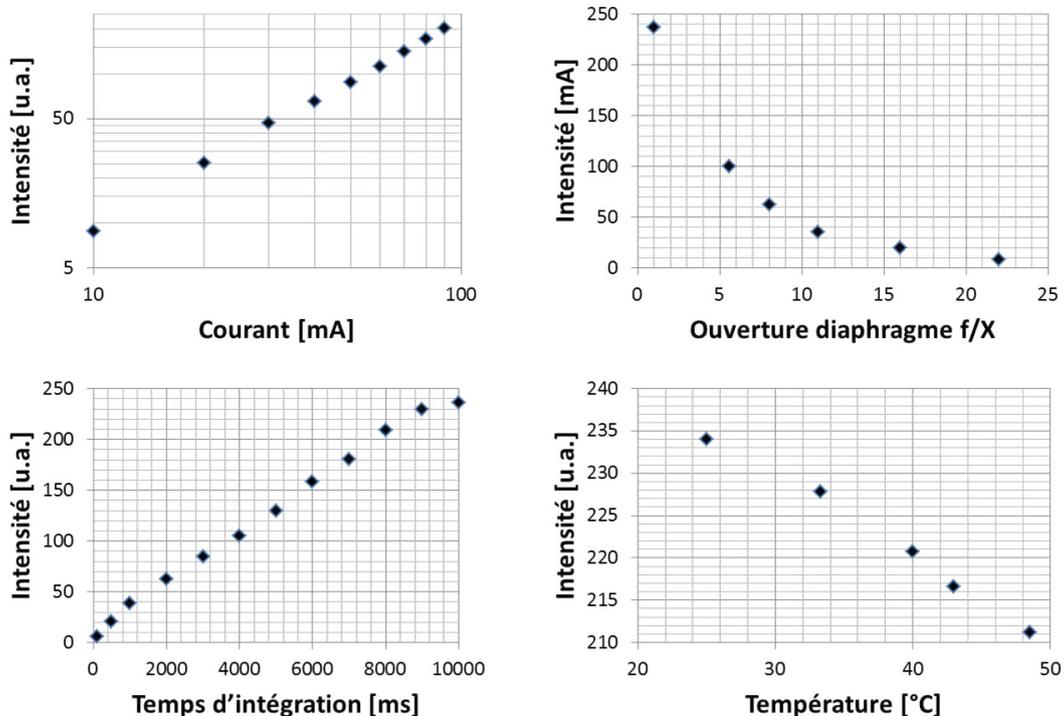


FIGURE II.30 – Influence de la densité de courant, de l'ouverture de diaphragme, du temps d'intégration et de la température sur l'intensité moyenne de l'émission EL d'une CTJ. Pour la variation d'un paramètre les autres restent constants.

La figure II.30 montre les résultats de l'étude paramétrique sur la réponse du banc EL-CMJ lorsque aucun filtre n'est présent entre la cellule et la caméra.

L'intensité d'émission varie linéairement avec le courant comme énoncé par l'équation II.31. Pour ce résultat le temps d'intégration est fixé à 10 000 μs avec une ouverture de diaphragme maximale et une température de 25°C. Dans ces conditions la saturation du détecteur est atteinte pour un courant injecté de 100 mA. La représentation en échelle logarithmique est choisie afin de confronter ce résultat à la référence [141] et montre le parfait accord entre les deux travaux. Cette variation linéaire est également observée en présence des filtres optiques pour chacune des jonctions et pour de plus grands courants injectés.

Sous un courant fixe de 100 mA, une température de 25°C et un temps d'intégration de 10 000 μ s, l'ouverture du diaphragme de l'objectif macro MLH-10X fait décroître l'intensité mesurée de façon exponentielle. Cet objectif ne possède pas de cran de positionnement mais offre une course continue. Un indicateur permet néanmoins de fixer les ouvertures typiques de f/1, f/5,6, f/8, f/11, f/16 et f/22 avec précision. En ouverture minimale, soit f/32, le signal est trop faible pour être exploité. La loi de décroissance s'éloigne légèrement de la convention des objectifs qui veut que pour les valeurs d'ouverture susnommées, l'éclairement du capteur (et donc l'intensité mesurée) soit divisée par deux à chaque pas d'ouverture.

Le temps d'intégration de la caméra couvre une gamme de 100-100000 μ s. Pour un courant fixe de 100 mA, une température de 25°C et une ouverture maximale du diaphragme, l'intensité d'émission EL varie linéairement avec le temps d'intégration. Tandis que l'ouverture règle le débit de photons en provenance de la source, le temps d'intégration définit le nombre de photons intégré par le capteur. A débit de photons constant, le nombre de photons intégrés (et donc l'intensité mesurée par le capteur) augmente linéairement avec le temps. Les écarts notables avec la linéarité à faible et grand temps d'intégration viennent respectivement d'un signal trop faible et d'une saturation du capteur.

Les temps d'intégration et l'ouverture du diaphragme étant des paramètres indépendants de la nature de la cellule, les évolutions d'intensité mesurées pour la cellule complète s'appliquent également à chacune des jonctions la composant.

Avec un courant fixe injecté de 100 mA, une ouverture maximale et un temps d'intégration de 10 000 μ s, l'intensité d'émission EL diminue avec la température. Ce résultat est valable dans la gamme de température 25-50°C donnée à titre indicative ; dans les faits l'acquisition de l'image se fait dans les secondes qui suivent le début de l'injection de courant afin d'éviter une montée en température de la cellule.

Cette étude paramétrique souligne le fait que différentes conditions d'expérimentations permettent d'obtenir le même résultat en terme d'intensité. Par exemple, une intensité de 100 peut être obtenue pour des jeux de (courant [mA]-ouverture-temps d'intégration [μ s]) de (55-f/1-10 000), (100-f/5,6-10 000), ou (100-f/1-3000). Dans ces conditions le banc EL-CMJ ne permet pas de comparer quantitativement des cellules de différentes technologies.

En revanche il remplit parfaitement la fonction pour laquelle il a été conçu, à savoir une analyse qualitative de l'émission EL de la surface des cellules, et quantitative, de façon relative, d'une même cellule à différents moments de sa vie ou d'un ensemble de cellules de même technologie et de même lot de fabrication. Ainsi en s'assurant de la reproduction des conditions d'injection de courant, d'ouverture de diaphragme et de temps d'intégration, il sera possible d'observer une éventuelle évolution des propriétés d'EL de la cellule suite à un vieillissement accéléré.

II.2.7.4 Banc EL-CMJ : Résolution spectrale de l'électroluminescence

Bien que le banc EL-CMJ permette une analyse en intensité en respectant les précautions décrites précédemment, un outil de résolution spectrale y est ajouté afin de mesurer uniquement l'intensité d'émission EL intégrée sur toute la surface des CMJ pour chacune des jonctions — du moins en théorie. Dans les faits, pour des raisons semblables à celles énoncées pour le choix du capteur CCD, l'acquisition d'un spectromètre à large bande spectrale (couvrant le spectre d'émission des CTJ) n'a pas aboutie ; et aucun système semblable n'existait au laboratoire d'accueil.

En revanche un spectromètre conçu pour la mesure de spectre de LED visible de haute puissance était disponible. Le signal de la source est capturé par un volume intégrant et acheminé au spectromètre par fibre optique. Le spectromètre est basé sur un détecteur silicium de type barrette de diodes couvrant une gamme spectrale de 300-1100 nm, permettant la caractérisation des jonctions top et mid seulement.

Contrairement aux systèmes à monochromateur, ce spectromètre permet de résoudre spectralement l'électroluminescence d'une CTJ de façon quasi instantanée. Il s'agit là d'un avantage car l'acquisition peut se faire dans une gamme de temps qui ne permet pas à l'assemblage de trop s'échauffer lors de l'injection de courant. La synchronisation entre l'injection de courant et l'acquisition du spectre d'émission, bien que manuelle, doit néanmoins se faire le plus rapidement possible.

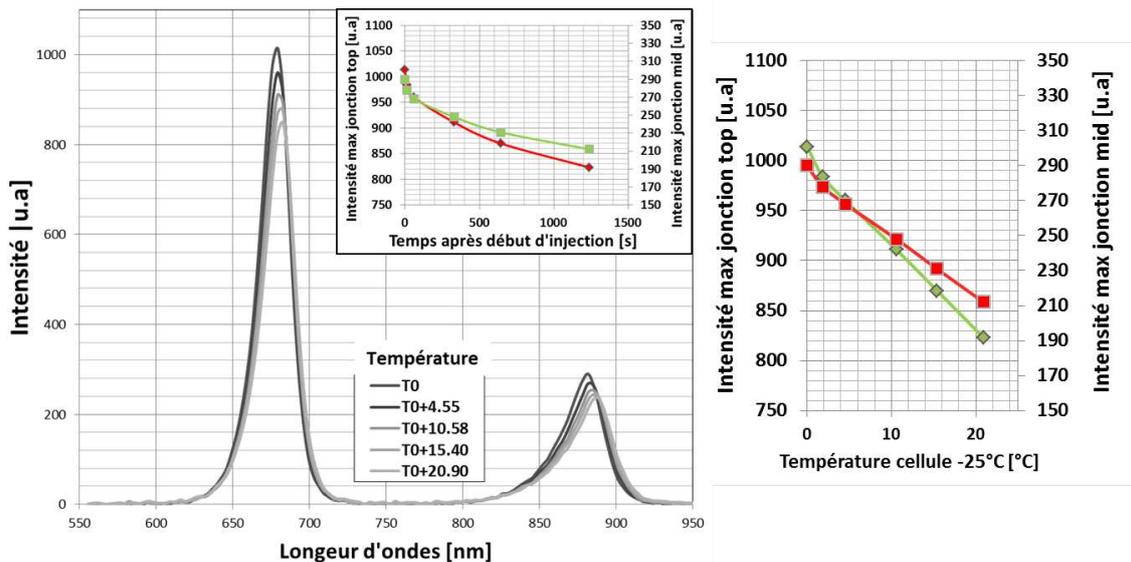


FIGURE II.31 – Résolution spectrale de l'émission des jonctions top et mid sur le spectromètre du banc EL-CMJ et dépendance par rapport à la température et au temps d'injection. Encart : jonction top en rouge et jonction mid en vert

La figure II.31 montre le spectre obtenu pour une cellule CTJ par le spectromètre. Les pics d'émission des jonctions top et mid sont respectivement de 680 nm et 880 nm à température ambiante, et sont en accord avec les résultats de la figure II.23, directement liés au gap de ces jonctions, 1,89 eV et 1,42 eV respectivement.

Sur la figure II.31, il apparaît que le pic de la jonction top est plus intense que celui de la jonction mid, mais il faut savoir que le spectromètre n'est pas calibré. Généralement, la littérature montre que les jonctions InGaAs émettent plus de photons que les jonctions InGaP [141, 189, 190, 191] lorsque mesurées sur des systèmes calibrés (également confirmé par le spectre obtenu sur la figure II.23). Par conséquent, le spectromètre tel qu'utilisé ne permet pas de comparer les deux jonctions d'une même cellule de manière absolue. Là encore, il ne s'agit pas d'un obstacle puisque le but du système est d'établir le spectre initial, et d'observer l'évolution de celui-ci à différents moments de la vie de la cellule, et cette fonction est assurée si l'on respecte les conditions définies par la suite.

Étant donné que le spectromètre est conçu pour des très fortes intensités, il est nécessaire d'injecter un courant important pour obtenir un signal exploitable, dans notre cas 5 A. Ainsi ce spectromètre ne convient pas pour l'analyse de cellule nue car sans dissipation thermique, assurée par le substrat de l'as-

semblage CPV et in fine par le dissipateur, la cellule serait détruite. Une solution serait de rapprocher la fibre optique au plus près de la cellule afin de maximiser le signal, et d'effectuer plusieurs mesures en différents points de la cellule pour en déduire le spectre moyen ; mais nous sortons ici du besoin qui est la caractérisation d'assemblage CPV complet.

Avec une tension supérieure à 3 V pour 5 A injectés, la densité de puissance électrique reçue par la cellule est supérieure à $15\text{W}/\text{cm}^2$. Une partie de cette puissance est convertie en lumière et le reste produit un échauffement de la cellule. Dans ces conditions, et pour les raisons physiques expliquées précédemment (diminution de l'énergie de gap et de l'intensité d'émission avec la température) à mesure que le temps écoulé à partir du début de l'injection augmente, le spectre de la cellule se décale vers les grandes longueurs d'ondes et l'intensité maximale des pics diminue.

En mesurant la tension aux bornes de la cellule et en utilisant le coefficient thermique en tension déduit des mesures DIV et LIV ($\beta = -4 \text{ mV}/^\circ\text{C}$) il est possible d'associer la chute de tension à l'élévation de température de façon quantitative. Ainsi, le spectre en noir a été obtenu une seconde après l'injection. Il est considéré comme temps initial t_0 à la température ambiante T_0 . A mesure que le temps augmente le spectre change pour arriver après une élévation de la température de l'assemblage de 20°C environ au spectre gris clair. Entre temps, différents spectres ont été mesurés et la décroissance de l'intensité maximale du signal pour chacune des jonctions décroît linéairement avec la température (cf. jonction top en rouge et jonction mid en vert sur le graphe de droite de la figure II.31), confirmant ainsi les résultats de la figure II.30.

L'augmentation de la température avec le temps dépend de la masse thermique de l'échantillon et de la qualité de la chaîne thermique sous la cellule. Dans l'encart au centre de la figure II.31 est représenté la décroissance de l'intensité du signal maximal des jonctions top et mid en fonction du temps (i.e. de l'augmentation de température). Il apparaît que l'intensité décroît très rapidement dans les premières secondes suivant l'injection. Par exemple, après 13 secondes d'injection, l'intensité de la cellule chute de 3%. Comme dit précédemment la synchronisation entre l'injection de courant et la mesure du spectre dépend de l'utilisateur. Sans entrer dans un chronométrage Taylorien, cette synchronisation varie entre 1 et 3 secondes entraînant une variation en intensité inférieure à 1% sur une série de mesure. Ainsi, une variation en intensité supérieure à 1,5% sera jugée comme pertinente et révélatrice d'une modification des propriétés électriques de la cellule car non-imputable aux conditions expérimentales (i.e. la température).

II.2.8 L'électroluminescence — En résumé

Un système complet d'analyse d'électroluminescence de cellules multi-jonctions a été développé afin d'observer une évolution de leurs propriétés opto-électriques de façon relative. Cet outil répond parfaitement aux besoins de caractérisation d'assemblages CPV issus d'une même série de production ou à différentes étapes de vieillissement.

La facilité de mise en œuvre d'un système de caractérisation partiel basé sur un capteur CCD classique et une alimentation a permis de déployer cet outil sur le site de production des assemblages CPV, permettant de recueillir de précieuses informations et de concevoir le banc EL-CMJ pour approfondir les résultats issus du terrain.

Inexistantes au début des travaux de thèse, les compétences acquises par le laboratoire d'accueil sur

l'exploitation et l'interprétation des résultats d'EL de cellules multi-jonctions (qui seront présentés dans le prochain chapitre) sont aujourd'hui reconnues par les acteurs scientifiques et industriels du CPV et concrétisées autour de projets de recherche technologique incluant cet outil.

II.3 Réponse spectrale et EQE

Le manque de caractérisation de performances sous éclairement, très présent dans les deux premières années de thèse, nous a poussé vers toutes les méthodes de caractérisation possibles afin de pouvoir observer la cellule sous tous ses aspects. En plus de la mesure de caractéristiques électriques (DIV et LIV) et opto-électriques (EL), la réponse spectrale renseigne sur les propriétés de photo-génération d'une cellule PV. Elle a été utilisée pour observer d'éventuelles pertes d'efficacité quantique externe (EQE) des cellules au cours de différents vieillissements. Un exemple de mesure d'EQE typique des assemblages CPV utilisés durant les travaux de thèse est représenté sur la figure II.32 et a été obtenu sur le système Spequest de Lot-Oriel.

Le banc de réponse spectrale Spequest, illustré sur la figure II.35. Il a été mis en place en partenariat avec le Laboratoire des Traitements de Surface (LTS) au CEA Grenoble et a été utilisé durant la thèse pour la mesure des propriétés électro-optiques des assemblages CPV .

Un autre système commercialisé par Newport a été installé par la suite dans les locaux du laboratoire d'accueil mais n'a été opérationnel que sur la fin de la thèse. Il fonctionne de manière légèrement différente sur le plan de la mesure du flux incident sur la cellule et possède une plus grande évolutivité pour les systèmes à 4-jonctions et plus. Il s'agit là du premier système installé en France par ce fabricant et l'appareil ne correspondait pas à l'état de l'art en matière de mesure de réponse spectrale de CMJ au moment de sa livraison. Une grande partie des leçons apprises sur le Spequest a permis à l'auteur de contribuer à la mise à niveau de ce système et à faire en sorte que le laboratoire d'accueil ait une réelle compétence dans ce domaine. Cependant seule l'utilisation du Spequest sera reprise dans la suite de ce manuscrit.

II.3.1 Définition de la réponse spectrale (SR) et de l'efficacité quantique externe (EQE)

La réponse spectrale (SR) d'une cellule PV, ou de tout dispositif photo-sensible, se définit comme le courant photo-généré par cette cellule à une longueur d'onde donnée pour une puissance lumineuse donnée et s'exprime en A/W . La SR s'exprime en fonction de l'efficacité quantique externe (EQE) selon :

$$SR = \frac{q\lambda}{hc} EQE \quad \text{avec} \quad EQE = \frac{N_e}{N_{ph}} \quad (\text{II.35})$$

Avec N_e nombre d'électrons photo-excités et N_{ph} nombre de photons incidents. L'EQE est donc un nombre sans unité et traduit la qualité de l'effet photo-électrique au sein du système photo-sensible. Elle est forcément, dans notre cas¹, inférieure à 1 et se différencie de l'efficacité quantique interne

1. L'EQE de certaines photodiodes en avalanche peut être supérieure à 1

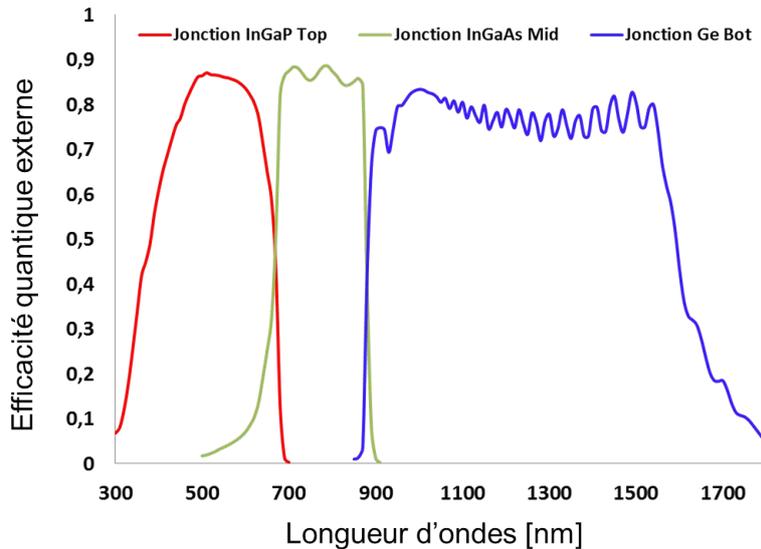


FIGURE II.32 – Efficacité quantique externe (EQE) typique des assemblages CPV utilisés durant la thèse. Rouge : jonction top. Vert : jonction mid. Bleu : jonction bot

(IQE) qui prend en compte les photons incidents *et* absorbés.

Que le lecteur ne se trompe pas, la mesure d'EQE n'est pas une mesure de rendement de la cellule même si une meilleure EQE a de fortes chances de rendre la cellule plus performante dans ses conditions nominales. En effet, c'est le courant de court-circuit photo-généré à une longueur d'onde $I_{SC}(\lambda)$ qui est mesuré et ce courant n'est pas influencé par les effets de résistances séries, qui, rappelons le, sont prédominants sous fortes concentrations. La relation entre EQE et performances réelles ne se fait donc pas directement mais doit prendre en compte d'autres paramètres (FF , R_S , R_{SH} , ...). En revanche, la convolution de l'EQE avec le spectre solaire permet de calculer avec précision le I_{SC} de la cellule dans ses conditions nominales. L'EQE reste donc une donnée pertinente de propriétés électro-optiques de la cellule.

II.3.2 Mesure de l'EQE

La mesure d'EQE présentée sur la figure II.32 a été obtenue sur un banc de réponse spectrale adapté aux cellules multi-jonctions dont le protocole expérimental et le principe d'opération diffèrent d'une cellule à jonction unique. Là encore l'association en série des jonctions dans une CMJ et leur intégration monolithique compliquent grandement les mesures. Voyons comment résoudre ce problème.

II.3.2.1 Mesure d'EQE dans une cellule mono-jonction

Comme décrit précédemment, la connaissance de l'EQE d'une cellule PV se fait par la mesure de sa réponse spectrale puis par l'application de l'équation II.35. Le schéma présenté sur la figure II.33 reprend le concept de mesure d'une réponse spectrale d'une cellule PV.

Une source calibrée en puissance, couvrant à minima la gamme spectrale d'absorption de la cellule à mesurer, est modulée (ou « hachée ») par un obturateur mécanique. La lumière passe ensuite dans un monochromateur afin d'en sélectionner une unique longueur d'onde qui viendra éclairer une partie de la cellule. Le courant photo-généré à cette longueur d'onde est mesuré et transformé par un ampli-

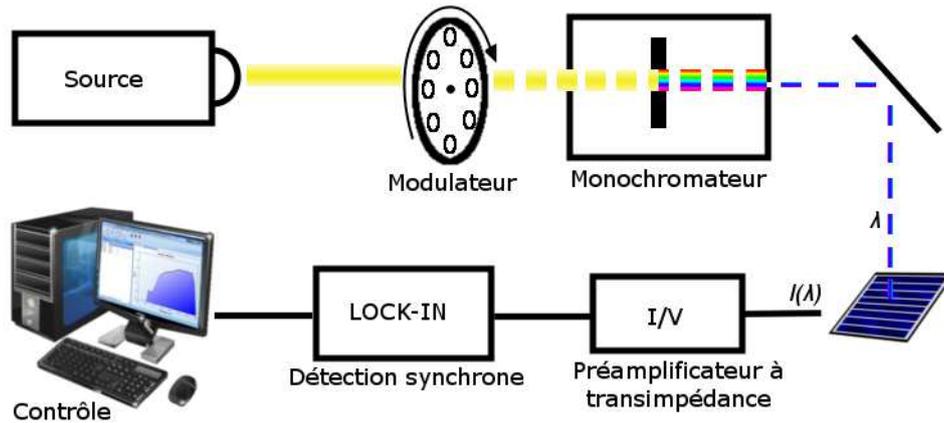


FIGURE II.33 – Mesure EQE cellule mono-jonction

ificateur de trans-impédance en un signal en tension. La modulation de la source permet d'utiliser la technique de détection synchrone, ou « lock in », utilisée pour la mesure des faibles signaux.

Une fois le courant mesuré, le système se place à la longueur d'onde suivante, puis la suivante, etc... couvrant ainsi tout le spectre d'absorption de la cellule. La calibration de la source en puissance permet de connaître la puissance lumineuse par longueur d'onde $P_L(\lambda)$ et la réponse spectrale est obtenue par le rapport du courant $I_{SC}(\lambda)$ sur $P_L(\lambda)$ (cf Eq II.35).

Le principe de mesure est alors établi et aura sans doute été facilement compris par le lecteur. Nous allons maintenant voir que le passage d'une à plusieurs jonctions complique le système, notamment par l'introduction des concepts de *biais lumineux* et *biais en tension*.

II.3.2.2 Mesure d'EQE dans une cellule multi-jonction

L'association en série de composants électriques fait que le courant circulant dans l'ensemble est limité par le plus petit courant admissible par un des composants. Dans une CTJ, le courant de court-circuit est limité par le plus petit courant produit par chacune des jonctions. Le principe de mesure de réponse spectrale veut que la cellule soit éclairée à une longueur d'onde afin de mesurer $I_{SC}(\lambda)$. Or sous cet éclairage monochromatique, seule une jonction produira du courant, les deux autres ne produisant aucun courant photo-généré. Par conséquent le courant mesuré en sortie de la cellule est nul.

Afin de résoudre ce problème il est impératif d'utiliser un *biais lumineux*. La figure II.34 illustre ce concept. Supposons que nous voulons mesurer la réponse spectrale de la jonction mid. Le biais lumineux consiste alors à saturer les deux autres jonctions en lumière de sorte que le flux lumineux les éclairant soit largement supérieur au flux monochromatique éclairant la jonction mid. Dans ces conditions, la jonction mid devient limitante en courant et le courant $I_{SC}(\lambda)$ produit par la cellule correspond à celui de la jonction mid. La technique de biais lumineux (ou biais optique) permet donc d'isoler la réponse d'une jonction en saturant les deux autres mais produit un effet indésirable dans la cellule.

La mesure de réponse spectrale impose que la cellule multi-jonction soit sur un point de fonctionnement en court-circuit. Par conséquent la tension à ses bornes doit être nulle. Comme l'éclairage

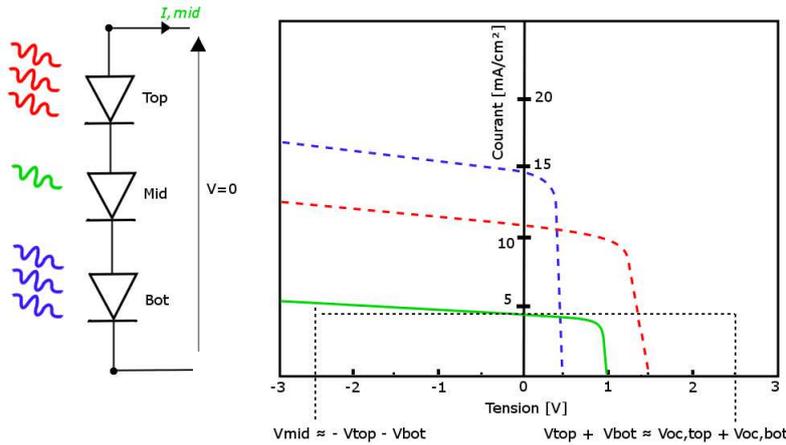


FIGURE II.34 – Principe du biais lumineux visant à rendre limitante la jonction d'intérêt et origine du biais en tension corrigeant l'auto-polarisation de la jonction d'intérêt.

des jonctions produit des tensions, elles doivent s'équilibrer pour respecter la condition de court-circuit. Le graphique de la figure II.34 donne l'allure des courbes IV des jonctions top (rouge) et bot (bleu) qui sont saturées en lumière. Le courant photo-généré dans ces jonctions est donc largement supérieur à celui de la jonction mid (vert) et la tension aux bornes de ces jonctions peut-être approximée par leurs V_{OC} respectives.

La tension aux bornes de la cellule est donc donnée par :

$$V_{cell} = V_{top} + V_{mid} + V_{bot} \approx V_{OC,top} + V_{mid} + V_{OC,bot} = 0 \quad \text{soit} \quad (\text{II.36})$$

$$V_{mid} \approx -V_{OC,top} - V_{OC,bot} \quad (\text{II.37})$$

Le fait que V_{mid} ne soit pas égale à 0 signifie que cette jonction n'est pas au point de fonctionnement court-circuit. Cette auto-polarisation de la jonction mid peut fausser les mesures de réponse spectrale et in fine d'EQE. Afin de contrer ce phénomène, il est nécessaire de placer une source de tension V_{bias} en série avec la CTJ et de la définir à : $V_{bias} \approx +V_{OC,top} + V_{OC,bot}$. Dans ces conditions, la jonction mid possédera une tension nulle et les conditions de mesures de réponse spectrale sont respectées. Il s'agit du *biais de tension*. La pente de la courbe IV d'une jonction au niveau de son I_{SC} étant principalement conditionnée par sa R_{SH} , le biais de tension sera d'autant plus justifié si la jonction d'intérêt présente une R_{SH} élevée.

Le raisonnement tenu ici pour la jonction mid est valable pour les jonction top et bot. Les biais de tension et biais lumineux sont donc les modifications à apporter à un système de réponse spectrale classique afin de le rendre opérable pour des systèmes multi-jonctions. L'application de ces principes et la mesure de réponse spectrale a pu se faire grâce au système Spequest mis en place durant la thèse.

II.3.3 Système de mesure d'EQE Spequest

Le système Spequest (cf figure II.35) reprend les éléments décrits précédemment avec une source Quartz-Tungstène-Halogène modulée pour la détection synchrone, plusieurs réseaux de diffraction per-

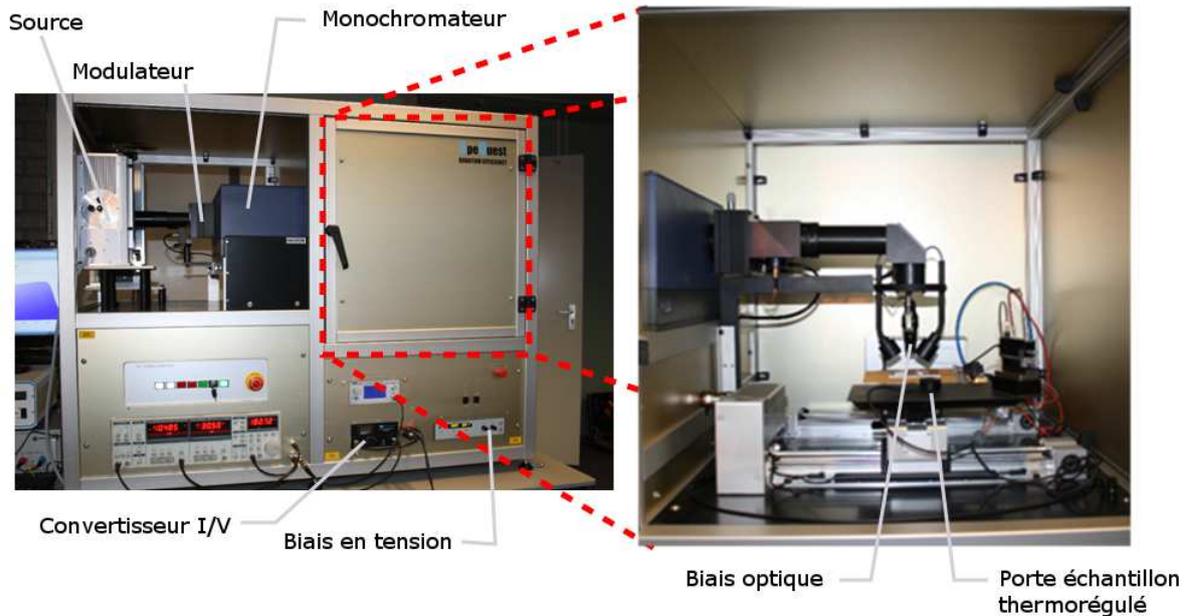


FIGURE II.35 – Système de mesure de réponse spectrale pour cellules multi-jonctions Spequest de Lot-Oriel

mettant de couvrir une gamme de 250-1800 nm en sortie de monochromateur, et un convertisseur de trans-impédance. Le support des assemblages ne permet pas la caractérisation de système avec dissipateur mais est contrôlé en température.

Les biais optiques sont divisés en trois sources : un halogène, une LED centrée sur 455 nm, et une LED centrée sur 810 nm. La mesure des jonctions top, mid, et bot se fait respectivement par les combinaisons de biais halogène/LED810, LED455/halogène et LED455/LED810. La source de tension en série avec l'assemblage CPV permet d'appliquer un biais de tension de $\pm 10V$.

Avant la mesure d'un échantillon, le système est calibré par deux détecteurs silicium et germanium couvrant chacun une gamme spectrale propre. L'intensité en W/m^2 du flux monochromatique est alors connue et permet de mesurer la réponse spectrale de la cellule.

Afin de valider l'opérabilité du Spequest, il est préférable de disposer d'une CMJ calibrée par un organisme tiers. Cependant, les démarches allant dans ce sens n'ont pas abouti pour diverses raisons et seule une cellule c-Si classique calibrée a été obtenue auprès du Fraunhofer ISE, institut mondialement reconnu pour ses compétences dans la mesure de systèmes PV. La figure II.36 montre l'accord entre les mesures du Fraunhofer et celles obtenues sur le Spequest permettant de valider l'équipement.

La mesure d'EQE de cellules multi-jonctions est une science en soi, de par sa difficulté de mise en œuvre. Des erreurs de protocole peuvent facilement être commises et conduire à des mesures d'EQE erronées, comme nous le verrons, hélas, dans le prochain chapitre. L'auteur ne peut que recommander, parmi les différents travaux sur le sujet, les deux articles fondamentaux que sont ceux de Meusel [192] et Siefer [193].

Réponse spectrale, électroluminescence et caractéristiques IV sous éclairage ou en obscurité sont les méthodes utilisées durant la thèse pour la caractérisation d'assemblage CPV. Elles renseignent directement sur les propriétés de la cellule et indirectement sur l'influence de son environnement (qualité

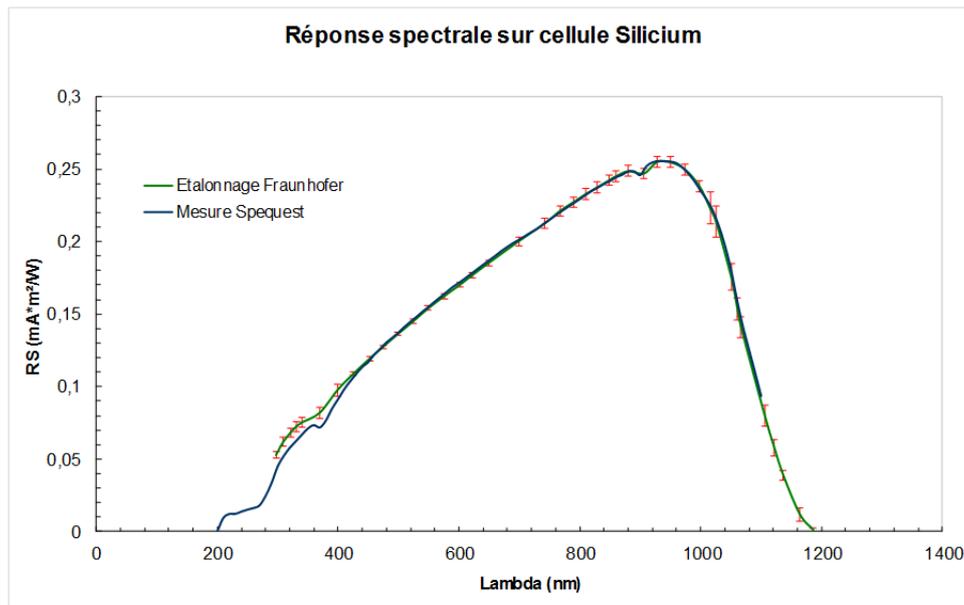


FIGURE II.36 – Validation du banc Spequest par mesure de cellule c-Si calibrée par le Fraunhofer ISE.

de l'assemblage CPV). Nous allons maintenant voir une dernière méthode de caractérisation qu'est la tomographie RX. Ce moyen d'observation nous permettra de mieux comprendre l'influence de la qualité de cet assemblage sur les performances de la cellule.

II.4 Tomographie par rayon-X (TRX)

La tomographie par rayon-X (TRX) permet de voir l'intérieur d'un assemblage CPV et a été utilisée pour étudier la qualité des brasures entre la cellule et son substrat, et plus particulièrement la présence de « voids » au sein de celle-ci. Bien que l'étude des assemblages par ce moyen de caractérisation ait été principalement confié à un sous-traitant, l'exploitation des résultats, confrontés à ceux obtenus en EL, ont permis de breveter une nouvelle technique de caractérisation, baptisée EEL (*Enhanced EL* ou EL Améliorée), décrite dans le prochain chapitre.

Un assemblage CPV se divise en deux parties : la cellule et son substrat. La liaison mécanique entre ces deux éléments est assurée par une brasure métallique. Cette interface assurera un contact électrique, et une conduction thermique en plus de la cohésion mécanique ; autant de rôles impactés par la qualité de la brasure. La caractérisation de cette interface peut se faire soit directement par tomographie-RX ou microscopie acoustique. Soit indirectement par son effet sur les propriétés thermiques et électriques de la cellule via la thermographie IR ou l'EEL (cf. figure I.13).

Le choix de la TRX comme méthode de caractérisation directe a été conditionné par la présence de cet outil sur le site de production des assemblages CPV et par un partenariat pré-existant entre le CEA et la société INSIDIX, spécialisée dans cette activité. Elle n'offre pas d'avantage particulier par rapport à la microscopie acoustique puisque les deux techniques permettent d'obtenir la même information avec une précision équivalente. Un avantage pourra cependant être apporté par la microscopie acoustique dans la détection de fracture de la brasure.

Le principe de la TRX est illustré sur la figure II.37, extraite d'une présentation technique des ac-

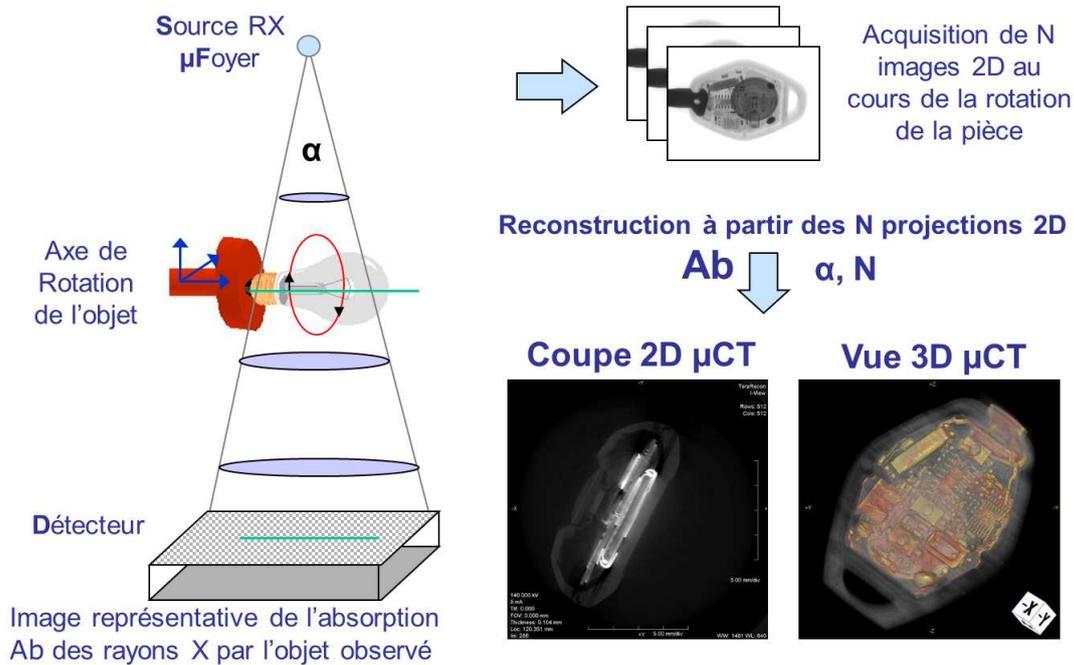


FIGURE II.37 – Principe de la tomographie RX extrait d’une présentation technique des activités d’INSIDIX . Une série d’images RX 2D d’un objet en rotation permettent de le reconstruire en 3D.

tivités d’INSIDIX. La pièce à caractériser est placée sur un axe rotatif et une série de clichés RX est réalisée. Dans ces conditions, il est possible de reconstituer une image en trois dimensions de l’intérieur de l’échantillon. Dans notre cas, nous nous limiterons principalement aux clichés 2D définis sur le plan des interfaces d’intérêt dont un exemple a été donné sur la figure I.13 au chapitre précédent.

Les rayons X interagissent préférentiellement avec des espèces métalliques et l’image obtenue en transmission permet de révéler des absences de métal dans les interfaces d’intérêt, signature des défauts de type « voids ». Pour rappel, la présence de voids au sein de la brasure perturbe la qualité de la chaîne thermique de l’assemblage et peut être la source de défaillances précoces sur le terrain. Il est donc important d’en connaître la distribution au sein d’un assemblage afin d’en tenir compte dans la compréhension de sa dégradation naturelle ou accélérée. Nous définissons ainsi une grandeur représentative de la qualité d’une interface par le taux de void qu’il contient, i.e. le rapport de la surface des voids par la surface totale de la cellule (busbars inclus).

II.5 Conclusion

La fabrication industrielle d’assemblages CPV nécessite des outils de caractérisation afin de vérifier l’opérabilité, la qualité et les performances des produits. La non-disponibilité d’un cell-sorter capable de mesurer les performances sous éclaircissement a orienté les solutions techniques vers les outils de qualification que sont la DIV et l’EL, simple à mettre en œuvre sur le site de fabrication, mais dont les résultats doivent être analysés avec précaution. Bien qu’ils permettent de déceler des comportements anormaux, ils ne sont pas fiables quant à la prédiction des performances en conditions nominales.

Afin d’approfondir la compréhension des résultats recueillis sur le terrain, une infrastructure complète de caractérisation de cellules multi-jonctions et d’assemblages CPV a été développée dans le

laboratoire d'accueil. Elle se réalise par des partenariats nationaux (TRX avec INSIDIX, EQE avec le LTS) et internationaux (LIV à l'IES), et par des actions concrètes de conception, réalisation et qualification d'outils (DIV, EL). Cette infrastructure, inexistante au début des travaux de thèse, est devenue complète avec l'installation de trackers en extérieur pour la mesure de module CPV permettant au CEA d'offrir une réelle expertise à tous les niveaux, de la cellule au module.

Jusqu'à présent nous nous sommes limités à la description de chacun des équipements et à leur utilisation. L'opérabilité et le fonctionnement de ces outils, ainsi que la compréhension des phénomènes physiques mis en jeu se sont améliorés avec l'expérience et le recul de l'expérimentateur (i.e. l'auteur de ce manuscrit). Petit à petit, des corrélations sont apparues entre certaines méthodes de caractérisation, parfois de manière inattendue. Ces résultats de caractérisation seront présentés dans le chapitre éponyme.

Auparavant, dans le prochain chapitre nous allons présenter les différentes technologies d'assemblages CPV étudiées durant les travaux de thèse que sont les assemblages *Direct Bonded Copper (DBC)* et *Substrat Métal Isolé (SMI)* ainsi que les stratégies de vieillissement accéléré mises en œuvre pour évaluer la fiabilité de ces systèmes.

TECHNOLOGIES D'ASSEMBLAGE CPV ET STRATÉGIES DE VIEILLISSEMENT ACCÉLÉRÉ



Primum cogitare, deinde agere.

Les travaux de thèse ont débuté par l'étude d'assemblages CPV commerciaux sur substrat DBC. Par l'expérience acquise sur ces dispositifs, l'auteur a participé au développement de nouveaux assemblages basés sur un substrat SMI. La préconisation d'essais de vieillissement accéléré ainsi que le déploiement des outils de caractérisation courant-tension (DIV et LIV) et d'électroluminescence (EL) sur le site de production et l'interprétation des résultats obtenus en sont des exemples concrets.

Dans ce chapitre, nous présenterons les deux types de substrat que sont le *Direct Bonded Copper* DBC et le *Substrat Métal Isolé* SMI, en insistant sur les principales étapes de développement de ceux-ci, ainsi que les stratégies de vieillissement accéléré appliquées à ces assemblages pour en évaluer la robustesse.

III.1 Contexte

Le développement de modules CPV a commencé au CEA au début de l'année 2010. L'activité était alors répartie au sein de différents laboratoires. Le LTS¹, chargé du développement des éléments optiques ; le LCTA², responsable de l'expertise des différentes technologies d'assemblages CPV ; le LETH³, rattaché aux problématiques de management thermique et le L2S⁴, responsable de l'intégration de ces éléments au sein d'un module. Les premiers modules possédaient un facteur de concentration géométrique de 500X et utilisaient des assemblages commerciaux de cellules triple-jonctions (CTJ) 5x5mm² sur substrat DBC.

A la fin de l'année 2010, un nouveau choix technologique a fait son apparition. Les cellules sont passées à une dimension supérieure, 10x10mm², toujours sur le même type de substrat et pré-assemblées par le même fabricant. Cette surface de cellule a entraîné une augmentation de la taille des lentilles de Fresnel et une diminution du nombre d'assemblages par module afin de conserver le facteur de concentration ainsi que la puissance par unité de surface. Ainsi les modules ne possèdent que 6 sous-ensembles OP/OS/assemblage/dissipateur. Cette granulométrie permet d'extrapoler avec confiance l'étude de la robustesse d'un sous-ensemble au module complet.

Au cours de l'année 2011, en parallèle avec le développement des assemblages DBC, un nouveau type d'assemblage CPV sur substrat SMI a été conçu. Il a été principalement motivé par le besoin de réduire le nombre d'interfaces thermiques entre la cellule et le dissipateur.

Grâce aux travaux préliminaires effectués sur les substrats DBC, les méthodes de caractérisation de DIV et d'EL se sont avérées utiles dans la qualification des produits développés. Elles ont permis de déceler des défaillances précoces et ont été les outils de suivi des assemblages soumis à des essais de vieillissement accéléré. Les essais ont été mis en œuvre en étroite collaboration avec l'auteur de ce manuscrit et constitue un des piliers des travaux de thèse. Les résultats issus de ces travaux étant partiellement couverts par le secret industriel, des études indépendantes de vieillissement accéléré ont été conduites dans le laboratoire d'accueil sur les deux types d'assemblages (DBC et SMI). Les stratégies employées sont présentées dans la suite de ce chapitre

1. Laboratoire des Traitements de Surface, à Grenoble

2. Laboratoire des Composants Thermiques et Assemblages, à Grenoble

3. Laboratoire des Échangeurs Thermique, à Grenoble et sur INES

4. Laboratoire des Systèmes Solaires, à INES, laboratoire d'accueil

III.2 Assemblage CPV basé sur le substrat *Direct Bonded Copper* (DBC)

Tous les assemblages CPV de type DBC utilisés dans le cadre de la thèse ont été approvisionnés auprès de la société Emcore. Ce fabricant possède une expérience reconnue dans le domaine de la fabrication et l'intégration de cellules multi-jonctions, aussi bien pour des applications spatiales que terrestres. Afin de connaître les propriétés de ces assemblages, des caractérisations par tomographie RX (TRX) ont été conduites.

Ces assemblages sont optimisés pour des facteurs de concentration de 400-500X, comme défini au chapitre précédent.

Une étape supplémentaire a été ajoutée avant leur mise en module : il s'agit de l'intégration d'une semelle de cuivre entre la face arrière du substrat DBC et le dissipateur thermique afin d'améliorer l'étalement du flux de chaleur. Cette étape sera détaillée dans la suite de ce paragraphe.

III.2.1 Le substrat DBC

De par les densités de puissances mises en jeu et la nature des matériaux composant une cellule triple-jonction, l'intégration d'un assemblage CPV se rapproche de celle d'un système d'électronique de puissance. Ainsi, certaines solutions technologiques issues de ce domaine ont été utilisées dans l'industrie du photovoltaïque à concentration.

Parmi les assemblages CPV rencontrés dans les différents modules commerciaux, le substrat DBC est le plus présent. Ce substrat est utilisé depuis plus de trente ans dans les systèmes d'électronique de puissance. Il a su prouver sa robustesse et ne constitue plus aujourd'hui un point critique dans la fiabilité des assemblages CPV.

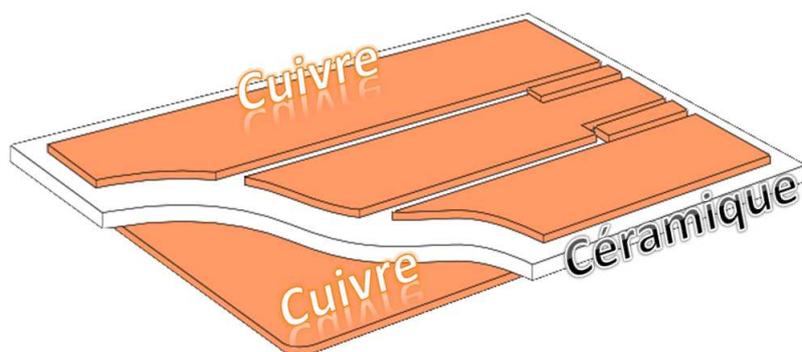


FIGURE III.1 – structure d'un récepteur DBC

Le substrat DBC, représenté sur la figure III.1, est une structure composite constituée d'une couche de céramique (épaisseur $\approx 300 \mu\text{m}$) comprise entre deux plaques de cuivre (épaisseur $\approx 400 \mu\text{m}$). La face supérieure de la structure est usinée afin d'établir les différents chemins électriques qui serviront à l'extraction du courant produit par la CTJ. La couche de céramique doit posséder de très bonnes propriétés de conduction thermique et doit isoler électriquement la face supérieure. Enfin, la couche inférieure de cuivre est dans la plupart des cas électriquement inactive et assure une continuité d'étalement du flux thermique en provenance de la cellule PV.

Différentes formulations chimiques de la céramique peuvent être rencontrées. Elles sont principalement composées d'oxyde d'aluminium (Al_2O_3) ou de nitrure d'aluminium (AlN). Dans ses substrats DBC, Emcore choisit l' Al_2O_3 . Ce dernier possède une résistivité électrique de $1.10^{14} \Omega \cdot \text{cm}$, et une conductivité thermique d'environ 30 W/mK .

La conductivité thermique de l' Al_2O_3 est moins bonne que celle de l'AlN (200 W/mK) mais Emcore justifie ce choix technologique par sa facilité de mise en œuvre. De plus, cet écart de conductivité thermique n'impacte que très peu les performances thermiques du substrat pour la gamme de puissance considérée dans notre cas. Avec une résistance thermique absolue de 0.3°C/W pour l'AlN et 0.4°C/W pour l' Al_2O_3 , un écart final de 3°C est atteint en surface du substrat pour une puissance thermique de 30W [48].

Un autre argument en faveur de l' Al_2O_3 est son coefficient de dilatation thermique, autour de $7,4.10^{-6} \text{ K}^{-1}$, plus proche de celui du cuivre ($16,5.10^{-6} \text{ K}^{-1}$) que l'AlN (5.10^{-6} K^{-1}). N'étant pas égaux, la différence de coefficient d'expansion thermique est à l'origine de fractures conchoïdales parfois rencontrées sur des assemblages CPV [11]. Afin de s'en prémunir, les substrats DBC sont munis de faussettes (en anglais *dimples*) qui permettent une relaxation des contraintes thermo-mécaniques, augmentant ainsi la robustesse de la structure.

Une ultime protection est ajoutée avant le brasage de la cellule. Elle consiste à recouvrir les deux couches de cuivre (avant et arrière) d'une fine couche d'or afin d'éviter la corrosion de celui-ci ; corrosion qui se produit principalement lorsque le cuivre est à l'air nu et sous de fortes températures.

III.2.2 Assemblage de la cellule multi-jonction sur substrat DBC

L'interface entre la cellule et le substrat remplit trois rôles majeurs : une cohésion mécanique, une conduction électrique et une dissipation thermique. Pour remplir ces fonctions, les assemblages CPV DBC Emcore utilise une brasure métallique dont la formulation chimique n'est pas connue avec précision. A la connaissance de l'auteur et des équipes travaillant sur le sujet, cette brasure est composée d'étain et de plomb avec une présence possible d'argent. Il existe d'autres types d'interface cellule/substrat tel que la résine chargée présentée dans la référence [93].

Comme nous l'avons vu à plusieurs reprises, la qualité de cette brasure est primordiale pour les performances de l'assemblage et pour sa durée de vie. La figure III.2 montre les interfaces cellule/DBC caractérisées par Tomographie RX. La surface de la cellule est matérialisée par un rectangle rouge et seul les défauts présents dans cette zone sont pris en compte. Ces assemblages étant des produits commerciaux matures, nous ne serons pas surpris de l'excellente qualité de ces interfaces dont les taux de voids⁵ sont compris entre $0,5-3\%$ avec une surface de void unitaire inférieure à $2,5\%$ de la surface de la cellule

Sont également visibles sur la figure III.2 les faussettes décrites précédemment, situées à gauche et à droite des cellules, ainsi que les *bondings* assurant les contacts électriques entre la face avant de la cellule et le substrat. Ces bondings sont au nombre de 10 (5 sur chaque coté de la cellule) et consistent en un alliage d'or mis sous forme de ruban. Des essais visant à tester la limite de conduction en courant des bondings ont conclu que ceux-ci étaient capables de supporter une injection de courant de $7,5 \text{ A}$ chacun avant de fondre. En d'autres termes, pour des courants photo-générés de l'ordre de 12 A , la

5. Rappel : *void* signifie absence de brasure, i.e. bulle d'air.

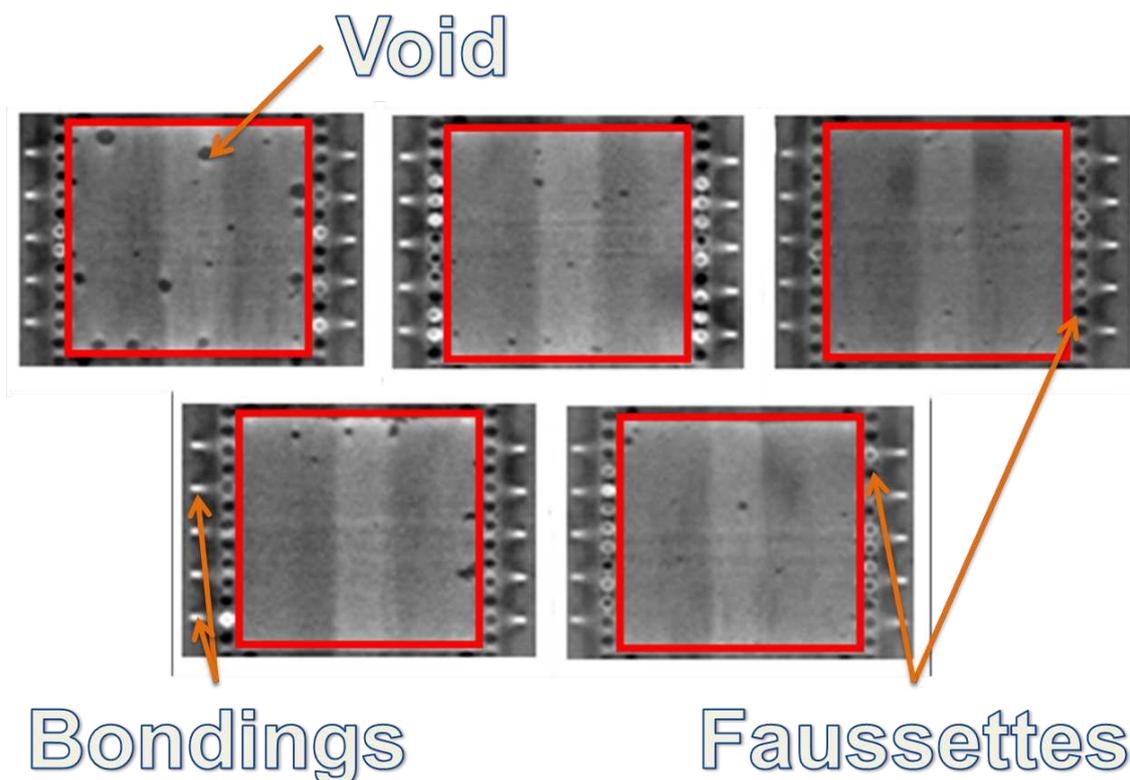


FIGURE III.2 – Tomographie RX des brasures aux interfaces cellule/substrat DBC. Les taux de voids mesurés varient entre 0,5-3%.

cellule peut continuer à fonctionner avec seulement 2 bondings parmi les 10 présents initialement. Ce sur-dimensionnement renforce ainsi la robustesse de l'assemblage.

III.2.3 La semelle de cuivre, *Spreader* thermique

L'utilisation des assemblages CPV DBC Emcore sous une concentration de 1000 soleils nécessite l'ajout d'une interface permettant d'étaler le flux thermique le plus rapidement possible pour une meilleure évacuation de la chaleur ; on parle alors de *spreader* thermique. Cette fonction est assurée par une semelle de cuivre qui, avec l'assemblage cellule/DBC produit par Emcore, forme l'assemblage CPV DBC complet. Un schéma du système ainsi obtenu est représenté sur la figure III.3.

La semelle de cuivre, ou *spreader*, est couverte d'une couche de nickel d'une dizaine de micromètres d'épaisseur. Cette couche permet une meilleure mouillabilité de la brasure utilisée pour l'assemblage du DBC sur la semelle. Là encore, la qualité de l'interface est primordiale.

La figure III.3 montre les résultats de caractérisation TRX de l'interface DBC/Spreader de 6 assemblages CPV DBC complets. Les taux de voids obtenus lors des premiers essais de brasure se sont avérés très élevés, atteignant 61% dans le pire cas. De tels taux de voids sont inacceptables et résultent d'un mauvais profil de température. Différents profils ont donc été testés jusqu'à obtenir les taux de voids les plus faibles possibles.

Les résultats obtenus après la redéfinition du protocole montrent une très nette amélioration de la

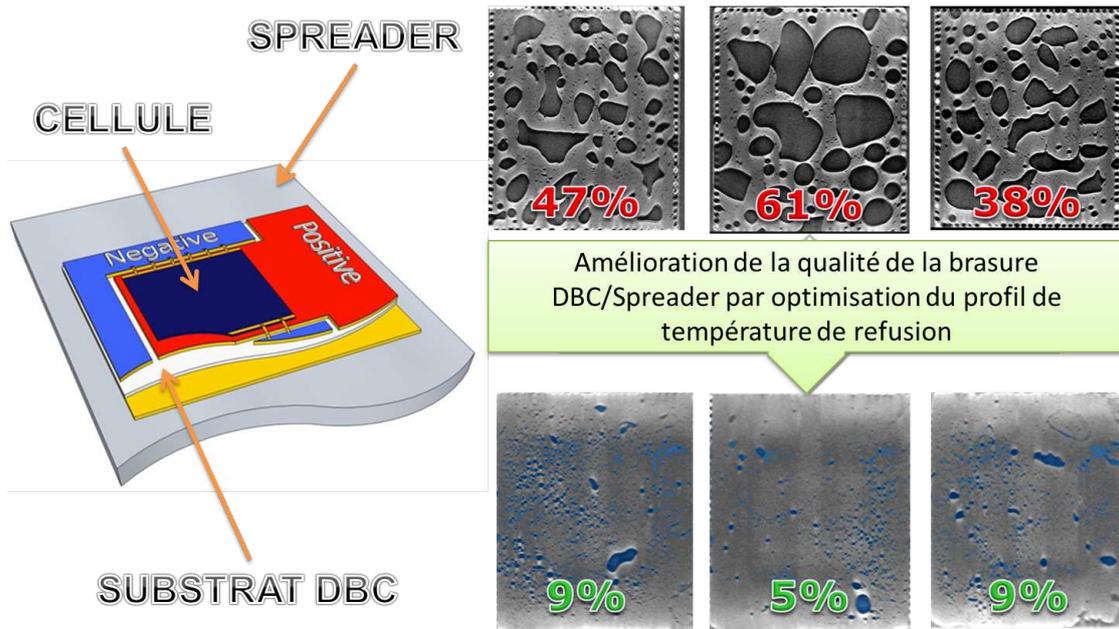


FIGURE III.3 – Schéma d'un assemblage CPV DBC complet : cellule/DBC/Spreader. Les pistes de courant sont représentées en bleu pour les négatives et rouge pour les positives.

qualité de la brasure avec des taux de vides compris entre 5% et 9%. Ces valeurs, trop élevées si rencontrées à l'interface cellule/DBC, ont été jugées acceptables pour cette interface qui se situe plus en aval de la source de chaleur. En effet, à ce niveau de la chaîne thermique, la densité de flux de chaleur est plus faible qu'en face arrière de la cellule. Ce dernier est étalé sur une surface plus grande, correspondant à celle de la face arrière du DBC.

Pour donner un ordre de grandeur, pour un flux de $50\text{W}/\text{cm}^2$ réparti uniformément au niveau de la cellule, un taux de void à l'interface cellule/substrat de 3% signifie que 3% de ce flux aura du mal à être évacué et sera bloqué à cet interface. Soit une puissance de $1,5\text{W}$ pour une cellule de 1cm^2 . En supposant que le substrat DBC, avec une surface de $6,72\text{cm}^2$ ($2,4\text{cm}$ par $2,8\text{cm}$), répartisse le flux de façon uniforme sur sa surface, un taux de void de 9% à cet interface traduit une accumulation de puissance de $0,61\text{W}$, soit plus de deux fois inférieure au cas précédent. Ce calcul revient à comparer les taux de vides par unité de surface avec $3\%/ \text{cm}^2$ à l'interface cellule/substrat et $1,3\%/ \text{cm}^2$ à l'interface DBC/spreader. Par conséquent, il est supposé que l'effet des vides à l'interface DBC/spreader est moins critique pour la robustesse de l'assemblage.

Une fois l'assemblage terminé, la cellule et les busbars sont encapsulés par un polydiméthylsiloxane (PDMS Sylgard 184) afin de protéger la cellule de l'environnement extérieur et de minimiser le choc d'indice de réfraction entre la surface de l'assemblage et l'air. Le choix d'un PDMS par rapport à l'EVA est justifié par l'état de l'art présenté dans le premier chapitre.

Un faible taux de vides aux interfaces cellule/DBC et DBC/Spreader ainsi qu'un sur-dimensionnement des contacts électriques caractérisent les *assemblages DBC*. Le cœur fonctionnel des assemblages DBC est obtenu auprès d'un fabricant. Ces assemblages commerciaux sont le résultat de plusieurs années de recherche et développement qui ont conduit à leur maturité technologique.

Tous ces éléments laissent présager une bonne fiabilité de ces assemblages ; fiabilité confirmée par les essais de vieillissement accéléré présentés dans le prochain chapitre. Pour cette raison, les assem-

blages DBC sont considérés comme référence dans le développement des assemblages SMI, présentés dans le prochain paragraphe.

III.3 Nouvel assemblage CPV basé sur le *Substrat Métal Isolé* (SMI)

Au cours de la thèse, les compétences acquises sur la caractérisation d'assemblages DBC ont permis à l'auteur de participer activement au développement d'un nouvel assemblage CPV. Cet assemblage, en rupture avec l'état de l'art, est basé sur le substrat à métal isolé (SMI) dont les principales étapes de développement sont présentées dans ce paragraphe.

Là encore, les outils de tomographie RX, de caractérisation IV et d'électroluminescence se sont avérés précieux pour qualifier ces assemblages.

III.3.1 Le substrat SMI

A la vue de la structure des assemblages DBC (cf. figure III.3), il apparaît que le nombre d'interfaces thermiques rencontrées par le flux de chaleur en provenance de la cellule est important. Dans une application sous une concentration de 1000 soleils, il est primordial que ce flux soit étalé rapidement pour une meilleure dissipation thermique (rôle du spreader dans les assemblages DBC). Il a donc été décidé de concevoir un assemblage CPV dans lequel la face arrière de la cellule est directement au contact du spreader et ce pour répondre aux exigences imposées par les très hautes concentrations.

Une alternative connue du substrat DBC est le substrat métal isolé (SMI), lui aussi issu de l'industrie de l'électronique de puissance. Le SMI est généralement utilisé comme substrat pour les LEDs haute puissance et constitue une solution technologique éprouvée dans ce domaine.

La partie supérieure de la figure III.4 présente une vue en coupe d'un substrat DBC et d'un substrat SMI dit « classique ». La *puce* représente le dispositif d'intérêt (LED, Transistor, CTJ,...). La brasure de la puce est représentée en bleu. En définissant une couche comme une continuité de nature chimique, ce ne sont pas moins de 5 couches qui doivent être traversées par le flux de chaleur avant d'atteindre la face arrière de l'assemblage DBC. Dans le substrat SMI classique, ce nombre est réduit à 4 car l'épaisseur du vernis épargne, de quelques micromètres, peut être négligée. Dans ces conditions le substrat n'est toujours pas adapté pour une application CPV haute concentration. Il est à noter que pour ces deux exemples, la partie électriquement active (piste positive et négative) est décorrélée de la partie thermiquement active (semelle métallique).

La rupture technologique joue sur ce dernier point et consiste à lier les fonctions de dissipation thermique et conduction électrique au sein d'une même couche. Le substrat SMI ainsi obtenu est présenté sur la partie basse de la figure III.4. La puce est directement brasée sur une large semelle métallique qui assure une fonction de spreader thermique mais aussi une fonction de conduction électrique (piste positive). La piste négative est isolée par un diélectrique dont la nature est soumise au secret industriel et la face arrière de l'assemblage ainsi que sa face avant sont recouvertes d'un vernis épargne, protégeant le cuivre de l'oxydation. L'isolation électrique de la face arrière du SMI se fait par l'utilisation d'un pad thermique à très faible conductivité électrique.

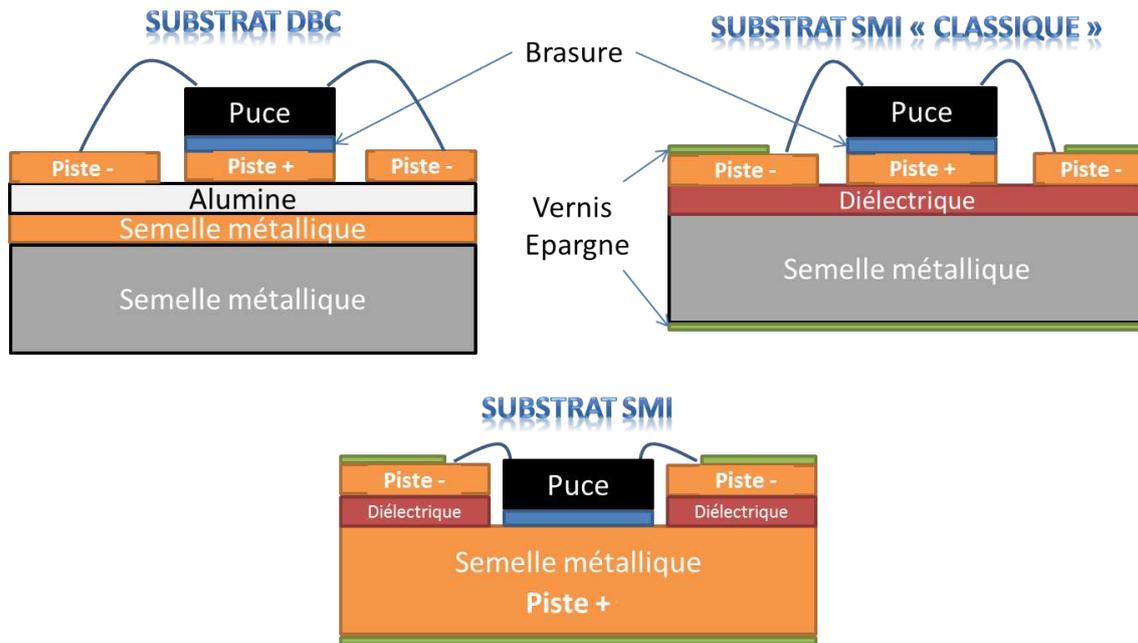


FIGURE III.4 – Structure d'un substrat DBC et d'un substrat SMI tels que rencontrés dans l'électronique de puissance. Représentation du substrat SMI modifié pour son utilisation dans les assemblages CPV.

Les cellules triple-jonctions utilisées dans cet assemblage sont approvisionnées auprès d'Emcore et sont de la même génération que les cellules présentes sur les assemblages DBC commerciaux évoqués précédemment. Dans cette configuration, le flux thermique en provenance de la cellule est directement étalé dans la couche de cuivre. Cette situation doit offrir, en théorie, un management thermique plus efficace.

Comme pour l'assemblage DBC, la qualité de la brasure entre la cellule et le substrat est primordiale. Outre le fait qu'elle ne doit pas contenir de voids, l'intégration de la cellule a montré que la nature chimique de la brasure avait un impact sur les propriétés d'EL de la cellule. Nous allons voir dans le prochain paragraphe comment la TRX et l'EL ont su apporter des informations précieuses et ont contribué à un assemblage SMI de qualité.

III.3.2 Assemblage de la cellule multi-jonction sur le substrat SMI

Afin de valider le procédé d'assemblage de la cellule sur le substrat SMI, les assemblages DBC ont été choisis comme référence. Grâce aux travaux préliminaires sur ces assemblages, l'auteur a su apporter ses compétences pour la caractérisation des assemblages SMI et la mise en œuvre de tests de vieillissement accéléré pour en évaluer la robustesse.

III.3.2.1 Entre HALT et Tests de qualification

Avant de présenter les résultats du développement des assemblages SMI, il est important de situer le contexte de cette étude au lecteur.

La mise en œuvre des assemblages SMI a été réalisée par un industriel dont l'objectif est la production à grande échelle. La définition des spécifications et des critères d'acceptation des assemblages SMI a été faite par le fabricant, sur les conseils du CEA.

Les assemblages SMI ainsi définis seront le cœur fonctionnel des futurs modules CPV haute concentration ; modules qui devront à minima tenir les spécifications de la norme IEC 62108 en vue de leur commercialisation. Nous anticipons ainsi les conclusions du paragraphe III.4.1, qui nous ont poussé à nous tourner vers des tests de qualification plutôt que des ALTs en tant que tests de vieillissement accéléré. Par conséquent, les critères d'acceptation ont été définis en fonction des critères de réussite des tests de qualification issus de la norme IEC 62108.

Plusieurs de ces tests ont donc été appliqués afin de valider les choix des matériaux constituant l'assemblage SMI et leurs procédés de mise en œuvre : Chaleur humide (DH), cycle thermique (TC), humidité-gel (HF), ou tests d'isolation électrique en sont quelques exemples. Parmi ces tests, les essais de TC se sont révélés pertinents et, couplés à des analyses EL, ont permis de valider la mise en œuvre de la brasure de la CTJ sur les substrats SMI. La définition des paramètres de cycle thermique sera détaillée dans le paragraphe III.4.1.

Dans une première interprétation de la norme IEC 62108, une erreur a été commise. Alors que le protocole d'essai stipule que la gamme de température est définie au niveau de la cellule, elle a été appliquée au niveau de l'enceinte. Dès lors, lorsque la température de l'enceinte dépasse 25°C, un courant de 14,9 A est injecté dans les cellules. De par cette injection, les cellules s'échauffent et dépassent la consigne de 110°C maintenue par l'enceinte d'au moins une vingtaine de degrés. Cette sévérité fortuite des essais rapproche le test de vieillissement d'un HALT, mais ne nuit pas à la logique de l'essai puisque tous les assemblages y sont soumis en même temps. Il sera donc possible de comparer leur fiabilité de façon relative ; objectif fondateur de cet essai.

III.3.2.2 Définition de la nature chimique de la brasure CTJ/SMI

Toujours en se basant sur le retour d'expérience de l'industrie de l'électronique de puissance, deux choix de brasure se sont imposés avec les compositions chimiques SnPbAg et SnAgCu . La brasure SnPbAg a été réalisée sur 15 assemblages SMI dans un four à phase vapeur pour deux profils de températures différents. La brasure SnAgCu concerne quant à elle 8 récepteurs et est obtenue dans un four à passage, avec une température de refusion plus élevée que pour la brasure SnPbAg . Préalablement à l'étape de brasage, les plages d'accueil des cellules sur le substrat SMI sont traitées en surface par un dépôt d'une espèce métallique⁶ afin d'améliorer la mouillabilité de la brasure.

Les assemblages SMI avec brasure SnPbAg et SnAgCu sont soumis à l'essai de cycle thermique avec un profil de température de -45°C/+110°C et un courant injecté de 14,9 A (la justification de ces valeurs est donnée au paragraphe III.4.1).

Afin de suivre leur évolution, les échantillons ont été caractérisés au préalable par les méthodes d'EL, de DIV et une méthode dite de *test fonctionnel*. Ce dernier test consiste à placer l'assemblage sous une source lumineuse de spectre quelconque mais reproductible, et d'en mesurer la tension à ses bornes sous cet éclairage. Il a été proposé comme alternative à un cell-sorter, ne servant qu'à vérifier le fonctionnement de la cellule sous éclairage.

La figure III.5 présente les résultats des analyses EL de 4 assemblages SnPbAg et 4 assemblages SnAgCu avant et après 123 cycles thermiques. Il apparaît que tous les assemblages SMI dont la cellule a été brasée avec un composé SnAgCu présentent des défauts en EL. La forme de ligne droite suggère des dislocations ou des fissures au sein de la cellule qui peuvent être dues à la différence de coefficient

6. Nous ne sommes pas autorisés à révéler la nature de ce traitement

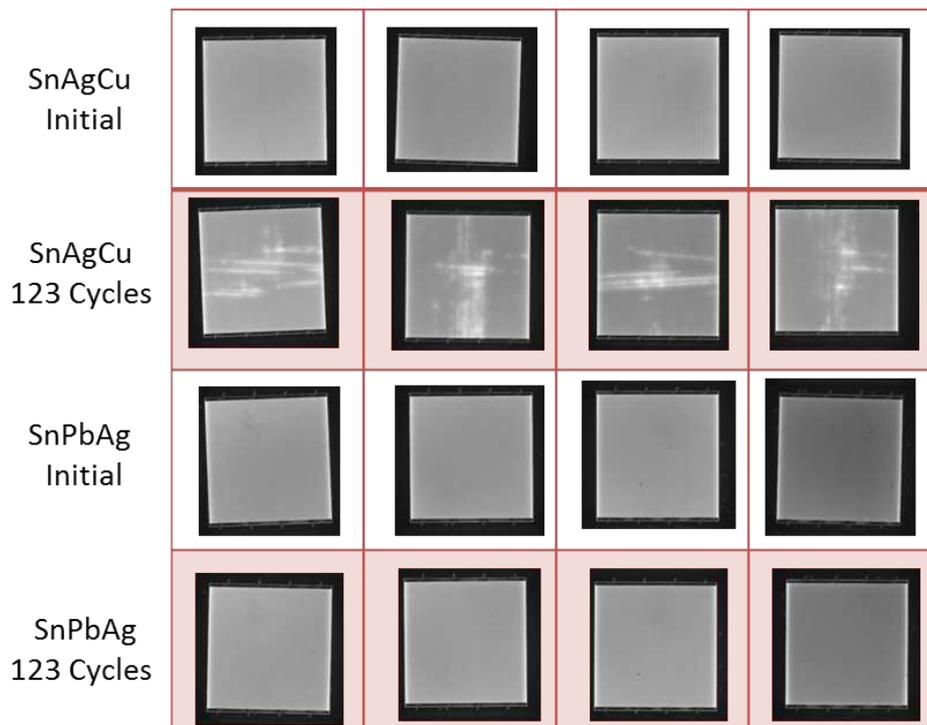


FIGURE III.5 – Illustration des défauts EL obtenus sur les assemblages SMI avec brasure SnAgCu après 123 cycles thermiques. Ces défauts n’apparaissent pas pour les assemblages avec brasures SnPbAg .

d’expansion entre la brasure au cuivre et la face arrière de la cellule, plus importante qu’avec celle de la brasure au plomb.

A certains endroits, ces défauts quittent la forme rectiligne vers une forme plus diffuse. Ce genre de défauts avait été observé au préalable sur des substrats possédant une finition en or (traitement de surface de la plage d’accueil de la cellule). Dans ce cas, le défaut était beaucoup plus marqué que sur les assemblages de la figure III.5. L’observation de ces cellules sur le banc EL-CMJ révèle une forte composante shunt de ces défauts.

Ces observations nous ont conduit à penser à une diffusion de l’espèce métallique cuivre depuis la face arrière de la cellule jusque dans les couches actives ; diffusion activée par la montée en température de la cellule lors de l’essai de TC.

Pour confirmer cette hypothèse, une analyse de la composition chimique de la cellule résolue sur son épaisseur par ToF-SIMS⁷ a été conduite. L’étude porte sur la comparaison des profils obtenus pour une cellule dans une zone où l’émission EL ne présente pas de défaut et pour une zone où se situe le défaut. Un accord de confidentialité entre Emcore et le CEA ne nous autorise pas à divulguer les profils chimiques ainsi obtenus. Nous pouvons néanmoins affirmer qu’aucune différence n’existe entre ces profils chimiques et qu’aucune espèce métallique étrangère à la structure de la cellule n’a été localisée.

Ce résultat ne permet donc pas d’imputer la présence des défauts EL présents sur les assemblages SnAgCu à une origine chimique et renforce l’hypothèse de défauts d’origines thermo-mécaniques.

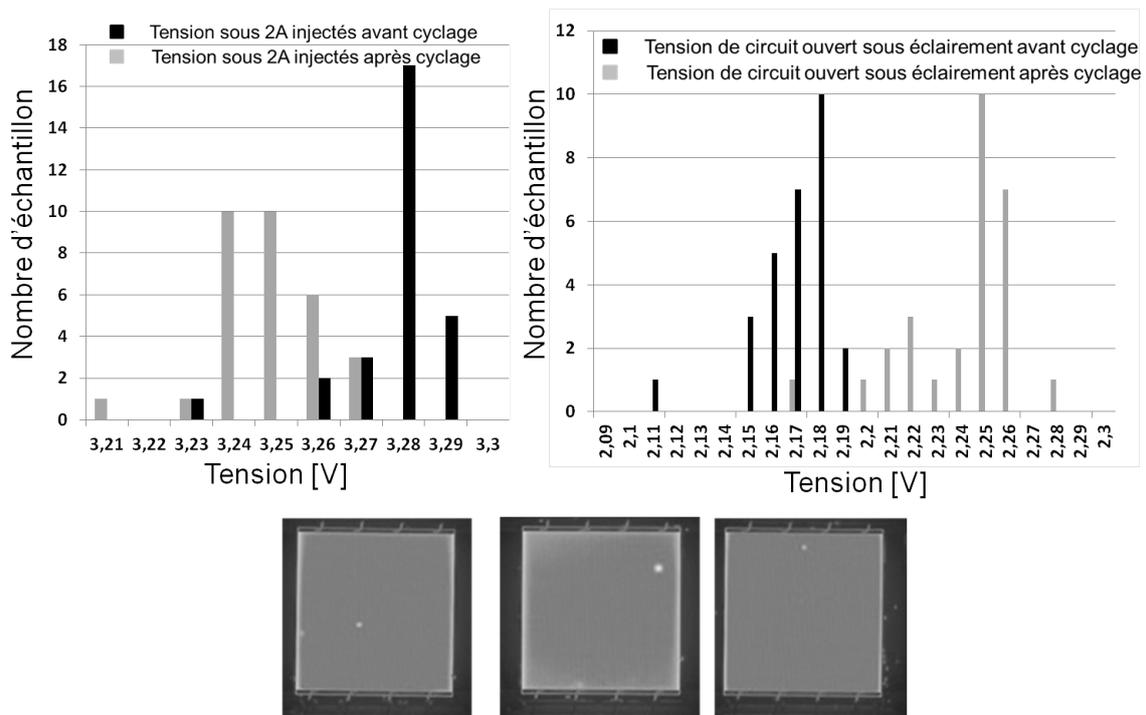
Les mesures DIV avant et après l’essai de TC n’ont pas montré d’évolution des courants de shunt (régime non-radiatif, $n = 2$) au sein des assemblages SnAgCu . Il est important de rappeler que ces mesures ont été faites en présence de diodes by-pass et que, par conséquent, une partie des courants de shunt de la cellule est masquée par le courant de shunt de la diode.

7. De l’anglais *Time of Flight Secondary Ion Mass Spectrometry*

L'alimentation utilisée pour la mesure de ces courbes limitait l'injection à 100 mA. Afin d'apporter plus d'informations sur le comportement de la cellule sous de forts courants, une mesure de tension aux bornes de la cellule pour une injection de courant de 2A a été systématiquement conduite avec une autre alimentation sur tous les assemblages avant et après vieillissement. Les résultats obtenus sont présentés sur la figure III.6 avec les résultats du test fonctionnel.

La distribution des tensions mesurées aux bornes des assemblages pour 2A injectés augmente après l'essai de cycle thermique. Cette tendance concerne tous les assemblages, qu'ils contiennent la brasure SnAgCu ou SnPbAg. Ce résultat montre qu'une tension plus grande doit être appliquée à la cellule pour obtenir la même valeur de courant injecté et pourrait mettre en cause la résistance série de l'assemblage, telle que définie au chapitre précédent.

Sous éclairage, la tension de circuit ouvert aux bornes des assemblages diminue avant et après cyclage. Là encore, cette tendance est commune aux deux types d'assemblages SMI et l'écart avant et après cyclage n'est pas influencé par les types de brasure SnAgCu ou SnPbAg. Cette diminution de la tension de circuit ouvert, bien que mesurée dans des conditions spectrales arbitraires, pourrait être due à l'augmentation des courants de shunts des cellules (i.e. diminution de la R_{SH} de la cellule) [194], masquée par la diode de by-pass en caractérisation DIV.



Assemblages SMI à brasure SnPbAg présentant un défaut initial en EL et une tension sous éclairage faible. De gauche à droite: 1,42V, 1,46V, et 1,32V. Assemblages retirés des essais.

FIGURE III.6 – Haut : Distribution des tensions mesurées aux bornes des assemblages SMI avant et après cyclage sous 2 A injectés et sous un éclairage quelconque reproductible. Bas : Trois assemblages SMI présentant un défaut EL initial et exclus des essais de par leurs faibles tensions sous éclairage.

Une autre observation intéressante permise par le test fonctionnel est la discrimination de récepteurs présentant un défaut initial en EL. Sont représentées sur la partie basse de la figure III.6 trois cellules d'assemblages SMI présentant un défaut initial en EL (ce défaut de type *shunt* sera détaillé dans le

prochain chapitre). Ces assemblages ont présenté des tensions sous éclairage comprises entre 1,32V et 1,46V, bien éloignées du reste de la population étudiée. Ces résultats, bien qu'obtenus pour trois échantillons, semblent indiquer une corrélation entre EL et propriétés électriques sous éclairage. Cependant, les conditions de spectre et d'intensité d'éclairage étant inconnues, l'extrapolation des ces observations à des conditions nominales de fonctionnement ne peut être assurée.

Ces premiers résultats montrent la capacité de l'EL à révéler des défauts invisibles autrement. Les outils utilisés pour la caractérisation des assemblages n'offrent pas assez d'informations pour en comprendre l'origine et des études sur des systèmes plus poussés sont nécessaires (analyse de chacune des jonctions des cellules sur le banc EL-CMJ, mesures des performances en conditions nominales sur le cell-sorter de l'IES, etc.). Il s'agit là d'une des constatations qui a conduit aux travaux présentés dans la suite de ce chapitre.

Quelles que soient les conséquences des défauts apparus sous électroluminescence après cyclage thermique sur les performances des assemblages en conditions nominales, leur simple existence est considérée comme critère de rebut car non-observée sur tous les assemblages DBC Emcore préalablement étudiés. Ainsi, à ce stade de développement, une brasure SnPbAg a été choisie et sera celle utilisée pour les assemblages SMI présentés dans le reste de ce manuscrit.

III.3.2.3 Qualification de la brasure par Tomographie RX

La qualification de la brasure des assemblages SMI a été réalisée pour répondre à deux besoins différents. Sur le site de production, une étude TRX est systématiquement conduite sur les prototypes et réalisée aléatoirement sur les produits finaux ; nous avons donc à faire ici à une démarche industrielle. Pour les besoins des travaux de thèse, une étude TRX a été conduite sur tous les assemblages SMI présentés dans la suite de ce manuscrit, et, comme décrit précédemment, réalisée en sous-traitance. Un des avantages offerts par le sous-traitant est la qualité de ses équipements qui permettent une imagerie plus fine de la brasure.

La figure III.7 montre la distribution de taux de voids des brasures cellules/substrat pour une population de 54 assemblages SMI. Ces assemblages s'inscrivent dans une logique de développement et ne présentent pas la maturité des assemblages DBC obtenue auprès d'Emcore. Ceci se ressent notamment par la grande dispersion des taux de voids, témoignage d'un procédé industriel encore mal maîtrisé.

Bien que certains assemblages atteignent des taux de voids inférieur à 3%, un grand nombre se situe au-dessus de cette valeur, déterminée comme valeur cible par les résultats de TRX obtenus sur les assemblages DBC. L'évolution des taux de voids entre 2% et 12% se traduit principalement par l'apparition de voids relativement importants qui, comme nous le verrons dans le prochain chapitre, ont une influence sur les propriétés électriques de la cellule.

Ces résultats ne reflètent bien entendu pas l'état de l'art des assemblages SMI en cours de fabrication aujourd'hui. La modification des profils de températures ainsi que l'utilisation de fours de refusion à vide ont permis d'atteindre un taux de voids reproductible inférieur à 1%. Ils décrivent cependant les assemblages tels qu'utilisés durant les travaux de thèse.

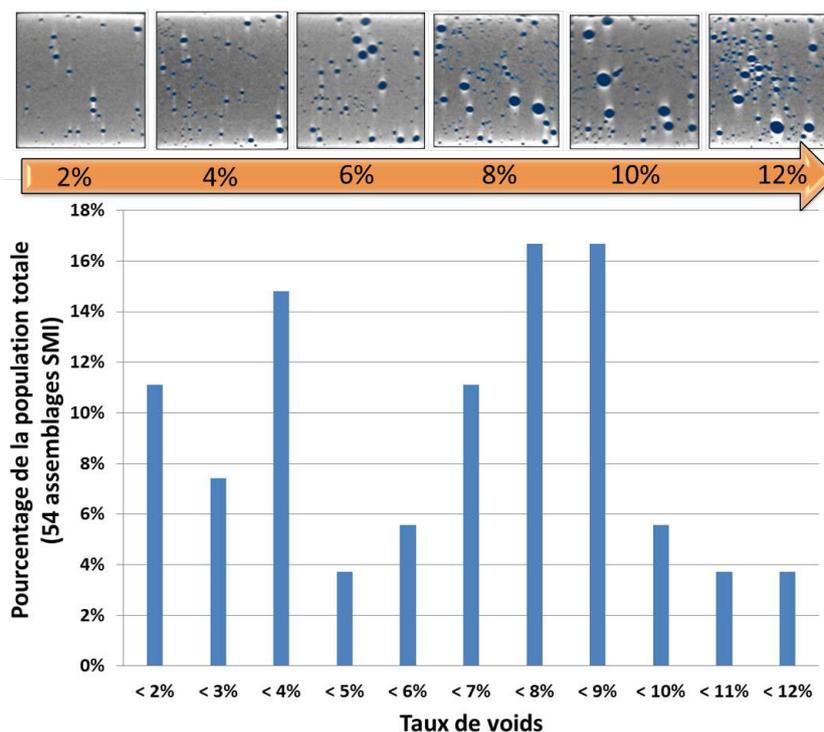


FIGURE III.7 – Distribution des taux de vides des récepteurs SMI sur une gamme de 2-12% pour 54 assemblages caractérisés.

III.3.2.4 Contacts électriques entre le substrat SMI et face avant de la cellule

La contribution de l'auteur sur la thématique du bonding de la face avant de la cellule est restée mineure. Il est néanmoins important de l'évoquer afin d'apporter une description complète des assemblages SMI.

Nous avons vu précédemment le sur-dimensionnement des bondings observé sur les assemblages DBC Emcore. Ceux-ci étaient en mesure de supporter des densités de courant cinq fois supérieures au courant photo-généré sous concentration nominale. Ce sur-dimensionnement avait été mis en évidence par l'injection d'un courant constant dans l'assemblage DBC et la suppression successive de bondings jusqu'à la fusion des bondings en place.

Des essais similaires ont été conduits sur les assemblages SMI et après différentes configurations prenant en compte le nombre de bondings, la forme et la dimension de leurs sections, la nature des matériaux les composants et leur longueurs, une structure fiable a été identifiée. Les bondings reliant la face avant de la cellule au substrat SMI sont donc en aluminium, aux nombres de 8, 4 de chaque coté de la cellule.

Des mesures IV sous concentration des assemblages DBC et SMI sur le cell-sorter de l'IES nous ont permis d'estimer leur résistance série. Il s'avère que les deux systèmes possèdent une valeur de R_s très proche, moyennée à 19 m Ω pour les assemblage SMI contre 16 m Ω pour les assemblages DBC sur une population de 15 assemblages de chaque type. Cet écart de 3m Ω peut néanmoins avoir un impact non-négligeable sur les performances des assemblages SMI à haute concentration. Nous reviendrons dans le prochain chapitre sur la comparaison des performances des deux systèmes.

III.3.2.5 Comparaison de la chaîne thermique des assemblages SMI et DBC

L'étude des propriétés thermiques des assemblages DBC et SMI a été principalement conduite par le LETH et a pour objectif la validation de la chaîne thermique des assemblages SMI par comparaison à celle des assemblages DBC. Dans ce contexte, l'auteur a su apporter une contribution sur les essais de claquage diélectrique ainsi que la caractérisation IR des systèmes.

Dans leur environnement nominal, les assemblages CPV sont montés sur des dissipateurs afin de maintenir la température de la cellule la plus faible possible. La cohésion mécanique entre les assemblages et les dissipateurs est alors assurée par des vis et un composé est inséré entre les deux parties pour favoriser la qualité de l'interface thermique.

Pour les assemblages DBC ce composé est une pâte dont la propriété de conduction thermique est un critère de choix prioritaire. Dans les assemblages SMI, de par la faible isolation électrique apportée en face arrière du substrat par la couche de vernis épargne, la pâte thermique est remplacée par un feuillet thermique choisi selon un compromis entre conductivité thermique et isolation électrique.

L'isolation électrique entre la partie extérieure d'un module et le circuit électrique (i.e. les cellules photovoltaïques) doit satisfaire des critères précisés dans la norme IEC 62108. Ainsi, la définition du feuillet thermique mobilise à elle seule différentes compétences apportées par plusieurs laboratoires et tous les travaux effectués ne peuvent être décrits dans ce manuscrit. Nous nous concentrons ici sur la comparaison des performances thermiques des assemblages DBC et SMI.

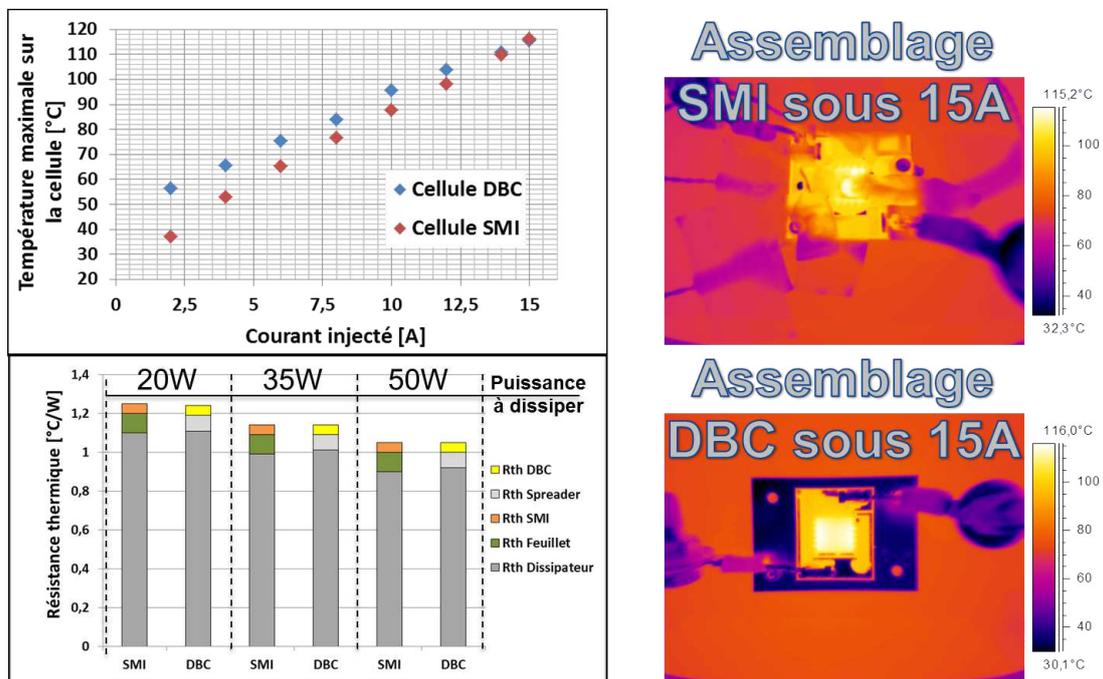


FIGURE III.8 – Comparaison des performances des chaînes thermiques des assemblages DBC et SMI. Haut gauche puis sens horaire : augmentation de la température de la cellule mesurée par IR sur assemblages DBC et SMI indiquant des performances thermiques semblables dans les conditions nominales. Cliché IR des récepteurs SMI et DBC sous 15A injectés. Modélisation des résistances thermiques des assemblages DBC et SMI sous différentes puissances à dissiper.

La figure III.8 montre la température atteinte par une cellule assemblée sur les deux types de sub-

strat DBC et SMI, pour différentes valeurs de courant injecté. Les deux assemblages DBC et SMI utilisés pour cette étude sont fixés sur le dissipateur sans pâte ou feuillet thermique.

Les températures mesurées ont été obtenues par thermographie IR et également par thermocouple sur l'assemblage SMI (seules les données IR sont prises en compte). L'imagerie IR est réglée pour une émissivité du matériau de 0,95, soit celle de l'encapsulant recouvrant la cellule. La lecture de température se retrouve alors faussée pour le spreader de l'assemblage DBC qui possède une émissivité de 0,03. Les deux courbes ont été réalisées en effectuant un profil d'injection de courant croissant pour l'assemblage SMI et décroissant pour l'assemblage DBC dans la gamme de 2-15A.

La différence entre les deux protocoles de mesure vient du décalage temporel des deux essais ; période durant laquelle l'auteur s'est rendu compte de l'hystérésis apporté par une rampe décroissante. La pertinence scientifique de cet essai peut donc être discutée mais les résultats obtenus apportent des réponses à la principale problématique : est-ce que l'assemblage SMI offre des performances thermiques inférieures, égales ou supérieures au DBC, dans les conditions nominales ? Il est à noter que dans les deux cas, plusieurs heures ont été laissées aux systèmes afin de se stabiliser thermiquement.

A mesure que le courant se rapproche des valeurs nominales (environ 12A) les performances thermiques des deux systèmes sont proches et les températures des cellules sont semblables. Ce résultat confirme les approches théoriques réalisées par le LETH qui indiquaient une résistance thermique équivalente des assemblages sous différentes puissances injectées à environ $1,25^{\circ}\text{C}/\text{W}$, $1,14^{\circ}\text{C}/\text{W}$, et $1,04^{\circ}\text{C}/\text{W}$ à respectivement 20W, 35W et 50W de puissance injectée, correspondant à 9A, 12A et 15A injectés.

L'écart de températures entre les assemblages DBC et SMI, à mesure que le courant diminue, semble venir du protocole inadapté de l'application d'une rampe de courant décroissante à l'assemblage DBC. La pente de la droite semble faussée puisque n'atteignant pas la température ambiante (23°C) pour 0A injecté. Ceci peut être dû à un temps de stabilisation trop court entre chaque palier de courant. Cet effet d'hystérésis thermique est peu présent sous de forts courants et permet de comparer les performances thermiques des deux systèmes sous des densités de puissances proches des conditions nominales. Ainsi, tant par l'approche théorique qu'expérimentale, les performances thermiques de deux assemblages sont similaires et montrent que, sans surpasser l'existant, le nouvel assemblage SMI se montre prometteur.

A travers la définition de la nature chimique de la brasure et sa qualification, la connexion électrique de la face avant de la cellule au substrat, ou encore la caractérisation de sa chaîne thermique, nous avons vu les principales étapes du développement d'un assemblage CPV basé sur le substrat SMI. De nombreux autres défis ont dû être relevés pour arriver à un produit mature. Cependant, afin de mener à bien les travaux de thèse, l'auteur s'est détourné de la logique industrielle afin d'effectuer un travail plus approfondi sur l'évaluation de la robustesse des assemblages SMI, tels que définis dans les paragraphes précédents et résumés dans la figure III.9. Ces derniers ne sont pas aussi aboutis qu'ils le devraient, notamment sur leurs différents taux de voids, mais il a été impératif de figer un design pour en étudier la robustesse.

Dans le prochain paragraphe, nous allons voir les études engagées pour déterminer les spécifications environnementales des assemblages CPV dans les modules haute concentration et les stratégies de vieillissement accéléré qui en ont découlé.

ASSEMBLAGE	DBC	SMI
Cellule	CTJ Emcore 10*10 mm ² . Eff. = 37%.	CTJ Emcore 10*10 mm ² . Eff. = 37%.
Substrat	Cuivre 300µm Alumine 300µm Cuivre 300µm Taux de voids <3%	Cuivre 30µm Isolant 25µm Cuivre 3000µm Taux de voids < 12%
Spreader	Cuivre 3000µm Ni électrochimique Taux de voids <10%	Intégré au substrat
Brasure	Brasure métallique inconnue	Brasure métallique SnPbAg
Interface substrat/dissipateur	Pâte thermique	Feuillet thermique

FIGURE III.9 – Récapitulatif des structures DBC et SMI étudiées durant les travaux de thèse

III.4 Stratégies de vieillissement accéléré et spécification environnementale

Comme défini au premier chapitre, le vieillissement accéléré permet de déterminer les conditions de défaillance d'un système. Les essais de vieillissement accéléré sont conduits préalablement à la commercialisation des produits (HALT, essais de qualification) ou après retour d'expérience afin de reproduire un mode de défaillance observé en conditions réelles (ALT). Ce paragraphe présente la démarche de l'auteur sur cette thématique afin de déterminer les faiblesses des assemblages CPV SMI.

Rappelons ce qui a été dit précédemment. Un mode de défaillance est l'effet d'un mécanisme de défaillance. La détermination de la durée de vie d'un système se fait par le mécanisme de défaillance limitant, i.e. survenant le plus tôt dans la vie du module. L'identification de ce mécanisme se fait par le retour d'expérience, ou, pour des technologies plus récentes, par l'état de l'art ou des essais semi-représentatifs accélérés (HALT).

C'est pour déterminer ces mécanismes de défaillance que des modules CPV haute concentration ont été installés en extérieur à la fin de la première année de thèse. Ils étaient alors basés sur des assemblages CPV DBC. Il est vite apparu que les modules et le tracker n'étaient pas assez matures pour offrir un environnement sain à l'étude de fiabilité des assemblages.

En effet, l'humidité pénétrait très facilement dans le module, qui se retrouvait même inondé durant certains épisodes orageux violents. Le tracker en lui-même, prédécesseur du système haute précision présenté en figure II.16, entraînait de fréquents phénomènes de dépointage. Des parties internes du module non conçues pour l'exposition à un flux solaire concentré étaient alors endommagées (cf figure I.4). Ces défaillances précoces n'ont pas permis l'étude du vieillissement sur le long terme et les travaux de thèse se sont réorientés sur les assemblages CPV.

L'impossibilité d'identifier des mécanismes de vieillissement sur le long terme pour les assemblages CPV de nouvelle génération (SMI) nous ferme les portes des ALTs. Sans connaissance des modes de défaillance, il est vain de chercher à les reproduire de façon accélérée. En plus de cette

constatation s'ajoute le contexte d'industrialisation et de mise sur le marché des assemblages SMI ; chose qui ne peut sérieusement se faire qu'après obtention de la certification IEC 62108, qui certes n'offre aucune garantie sur la durée de vie du produit, mais reste le minimum requis par le secteur.

Pour ces raisons, nous nous sommes tournés vers les tests de qualification de la norme IEC 62108 et leur application aux assemblages CPV nus, i.e. non-inclus dans un module. Sur ce point, les essais de qualification peuvent être perçus comme des HALTs car plus sévères (aucune protection apportée par le module). L'état de l'art permet de déterminer les tests d'humidité-gel (HF), de cycle thermique (TC), et de chaleur humide (DH) comme les tests les plus critiques pour un module CPV.

Si les assemblages CPV testés ne présentent aucune dégradation, une grande confiance dans leur robustesse est obtenue. Dans le cas contraire, l'identification des modes et mécanismes de défaillance permettra la correction de leurs points faibles, et augmentera les chances de certification du module avant commercialisation.

III.4.1 Spécifications environnementales

Dans le chapitre II, nous avons vu que les essais de HF, DH et TC peuvent se réaliser selon différents profils de température et d'humidité. Une première information donnée par les mesures IR sous injection de puissance (cf. figure III.9) nous indique que la cellule atteint facilement des températures supérieures à 110°C pour des puissances injectées proches des conditions nominales. Rappelons que ces résultats ont été obtenus sur des systèmes avec les interfaces assemblage CPV/dissipateur sans composé thermique intermédiaire, et donc dégradés.

L'injection de courant (i.e. de puissance) et la photogénération sont deux principes différents. Dans le premier cas, l'échauffement de la cellule est dû aux effets résistifs et aux recombinaisons non radiatives (émission de phonons). Dans la photogénération, l'échauffement de la cellule est principalement provoqué par le flux solaire concentré. Ces deux sources de flux de chaleur étant différentes, il est possible que le comportement thermique de l'assemblage soit différent d'un cas à l'autre.

Ainsi, afin de déterminer les températures maximales atteintes par un assemblage CPV sous flux concentré, un module CPV instrumenté a été développé par le CEA via le LCTA, en collaboration avec l'auteur de ce manuscrit. Baptisé *module S*, sa configuration est décrite dans la suite de ce paragraphe. Nous y verrons également les résultats obtenus, et les différentes défaillances ayant provoqué un arrêt prématuré de cette expérience.

III.4.2 Le module instrumenté ou *module S*

Le module S a été développé pour caractériser l'environnement des assemblages CPV et quantifier les facteurs de stress environnementaux que sont l'humidité, la température, ou encore le vent. Ces informations doivent permettre de définir les paramètres des essais de qualification afin de les rendre pertinents par rapport aux conditions nominales.

III.4.2.1 Conception du module

Le module S a été entièrement conçu au CEA. Il se compose de 6 assemblages CPV DBC équipés de cellule triple-jonction Emcore, et vissés sur des dissipateurs après application de la pâte thermique à cet interface. Ces sous-ensembles sont ensuite montés dans un module haute concentration muni d'un parquet de lentilles primaires constitués de 6 lentilles de Fresnel de 32*32cm permettant d'atteindre un facteur de concentration géométrique de 1000X.

Illustré sur la figure III.10, ce module possède des trappes latérales afin de faciliter l'accès aux assemblages. La connexion électrique des différents assemblages est flexible et permet d'accéder aux propriétés électriques de chacun des éléments.

La cartographie des températures à l'intérieur du module est assurée par 48 thermocouples. Parmi ceux-ci, 12 sont répartis en différents endroits du modules et 6 sont placés sur chaque assemblage comme montré sur la figure III.10. Ici, les thermocouples sont placés à raison de 1 sur l'optique secondaire, 2 au niveau du DBC, 1 introduit dans le spreader sous la cellule, et 2 sur le dissipateur, dans sa masse et sur une ailette.

Sont également présents à l'intérieur du module 2 capteurs d'humidité afin de mesurer la capacité du module à évacuer cette dernière (rappelons qu'un module CPV hermétique n'existe pas). Un capteur de pression quantifie lui aussi la respirabilité du module qui, si efficace, ne créera pas de surpression dans le module. Enfin, sur un des 6 sous-ensembles, 5 anémomètres sont placés au niveau des ailettes du dissipateur afin de pouvoir corrélérer les performances thermiques du modules avec la vitesse des vents présents sur le site d'exposition. Précisons également que des capteurs de déformation ont été incorporés dans le module, au niveau des substrats DBC, mais qu'ils ont été endommagés lors de l'installation du module S sur le tracker et ne sont donc pas représentés sur la figure III.10.

Tous ces capteurs nécessitent un nombre de voies de mesures conséquent qui fait de cette expérience un travail important et fastidieux. A cause des incidents rencontrés lors de l'exploitation du module S, les résultats n'ont pas été à la hauteur des efforts fournis, mais ont su apporter des informations précieuses sur l'environnement direct des assemblages CPV.

Le module S ainsi défini est installé sur un tracker comme montré sur la figure III.10, situé sur un site distant (sud de la France) du laboratoire d'accueil. Le tronçon de câble conséquent est alors fixé sur le tracker et relié à une station d'acquisition automatique. Les données extérieures (irradiance, température ambiante, humidité, etc.) au système sont enregistrées par une station météorologique située sur le site d'exposition.

L'expérience est prête et lancée au mois d'octobre 2011. Durant deux semaines, les données s'accumulent sans encombre jusqu'à un épisode orageux violent qui remplira le module d'eau, notamment par les trappes et le joint du parquet de lentilles. Durant cet orage, le tronçon de câble s'est détaché de l'armature du tracker pour finir dans les roues dentées du système d'entraînement, provoquant ainsi son sectionnement. Lors de cet incident, le tracker lui-même a été définitivement détérioré.

Ces défaillances réunies ainsi que l'éloignement du site d'installation ont provoqué la fin prématurée de l'expérience *module S*. Néanmoins, durant les semaines de fonctionnement, de nombreuses données apportant des éléments de réponse aux questions fondatrices de cette expérience ont été acquises.

Avant de présenter ces résultats, l'auteur tient à signaler la difficulté qu'apporte un système en mouvement. Malgré toutes nos précautions, nous n'avons pas pu anticiper le sectionnement du câble suite

à son détachement. Un obstacle sur la course du tracker, ou des câbles électriques trop courts (ou trop longs), peuvent être la source de dégâts physiques, parfois conséquents, sur le tracker. Ces objets sont certes d'une précision redoutable, mais ils ne sont pas encore équipés de capteur d'effort, et continueront leurs courses en présence d'obstacle, ne s'arrêtant bien souvent qu'après la rupture physique d'un composant primaire (vérin, voile, roues dentées, etc.).

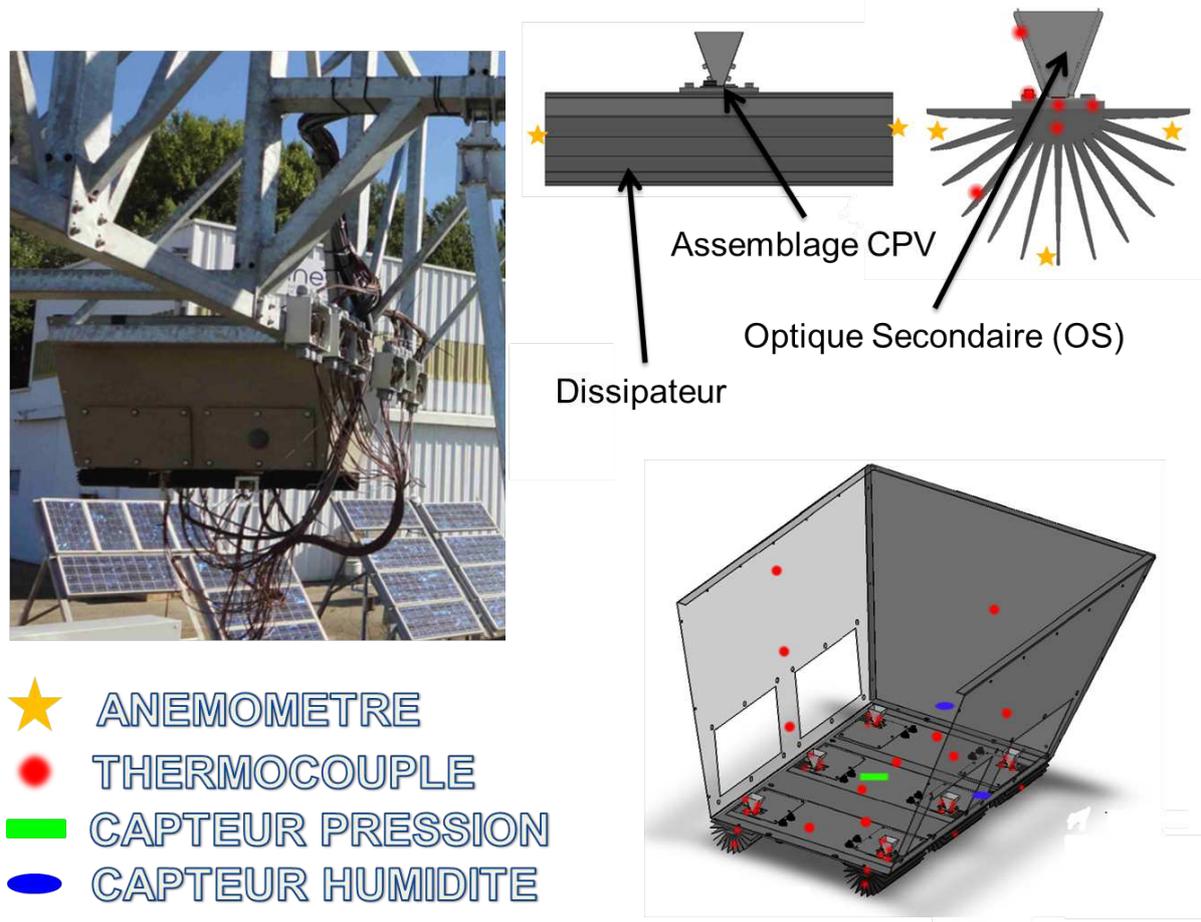


FIGURE III.10 – Module S monté sur tracker et emplacement des différents capteurs à l'intérieur du module et sur les différents assemblages. Un seul sous-ensemble est équipé d'anémomètres.

III.4.2.2 Détermination des conditions nominales de température et d'humidité

Le module S constitue une tentative de caractérisation de l'environnement des assemblages CPV. Les données expérimentales obtenues servent à alimenter différents modèles de productible, de management thermique ou encore d'optique des modules CPV hautes concentrations.

Pour les travaux de thèse, le module S doit aider à la définition des profils de température et d'humidité que subit un assemblage CPV dans des applications sous haute concentration. Ces profils serviront de base pour la spécification des conditions d'essais de qualification TC, DH et HF.

La figure III.11 montre les résultats obtenus sur une journée très ensoleillée comme en témoigne la mesure du DNI sur la figure III.11-1. Les relevés de température par les thermocouples (ThC) sont identifiés par ThC-X-Y où X correspond au numéro d'assemblage (compris entre 1 et 6) et Y au numéro

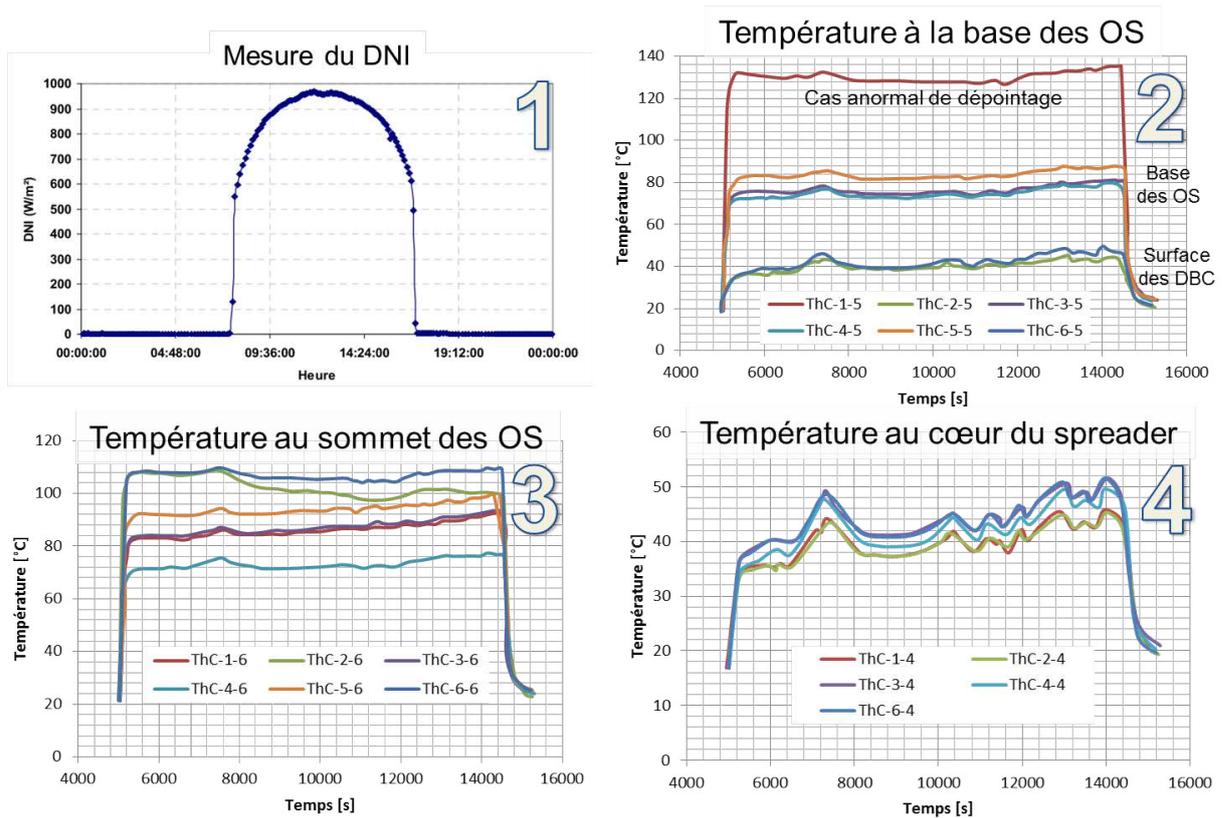


FIGURE III.11 – Résultats du *module S*. 1) Mesure du DNI pour la journée considérée. 2) Température à la base des OS et à la surface des DBC avec un cas anormal dû à un dépointage. 3) Température au sommet des OS. 4) Température au cœur du spreader. Les notations ThC-X-Y renvoi à X numéro d'assemblage ($1 < X < 6$) et Y numéro de thermocouple ($1 < Y < 6$)

de thermocouple (compris entre 1 et 6). Les courbes de température données sur la figure III.11 ont été acquises entre 11 :30 et 14 :00, période durant laquelle le DNI est à son maximum. Durant les derniers préparatifs, le module est couvert puis, une fois le tracker aligné, le cache est enlevé créant ainsi une très forte montée en température.

Les thermocouples ThC-X-5, dont les mesures sont reportées sur la figure III.11-2, sont situés à la base de l'optique secondaire des assemblages 1, 3, 4, et 5 et sur le DBC des assemblages 2 et 6. Les températures mesurées au niveaux des DBC sont nettement plus faibles (max. 55 $^{\circ}C$) que celles aux pieds des OS avec une température record de 135 $^{\circ}C$ mesurée sur l'assemblage 1. Une telle température ne peut être due qu'au désalignement du tracker ayant entraîné une focalisation du flux solaire sur la base de l'OS, à l'aplomb du thermocouple. Les ThC-3-5, ThC-4-5 et ThC-5-5 sont quant à eux dans une fenêtre de 10 $^{\circ}C$, centrée sur 75 $^{\circ}C$ environ.

Sur la figure III.11-3 sont présentées les températures mesurées par les ThC-X-6 situés au sommet des OS de chacun des sous-ensembles. Une grande dispersion est présente de par l'emplacement des ThC qui n'est pas exactement le même. Le mauvais alignement des OS et des optiques primaires fait également varier la température maximale que les OS peuvent atteindre. Le maximum de température est alors obtenu sur l'assemblage 4 avec 110 $^{\circ}C$ en moyenne.

Les profils de températures reportés sur la figure III.11-4 montrent les températures mesurées par les ThC-X-4 localisés à l'intérieur du spreader, sous la cellule. Le thermocouple de l'assemblage 5 a été endommagé et n'est pas présent. Ici, la dispersion est plus faible que pour les autres relevés de tem-

pérature avec un maximum mesuré à 52°C. Cette température reste sous-estimée car les thermocouples sont insérés dans le spreader sans pâte thermique.

Les données des thermocouples d'ambiance ainsi que des capteurs de la station météorologique indiquent une température maximale de 32°C le jour de la mesure pour une température moyenne de 12°C. Les températures dans le fond du module varient entre 26-30°C comme pour ses parois. La température maximale mesurée au niveau du parquet de lentilles de Fresnel est de 26°C. Les parois du module sont donc proche de la température ambiante.

La figure III.12 présente le profil de température extérieure au module sur le site d'exposition durant cinq jours. La première montée en température correspond au début de la journée considérée sur la figure III.11. Le profil d'humidité interne au module est également montré sur la figure III.12 ainsi que la pression y régnant.

Sans surprise, l'humidité pénètre et s'accumule dans le module durant la nuit atteignant 85%, période durant laquelle la température ambiante est basse et la pression interne du module redescend vers la pression atmosphérique. Lorsque le soleil se lève, la température ambiante augmente (i.e. celle du module), l'humidité est évacuée du module et celui-ci entre en surpression ; surpression qui tend à diminuer au fil des jours d'exposition.

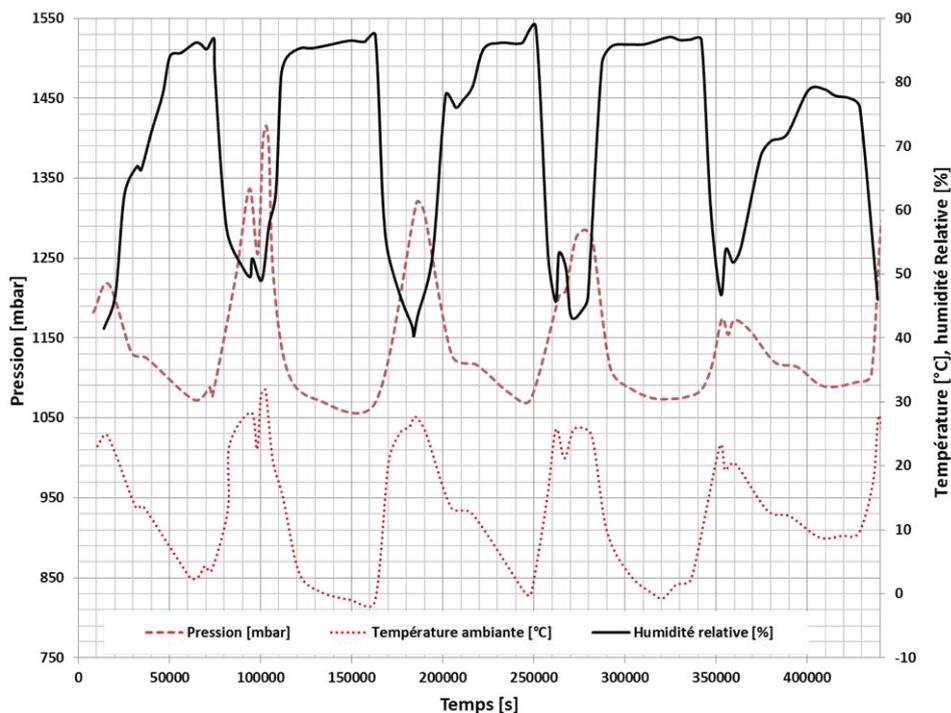


FIGURE III.12 – Profil d'humidité et de pression à l'intérieur du module et profil de température extérieure sur cinq jours de mesure.

La défaillance précoce du module S, notamment l'intrusion d'eau liquide, n'est pas un échec total mais survient à un stade avancé des travaux de thèse et renforce le choix de ne travailler que sur les assemblages CPV. Le manque de maturité des modules et le manque de recul scientifique sur les assemblages CPV SMI ont poussé l'auteur à s'orienter vers des essais de qualification comme méthode de vieillissement accéléré ; choix également conditionné par la nécessité d'obtention de la certification IEC 62108 pour leur commercialisation.

III.4.2.3 Définition des essais de qualification par la spécification environnementale

La courte durée d'utilisation du module S n'aura pas permis de remplir tous les objectifs définis lors de sa conception. Néanmoins, cette expérience aide à définir les spécifications des essais de qualification mis en place dans la suite des travaux de thèse.

Comme dit précédemment, la température ambiante moyenne de la journée de mesure est de 12°C. Sous les latitudes où les systèmes CPV sont censés être exploités, comme l'Afrique du Nord, la température ambiante moyenne atteint 35°C en été avec des pics de chaleur supérieur à 45°C. Grâce aux résultats du *module S*, nous pouvons prévoir les températures de fonctionnement des assemblages dans ces conditions.

En se plaçant dans les pires conditions d'utilisation, soit une température ambiante d'au moins 45°C et en considérant que les mesures de température obtenues sur le *module S* sont légèrement sous-estimées⁸, des températures proches de 100°C peuvent facilement être obtenues à la base des OS.

Cette projection, accompagnée de la mesure de températures supérieures à 110°C au sommet des OS, et à la base des OS en cas de dépointage, nous ont poussé vers l'option TCA-1 de l'essai de cycle thermique (TC) de la norme IEC 62108. Dans cette option, la température maximale imposée à la cellule est de 110°C, et la température minimale de -40°C. Si les assemblages CPV, soumis à ce profil d'essai, ne présentent pas de défaillances cataclysmiques, ils seront alors jugés comme acceptables et pourront être commercialisés.

Par un raisonnement similaire nous choisissons l'option la plus dure en terme de température pour l'essai d'humidité-gel (HF). C'est donc l'option HFC-1 de l'essai d'humidité-gel de la norme IEC 62108 qui est retenue. Dans cette option, les assemblages CPV sont soumis à des cycles de températures compris entre -40°C et +85°C. Le taux d'humidité imposé à 85% lorsque la température de l'assemblage est supérieure à 0°C est cohérente avec les mesures d'humidité du *module S*.

Le taux d'humidité de 85% n'est cependant jamais rencontré pour des températures, à l'intérieur du module, supérieures à 15°C. Nous nous plaçons une fois de plus dans le pire cas pour choisir parmi les options de l'essai de chaleur humide (DH) qui imposent une température de 65°C ou 85°C pour un taux d'humidité de 85%.

Nous avons déjà abordé les problèmes d'étanchéité des modules CPV. Ils n'est pas rare d'observer de la condensation à l'intérieur du module, sur le parquet de lentilles en général. Si les événements, chargés de faire évacuer cette condensation, se retrouvent bouchés ou fonctionnent mal, l'humidité s'accumulera indéfiniment à l'intérieur du module. Il sera donc possible, dans ce pire cas, d'observer une humidité supérieure à 85% lorsque le module sera en plein soleil et que la température des assemblages sera élevée.

Dans cette hypothèse, nous définissons l'essai de chaleur humide de la norme IEC 62108 avec une température constante de 85°C et une humidité relative de 85%.

En résumé, parmi les options préconisées par la norme IEC 62108, et de par les résultats de l'expé-

8. Les thermocouples ne sont pas toujours en parfait contact thermique avec les surfaces d'intérêt

rience *module S*, les essais de TC, HF et DH ont été définis comme suit :

- *Cycle thermique (TC)* : option TCA-1. 500 cycles en température entre -40°C et $+110^{\circ}\text{C}$ avec injection de courant à $1,25 I_{SC}$ lorsque la température de la cellule est supérieure à 25°C . La fréquence des cycles est de 18 par jour (80 minutes par cycles).
- *Humidité-gel (HF)* : option HFC-1. 20 cycles en température entre -40°C et $+85^{\circ}\text{C}$ avec humidité relative contrôlée à 85% lorsque la température de la cellule est supérieure à 0°C , sans application de courant. Un cycle dure 24 heures.
- *Chaleur humide (DH)* : par défaut. 1000 heures de maintien à 85°C sous une humidité relative de 85%.

III.4.3 Cycle Thermique (TC) et injection de courant

Contrairement aux essais DH et HF, le TC nécessite l'injection d'un courant dans l'assemblage CPV lorsque la température de la cellule est supérieure à 25°C ; et ceci afin de représenter le courant photo-généré dans les conditions nominales. Afin de s'assurer du bon dimensionnement des contacts électriques (bondings, câbles, etc.), la norme IEC 62108 précise une injection de 1,25 fois le courant de court-circuit du module (I_{SC}) mesuré dans les conditions nominales.

III.4.3.1 Valeur du courant injecté

Comme les essais de vieillissement accéléré ont été conçus avant la finalisation de module CPV complet, la valeur du courant à injecter a dû être déterminée sans avoir de retour d'expérience probant sur le terrain. Nous nous sommes alors basés sur la fiche technique des cellules triples-jonctions Emcore qui précise un courant de court-circuit de 13,5A sous une irradiance de $100\text{W}/\text{cm}^2$ au niveau de la cellule (soit une concentration de 1000 soleils à $1000\text{W}/\text{m}^2$ par soleil, sans pertes dans la chaîne optique).

Bien que les modules soient dimensionnés pour atteindre une telle irradiance (lentille de Fresnel $32*32\text{cm}^2$ et cellule $1*1\text{cm}^2$), les différentes pertes optiques entraînent une concentration effective inférieure. Celle-ci a été estimée autour de 800 soleils, sur les cellules, par des simulations conduites au LTS. Ajoutons à cela que les systèmes CPV, quels qu'ils soient, ont pour finalité d'être installés sur des sites où l'irradiance directe (DNI) est importante. Le marché visé par les entreprises européennes serait la ceinture méditerranéenne avec par exemple l'Afrique du Nord, le sud de l'Espagne ou encore les déserts d'Amérique du Nord.

L'irradiance directe dans ces zones géographiques peut atteindre $1100\text{W}/\text{m}^2$. Ce qui conduit à une irradiance au niveau de la cellule estimée à $88\text{W}/\text{cm}^2$. En utilisant la loi de linéarité entre le courant de court-circuit et l'irradiance, un I_{SC} de 11,9A est obtenu. Nous obtenons ainsi une valeur de courant à injecter lors de l'essai de TC de $1,25 \times 11,9 \approx 15\text{A}$.

Les modules en cours de développement atteignent aujourd'hui des courants de courts-circuits de 12A sous des latitudes à faible DNI (Chambéry, France) notamment grâce au progrès effectués sur les optiques.

III.4.3.2 Banc d'injection de courant (BIC) pour l'essai de TC

La norme IEC 62108 précise une injection de courant lorsque « la température de la cellule est supérieure à 25°C ». Nous n'entrerons pas dans les difficultés techniques introduites par cette phrase. Les organismes de certification n'ont généralement pas le droit d'introduire des capteurs au sein du module pour accéder aux cellules, tant pour des raisons de secret industriel que le risque d'introduire des points faibles non-imputables au design du module. Ce problème ne nous concerne cependant pas dans la mesure où nous travaillons sur des assemblages nus, rendant facile l'accès à la cellule.

La conduite d'essais de TC ne peut donc se faire qu'avec un système actif d'injection de courant, asservi par la température de la cellule, et dont le développement, détaillé dans la suite de ce paragraphe, a constitué un travail à part entière.

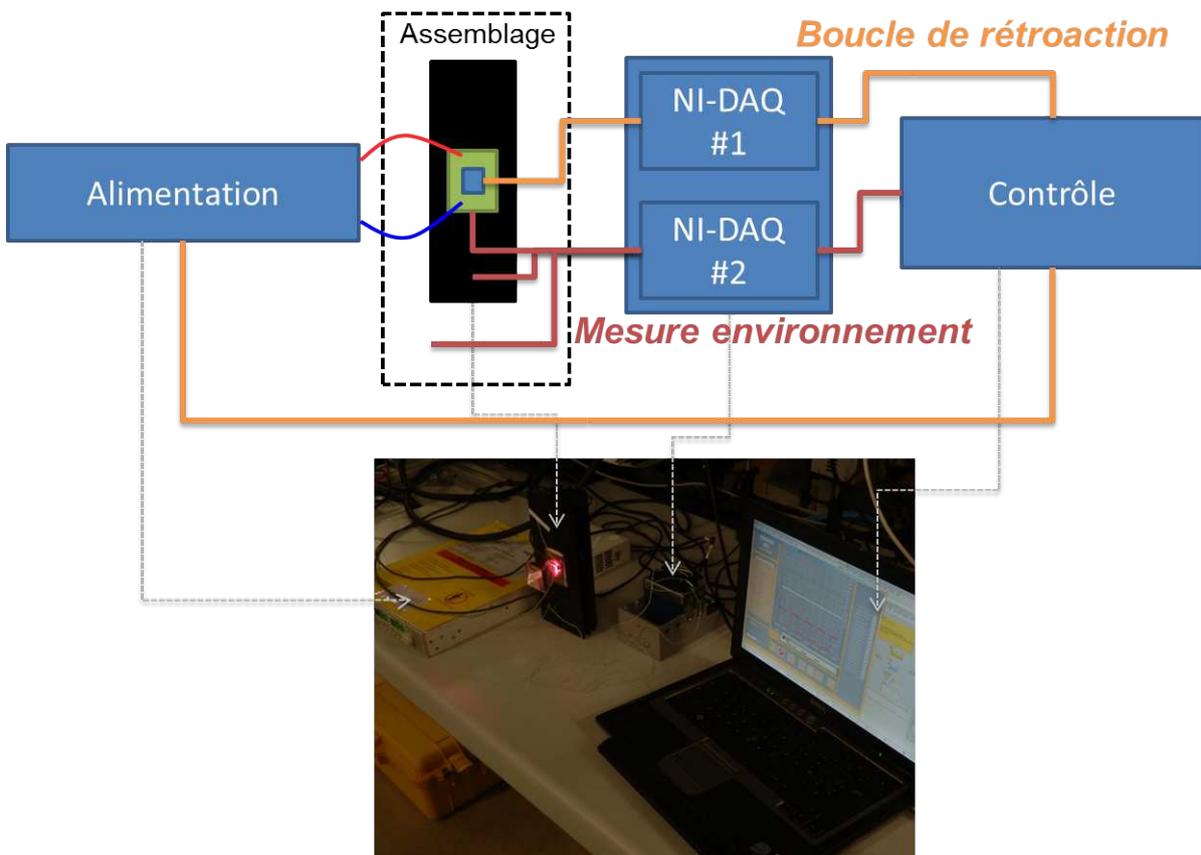


FIGURE III.13 – Banc d'injection de courant pour l'essai de Cycle Thermique.

Le développement d'un banc d'injection de courant (BIC) a débuté au LCTA et s'est concrétisé pour les besoins des travaux de thèse. Il a été réalisé en partenariat avec la société Solutest, experte en bancs de mesures automatiques. La contribution de l'auteur sur le débogage par le retour d'expérience a permis d'aboutir à un système fonctionnel. La figure III.13 montre une photographie du BIC ainsi que son schéma de principe.

Le BIC se compose de trois éléments principaux que sont l'alimentation, les boîtiers d'acquisition NI-DAQ et le contrôleur. L'alimentation est pilotée par le contrôleur, elle est asservie sur un thermocouple qui mesure en permanence la température de la cellule. Lorsque celle-ci est supérieure à 25°C, l'alimentation est déclenchée et l'injection de courant débute. La durée des cycles en courant est réglable dans le logiciel de contrôle, basé sur LabVIEW, et se doit de respecter les conditions décrites dans le premier

chapitre. Dès que la température de la cellule passe en dessous de 25°C, l'alimentation est coupée et la température de l'assemblage est déterminée par la température de consigne de l'enceinte climatique (non représentée sur la figure III.13). Le boîtier NI-DAQ # 1 transfère les mesures du thermocouple de référence au contrôle qui transmet les ordres de commutations à l'alimentation, formant ainsi la boucle de rétroaction.

Le boîtier NI-DAQ # 2 peut mesurer jusqu'à 15 thermocouples d'ambiance qui peuvent être placés sur d'autres assemblages ou en différents points de la chambre climatique. Il permet donc la mesure de l'environnement et n'a aucune interaction avec la boucle de rétroaction.



FIGURE III.14 – Version finale de l'interface homme-machine du BIC.

La figure III.14 présente l'interface de contrôle. Elle comprend une fenêtre d'affichage des mesures des thermocouples d'ambiance et de référence en temps réel. Les paramètres de l'essai sont réglables dans la section « paramètres de test ». $t1$ et $t3$ sont respectivement les temps des rampes ascendantes et descendantes lors des cycles de courant. Une commutation directe de 0A à 15A peut entraîner un dépassement de consigne de quelques ampères pendant un temps très bref, susceptible de détruire les cellules (phénomène d'*overshoot*). En jouant sur les temps $t1$ et $t3$, le courant injecté atteint sa valeur de consigne progressivement. Ce temps de montée (et de descente) en courant est réglé par défaut à 5 secondes.

Les temps $t2$ et $t4$ sont respectivement le temps de maintien au courant de consigne et le temps de coupure de l'alimentation durant les cycles de courant. A raison de 10 cycles de courant pour un cycle de température de 80 minutes, les temps $t2$ et $t4$ seront égaux et fixés à 240 secondes.

Le paramètre *Delta* détermine le temps entre chaque boucle de mesure. Une boucle se décompose par la mesure de la température du thermocouple de référence, des thermocouples d'ambiance, de la tension appliquée par l'alimentation et du courant injecté. Plus le nombre de thermocouples d'ambiance est important, plus *Delta* devra être grand.

Piloté par un ordinateur dédié, le BIC est complètement indépendant et peut s'adapter sur n'importe

quel modèle d'enceinte climatique. Dans sa configuration matérielle, le BIC peut permettre la conduite d'essais de TC sur 25 assemblages connectés en série.

Nous avons vu les différents types d'assemblages CPV, de l'état de l'art avec l'assemblage DBC à un design innovant avec l'assemblage SMI. La mesure des spécifications environnementales a permis de définir les options des essais de qualification. Nous allons maintenant voir les protocoles d'essais de vieillissement accéléré mis en place pour étudier la fiabilité des assemblages DBC et SMI.

III.4.4 Protocole d'essai de vieillissement accéléré

Les essais de fiabilité conduits sur le site de production, dont un exemple a été donné au paragraphe III.3.2.2, ont pour but de valider un design ou un choix technique. Si des défaillances apparaissent, le design sera abandonné ou corrigé si le mécanisme de défaillance est identifié. La recherche de ce mécanisme, consumériste en temps et en moyens, n'est cependant pas la priorité de l'industriel, qui ne tiendra compte que du mode de défaillance. Ainsi, pour développer cette thématique, des essais de qualification ont été conduits dans le laboratoire d'accueil.

III.4.4.1 Comparaison du comportement des assemblages DBC et SMI lors d'essais de qualification

Sans recul sur les assemblages SMI, il est difficile de concevoir un protocole d'essais susceptible de révéler un mode de défaillance. Ainsi, la première campagne de tests repose sur la comparaison du comportement des assemblages DBC et SMI face à différents essais de vieillissement accéléré. Les assemblages DBC sont alors pris comme références et les assemblages SMI comme « challengers ». Si le comportement des deux systèmes est identique, un bon niveau de confiance sera donné dans le design des assemblages SMI. En revanche, si les comportements diffèrent, il faut en identifier les causes afin d'effectuer les actions correctrices nécessaires.

La première campagne d'essais s'effectue sur 15 assemblages DBC et 15 assemblages SMI tels que présentés au début de ce chapitre et résumés sur la figure III.9. Ces assemblages sont pris au hasard sur une même série de production comprenant respectivement 100 assemblages DBC et 260 assemblages SMI. La figure III.15 présente le protocole de vieillissement accéléré retenu pour cette étude.

Les assemblages sont caractérisés initialement par les méthodes décrites au précédent chapitre, à savoir : caractéristique courant-tension (DIV et LIV), mesure d'efficacité quantique externe par la réponse spectrale (EQE), électroluminescence spatiale et spectrale (EL), tomographie RX (TRX) et inspection visuelle. Tous les résultats de cette étape de caractérisation constituent le T_0 des échantillons. Des assemblages sont sélectionnés parmi les échantillons et assurent le rôle de témoins (3 SMI et 3 DBC) ; ils ne seront soumis à aucun test de vieillissement et serviront de calibration aux outils de mesure à chaque étape de caractérisation.

Les deux essais retenus dans cette première campagne de tests sont les essais d'humidité-gel (HF) et de cycle thermique (TC). Tous deux ont été décrits précédemment. Pour ces essais, nous nous limitons à la durée préconisée par la norme IEC 62108, soit 20 cycles HF et 500 cycles TC. Deux échantillons de chaque type sont retirés à différents stades des essais et sont stockés. Il s'agit donc de prise sans remise.

Ce principe a été choisi en vue d'une mise en module de ces assemblages afin d'observer l'impact sur les performances en conditions réelles d'un pré-conditionnement par vieillissement accéléré.

Les résultats de cette expérience seront présentés dans le prochain chapitre. Pendant son déroulement, plusieurs dizaines d'assemblages SMI ont été alloués aux travaux de thèse. Il a été décidé de conduire une deuxième campagne de test dédiée aux assemblages SMI, avec cette fois-ci un nombre conséquent d'échantillons (plus de 60) qui permet d'éviter les cas isolés.

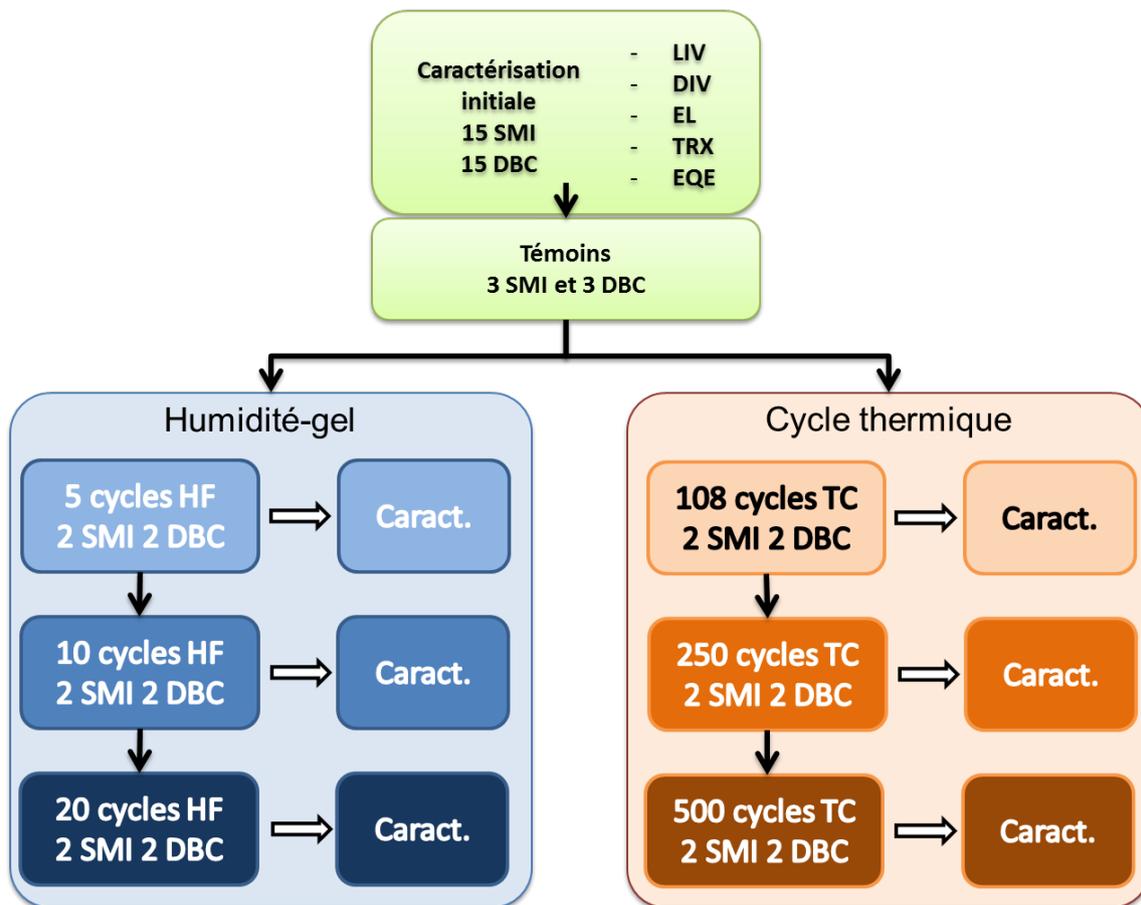


FIGURE III.15 – Protocole d'essai de vieillissement accéléré basé sur la comparaison de 15 assemblages DBC et 15 assemblages SMI. 2 assemblages de chaque type sont retirés à différents stades de vieillissement.

III.4.4.2 Essai de vieillissement accéléré sur 60 assemblages SMI

Une des faiblesses de la première campagne de mesure est le nombre restreint d'échantillons. Sur cette deuxième série de tests, 60 assemblages SMI ont été caractérisés initialement avant leur attribution dans différents tests de vieillissement accéléré comme décrit sur la figure III.16. Le but de l'expérience étant de confirmer les résultats obtenus lors de la première campagne en augmentant le nombre d'échantillons pour avoir une statistique représentative et éviter le risque de cas isolés.

Dans cette expérience, l'analyse par réponse spectrale a été abandonnée et l'essai d'humidité-gel a été remplacé par l'essai de chaleur humide (DH). Un autre essai est également prévu et consiste à placer les assemblages sous une température constante de 120°C.

Pour l'essai de cycle thermique, deux stratégies de contrôle sont mises en place. Une stratégie de prises sans remise où 5 assemblages SMI sont retirés de l'essai à différents stades de vieillissement puis stockés, et une stratégie de prise avec remise où 8 assemblages SMI sont caractérisés puis remis dans l'essai afin de suivre leur évolution au cours du vieillissement.

La figure III.16 présente l'idée originale du plan d'expérience. Nous verrons dans le prochain chapitre que des incidents sont survenus au cours de l'essai de TC et ont entraîné une réorganisation des assemblages avec notamment la suppression de l'essai à 120°C.

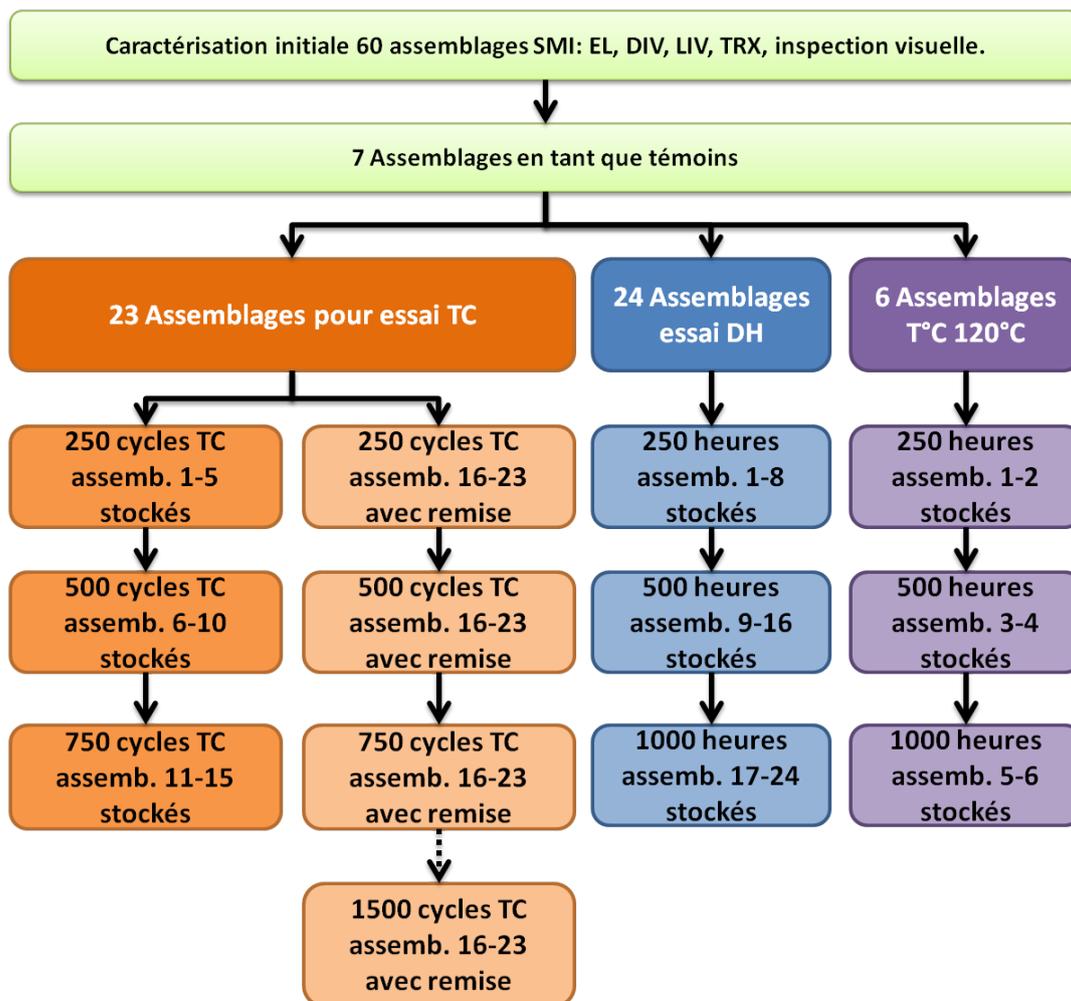


FIGURE III.16 – Protocole d'essai original pour l'étude de la fiabilité de 60 assemblages SMI.

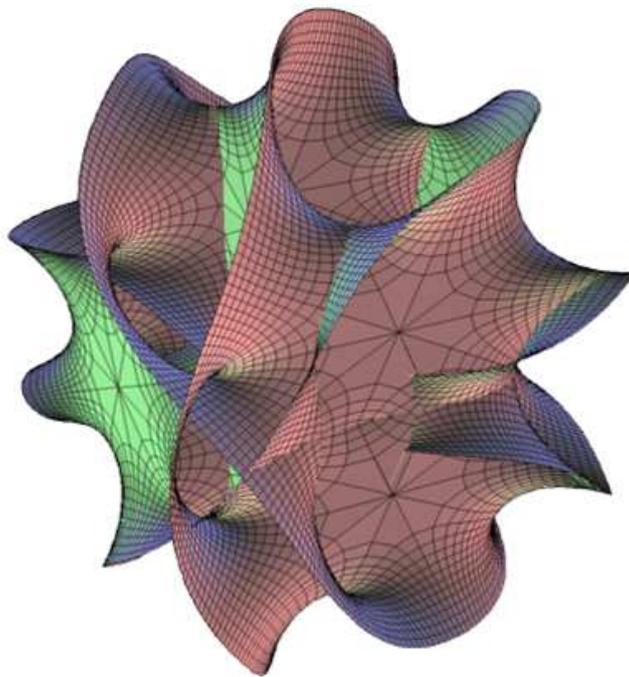
III.5 Conclusion

Les assemblages CPV DBC et SMI ont été présentés et les protocoles de vieillissement accéléré ont été définis sur la base des mesures de spécification environnementale. Avec des températures de 110°C mesurées par le *module S*, et de par les résultats des essais d'injection de courant, l'option TCA-1, avec une gamme de température comprise entre -40°C et +110°C, a été retenue pour l'essai de qualification de cycle thermique. Sur ces mêmes résultats, l'option HFC-1 a été choisie pour les essais d'humidité-gel. L'essai de chaleur humide est défini pour 85°C sous 85% d'humidité pendant 1000 heures.

Les difficultés rencontrées sur le module S sont les mêmes que celles présentées dans le premier chapitre et nous ont fait définitivement abandonner l'idée de travailler sur des modules complets. Les protocoles présentés portent donc sur des assemblages nus et défendent deux idées maitresses : la comparaison d'un assemblage innovant avec l'état de l'art (SMI vs DBC) et la confirmation des résultats obtenus sur une population statistique d'assemblage SMI permettant d'éviter les cas isolés.

Dans le prochain chapitre, nous allons voir les résultats de ces protocoles expérimentaux. Nous commencerons par présenter un catalogue de défauts en électroluminescence et leur impact sur les paramètres électriques des cellules. Nous aborderons les corrélations entre la tomographie RX et l'électroluminescence qui ont conduit à la création d'une nouvelle méthode de caractérisation de taux de voids, concrétisée par le dépôt d'un brevet. Enfin, nous concluons sur la fiabilité des assemblages SMI (en comparaison à ceux utilisant la technologie DBC) et proposerons les pistes à étudier pour la poursuite de ces travaux dans le cadre de futures études.

RÉSULTATS



Ab esse ad posse valet, a posse ad esse non valet consequentia

L'état de l'art des modes de défaillance des technologies photovoltaïques permet d'introduire les différentes techniques de caractérisation utilisées dans ce domaine. L'électroluminescence, les caractéristiques IV, la réponse spectrale ou encore la tomographie par rayons-X sont autant de techniques utilisées, voire améliorées, durant ces travaux de thèse. Le suivi du vieillissement des assemblages CPV est donc basé sur l'interprétation de ces mesures.

Sur ce sujet, les compétences du laboratoire d'accueil étaient très réduites. Il a donc fallu collaborer avec d'autres organismes pour s'approprier les différents outils susnommés. De l'interprétation des caractéristiques IV avec l'IES ou le NREL, jusqu'à la confrontation de cliché d'EL avec Emcore et d'autres fabricants, l'acquisition d'une connaissance propre au laboratoire d'accueil et la création d'une nouvelle expertise sont des apports fondamentaux des travaux présentés dans ce manuscrit.

Ce chapitre regroupe les principaux résultats de caractérisation d'assemblages CPV ainsi que leur interprétation. Une grande partie du chapitre est dédiée à l'électroluminescence et à la constitution d'un catalogue de défauts. Les tentatives de corrélation entre ces défauts et les caractéristiques IV des cellules, ainsi que d'autres mesures, seront présentées. La conduite de travaux sur cette thématique a permis la création d'une nouvelle technique d'imagerie de voids, basée sur l'électroluminescence et concrétisée par le dépôt d'un brevet.

Fort de ces expériences, nous continuerons ce chapitre avec les résultats de l'étude comparative du vieillissement des assemblages CPV DBC et SMI. Nous verrons ainsi que ces deux assemblages se comportent de façon identique. Nous concluons par les essais de vieillissement dédiés aux assemblages SMI et confirmeront les résultats de la première étude.

IV.1 Électroluminescence

IV.1.1 Catalogue de défauts

Ce paragraphe rapporte les différents défauts observés sur plus de 300 assemblages CPV étudiés au cours de la thèse. Il s'agit d'un état de la connaissance accumulée dans le domaine par et pour le laboratoire. Sauf mention contraire, les images obtenues sur le banc EL-CMJ sont en noir et blanc. Quelques clichés de la jonction top, capturés par un appareil photo ou sur le microscope avec CCD, seront présentés en vraie couleur (Rouge : $\lambda=680\text{nm}$).

IV.1.1.1 Une cellule multijonction saine

Afin que le lecteur puisse apprécier pleinement l'observation de défauts en électroluminescence (EL), il faut au préalable présenter l'EL d'une cellule saine, dont un exemple est montré sur la figure IV.1. L'émission de chaque jonction de la CTJ est filtrée comme expliqué précédemment. Un filtre passe bas avec une fréquence de coupure à 800nm pour la jonction top (InGaP), un filtre passe bande centré sur 880nm pour la jonction mid (InGaAs) et un filtre passe haut 1350nm pour la jonction bot (Ge).

Les travaux de thèse portent sur l'étude d'assemblages : en conséquence, tous les clichés d'électroluminescence sont obtenus à cette échelle et jamais sur une cellule nue. Sauf indication contraire, les clichés des jonctions top et mid se font pour une injection de courant de 500mA, pour une ouverture de diaphragme $f/5,6$ et un temps d'intégration de 10 000 μs . La réponse spectrale de la caméra du banc

EL-CMJ est plus importante dans la gamme d'émission de la jonction mid. Ainsi le signal de cette jonction apparaîtra toujours plus intense et dominera l'aspect de l'image EL sans aucun filtre.

A cause de la faible réponse du banc EL-CMJ dans la gamme d'émission de la jonction bot (1770nm), un courant de 1,5A est injecté pour une ouverture de diaphragme maximale et un temps d'intégration de 100 000 μ s. La netteté de l'image étant principalement impactée par la qualité de l'objectif, l'image de la jonction bot sera très difficile à mettre au point. Les images seront donc souvent floues.

De manière générale et comme illustré sur la figure IV.1, la cellule présente toujours une hétérogénéité d'émission EL sur sa surface. Elle correspond à la variation des propriétés d'électroluminescence des matériaux actifs. En considérant les jonctions top et mid, on remarque que chaque zone sombre de la jonction top (émission relativement faible) se superpose avec une zone claire (émission relativement forte) de la jonction mid. Ce phénomène est une signature de la résistance shunt (détaillée dans la suite de ce paragraphe). Il est une caractéristique des cellules multi-jonctions monolithiques. L'auteur a pu, sur la fin de ses travaux, faire des essais d'EL sur une architecture innovante de cellule multi-jonction non monolithique et ces superpositions ne sont pas observées.



FIGURE IV.1 – Une cellule saine.

Pour des niveaux faibles de courant, comme ceux injectés pour la figure IV.1, l'émission de la jonction top est plus importante sur les bords de la cellule. Cet effet de bord est connu, il est attribué à une recombinaison non-radiative plus importante sur les bords de la cellule et plus précisément à cause des liaisons pendantes qui s'y trouvent [195]. En effet, lorsque l'on observe la jonction mid, l'émission EL sur ses bords est plus faible, confirmant cette hypothèse. En appliquant le principe de superposition monolithique, l'émission plus faible dans la jonction mid induit une émission plus forte dans la jonction top, signature d'une composante shunt.

A plus fort courant, l'effet de bord est moins contrasté et un autre phénomène apparaît, le *current crowding*. La circulation du courant dans une cellule solaire ne se fait pas de la même façon selon qu'elle est génératrice ou réceptrice. Dans un mode générateur, le courant est photo-généré sur toute la surface de la cellule. Les charges sont alors collectées par la métallisation de façon homogène. En mode récepteur, le courant circule de façon hétérogène.

Par des effets de résistance série, la densité de courant au niveau des bus bars et à proximité des doigts de métallisation de la cellule est plus importante. L'émission EL sera donc plus forte à proximité de la métallisation.

La figure IV.2 représente ce phénomène de *current crowding*. Dans le cas d'un contact de forme linéaire (notre cas) la densité de courant J_0 sous la métallisation est considérée constante. A mesure que l'on s'éloigne du contact d'une distance x , la densité de courant $J(x)$ diminue selon [16] :

$$J(x) = \frac{2J_0}{\left[(x - r_c)/L_S + \sqrt{2} \right]^2} \quad (\text{IV.1})$$

avec r_c la demi largeur du contact, L_S la longueur de diffusion du courant dépendant de la résistivité de la cellule, de son épaisseur et de la température principalement. D'après [16], $L_S \propto J_0^{-1/2}$. L'effet de *current crowding* est donc plus important à haute injection car la longueur de diffusion du courant L_S diminue.

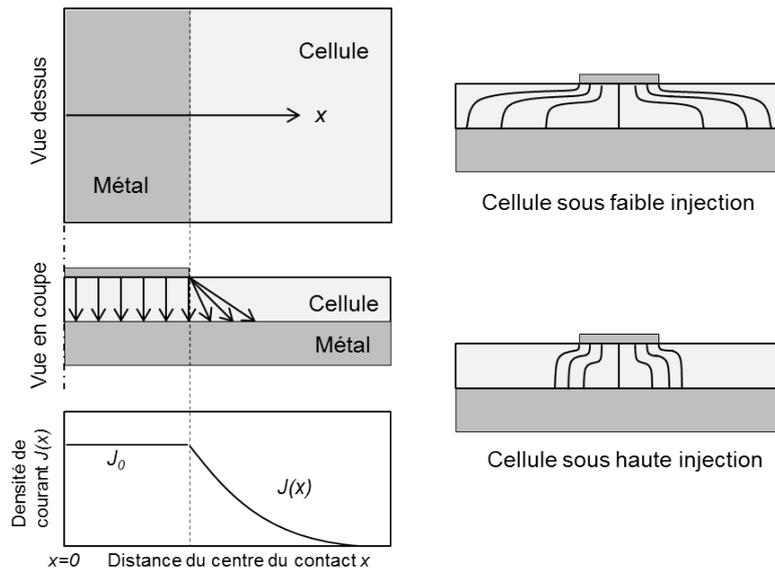


FIGURE IV.2 – Illustration du phénomène de *current crowding* adaptée de [16]. Les lignes de courant sont différentes pour une injection de faible ou fort courant. A fort courant, l'effet de *current crowding* est plus prononcé.

IV.1.1.2 Shunt localisé

Le shunt localisé est le défaut le plus facilement identifiable en EL. Sa présence est généralement due à un problème lors de la fabrication de la cellule (une particule, une anomalie dans la croissance, etc.). Il peut également être une conséquence d'un événement extérieur tel qu'une décharge électrostatique ou une contrainte mécanique.

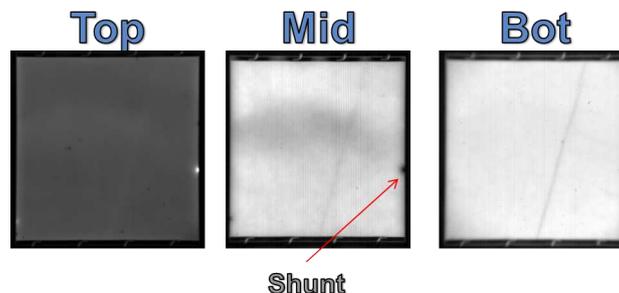


FIGURE IV.3 – Illustration d'un shunt localisé dans la jonction mid et son effet sur la jonction top.

En fonction de sa position dans telle ou telle jonction, un shunt n'aura pas la même signature en EL.

Dans la figure IV.3 est illustré un shunt dans la jonction mid. Par définition, un shunt agit comme un chemin préférentiel du courant qui y circule parfois de façon ohmique et toujours sans recombinaison radiative. L'endroit où est situé le shunt apparaîtra donc comme une tache sombre en EL.

Par le principe de superposition monolithique, un shunt affecte la circulation du courant dans les autres jonctions. Toujours dans la figure IV.3, la densité de courant dans la jonction top à la verticalité du shunt est localement supérieure au reste de la cellule. La résistance équivalente totale (des trois jonctions) y est plus faible. Il y aura donc une émission EL plus importante. Par conséquent, la superposition d'une tache sombre avec une tache claire sur une autre jonction est la signature d'un shunt ou de la composante shunt d'un défaut.

La figure IV.4 montre un shunt cette fois-ci situé dans la jonction top ; image présentée en vraie couleur et obtenue sur le microscope à capteur CCD. Cette tache sombre est superposée (principe de superposition monolithique) à une émission intense dans la jonction mid (obtenue sur le banc Lumisolar).

L'effet d'un shunt ne se limite pas à sa seule taille. Il possède un *champ d'action*. Comme lorsqu'une baignoire se vide, la bouche d'évacuation crée une dépression dont la taille à la surface de l'eau est plus large que celle de l'ouverture. De la même manière, un shunt « aspire » le courant et son effet diminue à mesure que l'on s'en éloigne, formant alors un *halo* autour du défaut. Le halo sera sombre à l'endroit du shunt, i.e. l'émission EL diminue à mesure que l'on s'en approche. Par superposition monolithique, il sera clair sur la (les) jonction(s) impactée(s), i.e. l'émission EL diminue lorsque l'on s'en éloigne. Il s'agit là d'une autre signature de ce type de défaut en EL.

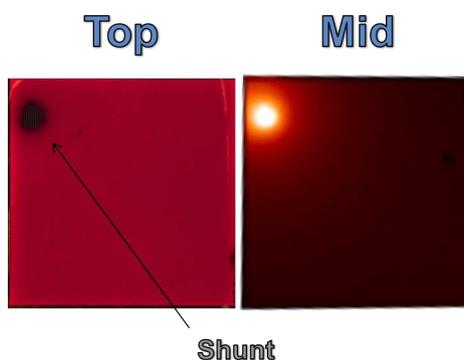


FIGURE IV.4 – Large shunt de la jonction top avec halo négatif et conséquence sur la jonction mid avec halo positif par le principe de superposition monolithique.

IV.1.1.3 Corps étranger

Un corps étranger est une particule déposée à la surface de la cellule avant son encapsulation. Elle ne peut plus être retirée et fait partie intégrante du système. Une particule est facilement reconnaissable en EL car elle conserve la même apparence sur chacune des jonctions. Elle agit donc comme un masque.

La détection de ce type de défaut est primordiale. Comme nous l'avons vu au chapitre I, la présence de particule dans l'encapsulant de la cellule peut entraîner un départ de combustion de celui-ci lorsqu'il est exposé au flux solaire concentré.

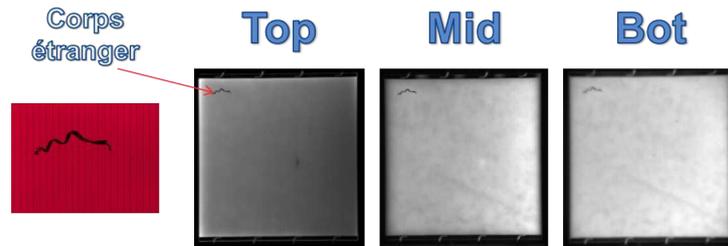


FIGURE IV.5 – Exemple de corps étranger sous EL.

IV.1.1.4 Rayure

Avec une épaisseur de quelques dizaines de nanomètres, les couches actives des cellules triple-jonctions sont très sensibles aux rayures. Parmi les nombreux cas rencontrés, deux sont présentés sur les figures IV.6 et IV.7.

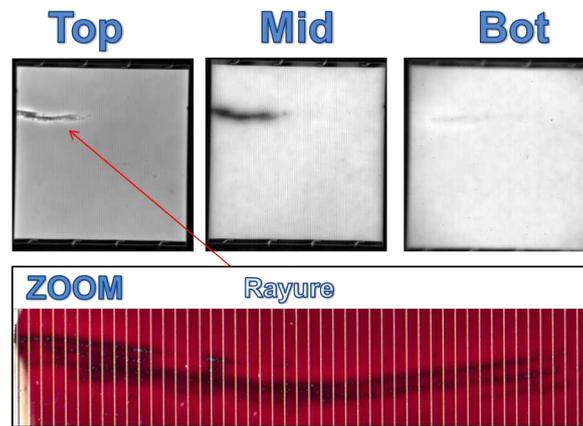


FIGURE IV.6 – Rayure survenue avant la métallisation de la cellule comme mise en évidence sur le grossissement du défaut. Rayure profonde avec composante shunt impactant les trois jonctions.

Dans la figure IV.6, une rayure très profonde de la cellule a été faite durant sa fabrication. Celle-ci impacte les trois jonctions avec principalement les jonctions top et mid. Le centre de la rayure reste sombre dans ces deux jonctions et devient moins discernable dans la jonction bot. Cette observation suggère que le courant ne circule pas en cet endroit. La rayure crée alors un circuit ouvert, i.e. possède une forte composante série (effet d'opposition à la circulation du courant inclus dans la R_S de la cellule). Le contour de la rayure en revanche introduit une composante shunt par la présence d'un halo sombre dans la jonction mid et clair dans la jonction top.

En éclairant légèrement la cellule lorsque celle-ci est en électroluminescence, il est possible de faire ressortir la métallisation. Elle conserve parfaitement son aspect et n'est pas endommagée au niveau de la rayure. Celle-ci est donc apparue durant la fabrication de la cellule, avant l'étape de métallisation.

La figure IV.7 montre un deuxième cas de rayure, beaucoup plus fréquent. Il s'agit d'une rayure superficielle survenue lors de la manipulation de la cellule finie. Dans ce cas, la métallisation est endommagée mais n'impacte que la jonction top. Étant donné que ce défaut n'entraîne aucune conséquence sur le signal EL des autres jonctions, il ne possède pas de composante shunt. La zone sombre est donc due à une augmentation locale de la résistance série. A cause des dégâts subis par la métallisation, le

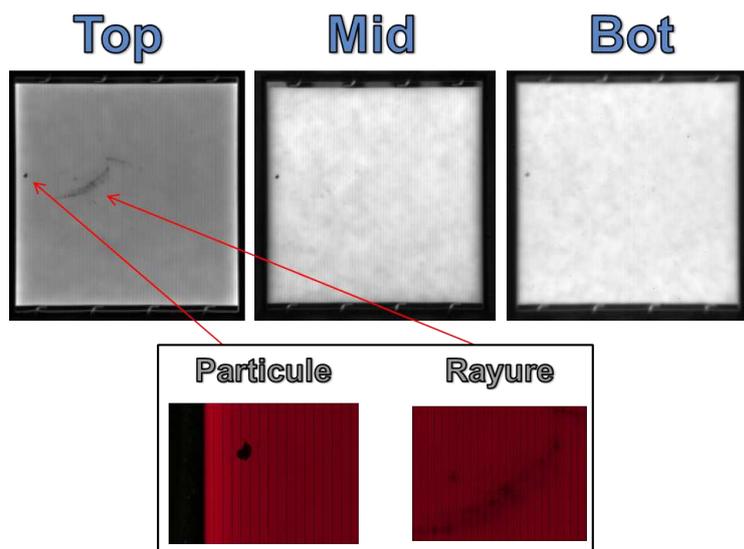


FIGURE IV.7 – Cas de rayure fréquent. Rayure superficielle sans composante shunt impactant la jonction top.

courant ayant plus de mal à parvenir à cet endroit, le signal EL est localement plus faible.

IV.1.1.5 Dislocation

Pour ce type de défaut, l'auteur propose le terme *dislocation*. Il est possible qu'il ne corresponde pas à une rupture de la périodicité de la maille cristalline mais a été interprété comme une discontinuité physique du matériau. La description détaillée de défauts d'EL n'étant pas très répandue dans la littérature, il n'a pas été trouvé de défauts similaires dans la bibliographie.

Une dislocation se caractérise en EL par une forme linéaire. Elle apparait sombre dans les jonctions mid et bot et claire dans la jonction top indiquant une composante shunt. Ces défauts traversent parfois toute la cellule comme illustré sur la figure IV.8.

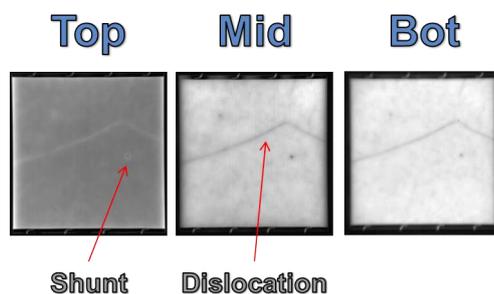


FIGURE IV.8 – Illustration d'une *dislocation* en EL.

IV.1.1.6 Fissure

La fissure se présente sous la forme d'un motif aléatoire. Sa forme suggère une fissure de la cellule suite à une contrainte mécanique localisée. Illustré sur la figure IV.9, ce défaut présente une forte com-

posante shunt.

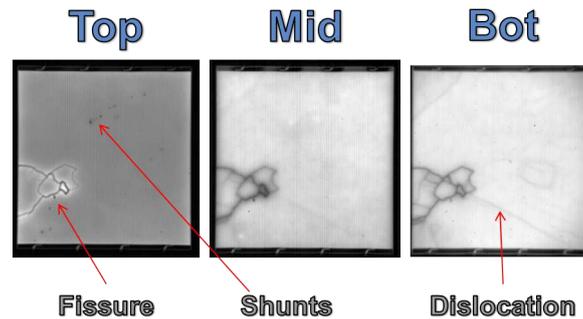


FIGURE IV.9 – Cellule triple-jonction présentant une fissure.

IV.1.1.7 Surface piquée

Le terme surface « piquée » vient de l'aspect de ce défaut assez commun, observé sur 32 assemblages parmi 300. Il se présente sous la forme d'une multitude de points noirs dans la jonction top. De par leurs petites tailles, il n'est pas évident de voir l'effet de ces points sur les jonctions sous-jacentes. Ces défauts se rapprochent de ceux observés sur la cathodoluminescence de couches de GaAs [16]. Ils y sont présentés comme des zones de recombinaison non-radiative.

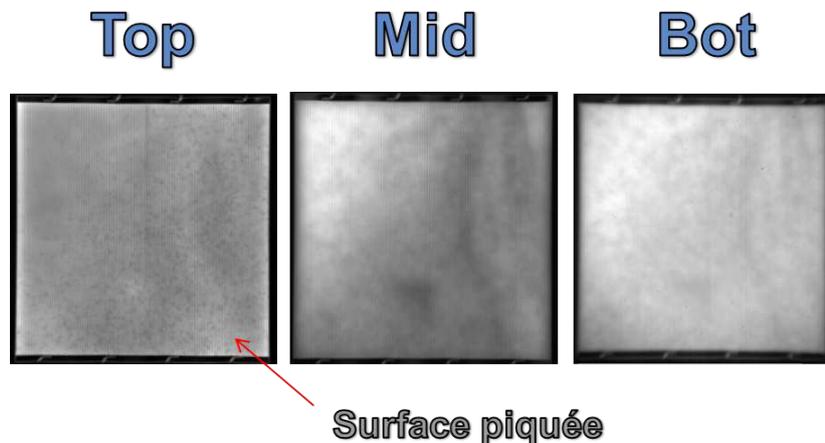


FIGURE IV.10 – Surface piquée.

IV.1.1.8 Dégradé d'émission

Certaines cellules présentent un dégradé d'émission EL constant sur toute leur surface. Un exemple est donné sur la figure IV.11. Ici, la jonction top possède une émission EL faible sur sa partie supérieure. Elle augmente progressivement pour être maximale sur sa partie inférieure. Par principe de superposition monolithique, l'inverse se produit dans la jonction mid, de manière moins contrastée. Enfin, ce dégradé n'apparaît pas dans la jonction bot.

L'explication physique du phénomène n'a pas été faite. Il est possible qu'une non-uniformité de la couche active survenue lors de sa croissance en soit la cause. Quoiqu'il en soit, la vérification du

principe de superposition monolithique fait du dégradé un défaut à forte composante shunt.

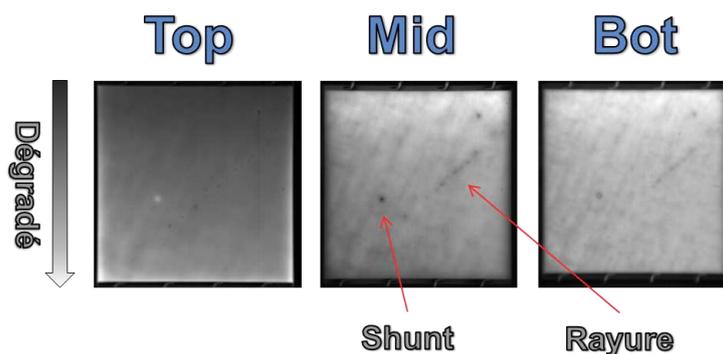


FIGURE IV.11 – Dégradé d'émission EL.

IV.1.1.9 Autres défauts

D'autres types de défauts que ceux décrits précédemment ont été observés. Il peut s'agir de défauts intrinsèques à la cellule ou provoqués par sa manipulation. Quelques exemples en sont donnés sur la figure IV.12. Il n'a pas été jugé nécessaire de leur consacrer un paragraphe car ces défauts sont peu fréquents (marque d'aspiration et décollement de métallisation). Le défaut « particule isolée » n'est observable qu'au microscope et l'observation sous microscope n'a pas été faite systématiquement sur tous les assemblages.

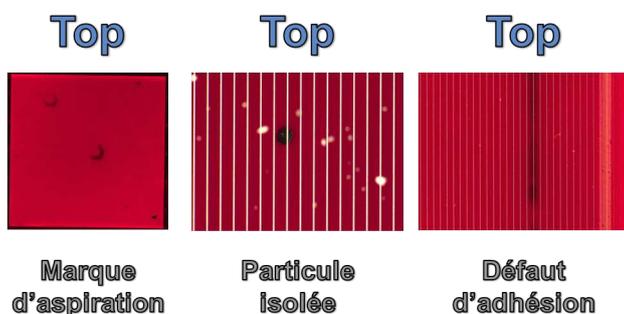


FIGURE IV.12 – Différents défauts en EL.

La cellule de gauche présente des marques noires circulaires. Elles proviennent de la manipulation de la cellule par des outils de « pick and place ». Ces systèmes sont généralement des petites ventouses qui servent à déplacer la cellule sur les différentes étapes de fabrication. Lorsque l'aspiration est trop forte, une marque peut être laissée par la ventouse avec comme symptôme un écrasement de la métallisation. Si cet écrasement devient trop important, il peut conduire à la formation d'un shunt localisé comme illustré sur la figure IV.4. Nous voyons ici que l'EL est aussi un moyen de contrôle des méthodes d'assemblage.

La cellule au centre de la figure IV.12, dont seule une partie est représentée, montre une particule non conductrice emprisonnée dans les couches actives de la cellule, sous la métallisation. Ce défaut ne possède pas de composante shunt car aucun halo n'entoure la particule. Il peut s'agir d'une particule

déposée durant la croissance des couches actives. Les autres petites particules brillantes sont des poussières en surface de l'encapsulant.

Enfin, la cellule de droite présente un défaut de métallisation légèrement différent de celui décrit sur la figure IV.7. Ici, le doigt de métallisation est intact mais la qualité du contact avec la jonction top est dégradée. Ce défaut à forte composante série entraîne une mauvaise circulation du courant et donc une faible émission en EL.

Par ce catalogue de défauts, nous obtenons une liste des différents phénomènes observables en EL. Ces défauts ayant principalement une origine au niveau de la cellule, ils sont dits *défauts structurels*. Ils ne concernent cependant que les cellules triple-jonctions monolithiques. Il est possible que des défauts similaires soient observés sur d'autres types de cellules. Et il est également fort probable que ces cellules présenteront d'autres types de défauts non-répertoriés ici.

A la vue de certains défauts, l'expérimentateur est en droit de se demander s'ils auront un impact sur les performances des cellules. Si des corrélations existent, est-il possible d'utiliser l'EL comme une méthode unique de tri des cellules sur une ligne de production ? Nous tenterons de répondre à cette question dans la suite dans ce chapitre.

Toutes les mesures d'EL présentées jusqu'ici ont été obtenues sous un faible courant injecté. Dans ces conditions, l'effet de *current crowding* est négligeable. Nous allons voir dans le prochain paragraphe les conséquences d'une forte injection de courant en électroluminescence, principe fondateur de l'*Enhanced ELectroluminescence (EEL)* ou « EL améliorée ». Cette technique brevetée permet l'observation de *défauts d'assemblages* par opposition à des *défauts structurels*. Elle constitue un apport important des travaux de thèse pour le laboratoire d'accueil.

IV.1.2 EL améliorée ou *Enhanced ELectroluminescence (EEL)*

Ce paragraphe présente le principe de l'électroluminescence améliorée (EEL) dont le développement a conduit à une nouvelle technique de caractérisation des voids dans un assemblage CPV. Les défauts évoqués précédemment sont principalement des défauts structurels. Ils sont liés à la physique de la cellule, exception faite des poussières prises dans l'encapsulant et des marques d'aspiration.

Une autre catégorie de défauts dit *défauts d'assemblages* existe. Un exemple est illustré sur la figure IV.13. Ici la mise en œuvre des bondings sur la cellule a entraîné une dégradation des doigts de métallisation. Le procédé de bonding fait intervenir des ultrasons et des pressions mécaniques. Soumis à ces contraintes, il est possible que les doigts de métallisation les plus proches des bondings se décollent. Cette perte de cohésion de la métallisation augmente alors la résistance série et le courant circule mal, diminuant l'émission EL.

Ce défaut n'apparaît pas pour des injections de courant faible. L'électroluminescence étant une image du courant circulant dans la cellule, elle est étroitement liée à sa caractéristique IV. Ainsi, les défauts à forte composante shunt dominant l'électroluminescence d'une cellule sous faible injection de courant. Les défauts à forte composante série, comme celui de la figure IV.13, sont prédominants sous haute injection.

Suite à cette observation nous avons cherché à savoir si d'autres types de défauts d'assemblage

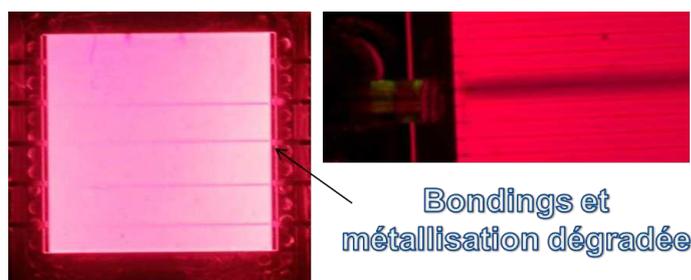


FIGURE IV.13 – Défaut d’assemblages dû à la mauvaise mise en œuvre des bondings

étaient observables sous forte injection, en nous concentrant uniquement sur les assemblages SMI. L’hypothèse retenue étant que les défauts d’assemblage prédominent dans ces conditions.

Nous avons alors observé des artefacts EL sur certaines cellules. Ces artefacts se sont révélés être la conséquence de voids présents dans l’interface cellule/substrat SMI. Nous allons voir le cheminement parcouru pour parvenir à cette conclusion.

IV.1.2.1 Haute injection et électroluminescence (EL)

Pour pouvoir observer les défauts d’assemblages, il est nécessaire de se placer dans des conditions de haute injection. Comme définie au chapitre II, la haute injection est le régime d’injection pendant lequel la cellule s’échauffe à des températures largement supérieures à la température ambiante (plusieurs dizaines de degrés). Le régime de faible injection n’entraînant quant à lui qu’un faible échauffement de la cellule.

Quelque soit le régime considéré, la puissance injectée est toujours utilisée de deux façons. Tandis qu’une partie sera recombinaison radiativement (r_{rad}), une autre sera évacuée sous forme de chaleur (recombinaison non-radiative (r_{phonon})). Aussi, plus grande sera la puissance injectée, plus importante sera la quantité de chaleur à évacuer. Dès lors, si un obstacle se trouve sur le chemin du flux de chaleur, il aura d’autant plus de conséquences sous haute injection.

Le flux thermique en provenance de la cellule est évacué par les dissipateurs après avoir parcouru toute la chaîne thermique. La première interface qu’il rencontre est la brasure cellule/substrat. Si cette brasure contient des défauts introduisant une hétérogénéité dans la conduction thermique (voids, particule isolante thermiquement, etc.), la résistance thermique au niveau de ces défauts est accrue. Ainsi, la température de la cellule au niveau de ces défauts devrait être plus importante que pour le reste de la cellule. Comme nous savons que les propriétés de recombinaison radiative de la cellule changent avec la température, il serait donc possible d’observer des défauts de la brasure par l’électroluminescence de la cellule.

La figure IV.14 montre une imagerie thermique d’un récepteur SMI sous une densité de courant injectée de $15\text{A}/\text{cm}^2$. Afin de pouvoir supporter une telle injection, le récepteur est monté sur dissipateur. L’image a été prise avec une caméra thermique conçue pour l’imagerie de bâtiment. Elle n’offre donc pas la qualité espérée pour de l’image de petit objet. Néanmoins, il est possible de distinguer sur la cellule des points chauds (points sombres) atteignant les 92°C , contre une température moyenne de la cellule de 80°C .

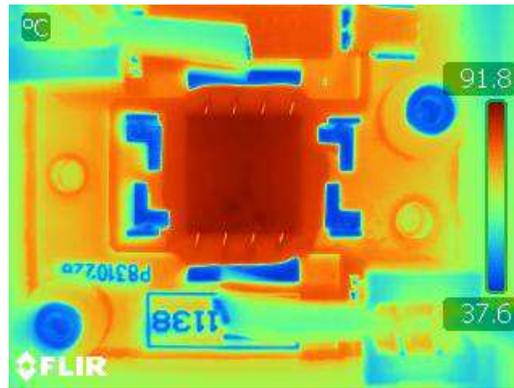


FIGURE IV.14 – Thermographie infra-rouge d'un assemblage SMI sur dissipateur sous haute injection ($15\text{A}/\text{cm}^2$). L'échelle de couleur est comprise entre $91,8^\circ\text{C}$ (marron) et $37,6^\circ\text{C}$ (bleu). Des points chauds sont visibles sur la cellule. L'émissivité est réglée sur celle de la cellule.

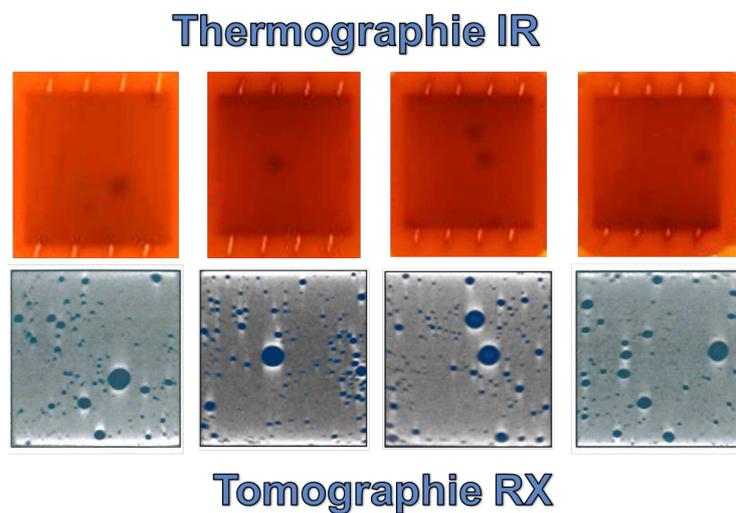


FIGURE IV.15 – Corrélation entre TRX et Thermographie IR. Les points chauds au niveau des cellules correspondent à l'emplacement de vides dans la brasure de la cellule.

En comparant les résultats de thermographie IR de différentes cellules (sur assemblages SMI) sous haute injection avec leurs cartographies de vides obtenues par tomographie RX (cf. figure IV.15), on observe une corrélation. La présence d'un void dans la brasure augmente la température de la cellule en cet endroit. Cette corrélation n'est pas nouvelle et a déjà été rapportée dans les travaux de Aeby et al. [11] et Bosco et al. [92].

L'expérience a montré que la visualisation de points chauds ne s'obtient que sous un régime de haute injection. Dans ce dernier cas, la puissance injectée est importante et une perturbation de la chaîne thermique au niveau de la brasure entraîne un effet d'échauffement localisé. Pour des puissances plus petites, cet effet n'intervient pas, ou du moins de façon suffisamment faible pour ne pas être observé par nos équipements. Dans ce dernier cas, le flux thermique est moins important et la métallisation de la face arrière de la cellule agit comme un spreader. Elle peut alors étaler le flux thermique et « masquer » les vides de la brasure.

Fort de cette constatation, les assemblages SMI de la figure IV.15 ont été observés avec la caméra du banc EL-CMJ. Toujours sous un régime de haute injection, l'électroluminescence de ces assem-

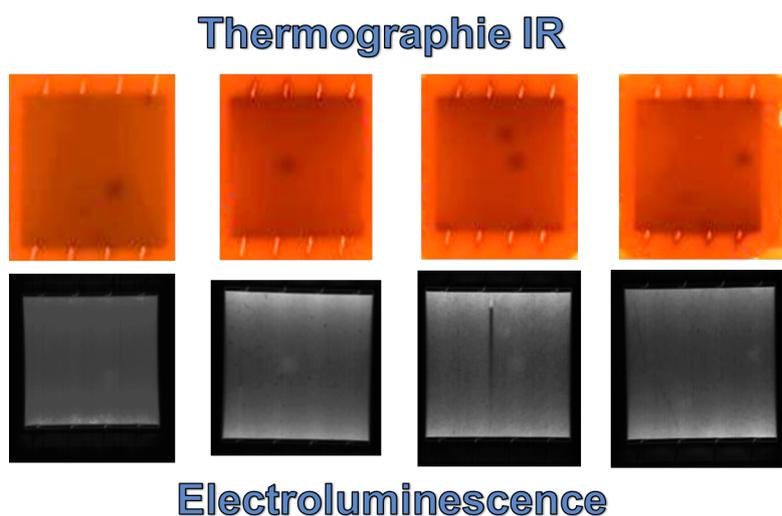


FIGURE IV.16 – Corrélation entre EL et thermographie IR. La présence de voids induit des points chauds et modifie localement les propriétés d’EL des cellules.

blages, présentée sur la figure IV.16, montre des tâches lumineuses au niveau des points chauds (i.e. des voids). Ces images montrent la jonction top uniquement, bien que l’émission EL soit plus intense dans les jonctions mid et bot également.

Nous avons donc ici une observation de la modification des propriétés d’EL par augmentation locale de la température. En utilisant ce principe, il est possible de caractériser la qualité de la brasure par l’électroluminescence.

Cette augmentation locale de l’intensité EL due à l’augmentation locale de la température est contre intuitive car nous avons vu que la recombinaison radiative, mécanisme de l’EL, diminue avec la température. D’ailleurs, une des priorités dans les LEDs est d’obtenir le meilleur management thermique afin de maintenir la température de fonctionnement de la LED la plus basse possible. Dès lors, comment expliquer les résultats de la figure IV.16 ?

Encore une fois, il nous faut raisonner en terme de circuit électrique équivalent. L’explication proposée sur la figure IV.17 reste une hypothèse qui n’a pas pu être vérifiée expérimentalement.

Sur la figure IV.17, la cellule est représentée comme un ensemble de diodes connectées en parallèle. Ces diodes sont connectées à la face avant de la cellule et à la face arrière, elle-même directement reliée à la brasure. Dans la brasure est figuré un void, sous la diode centrale.

Lorsque la cellule est polarisée sous une tension V_{ext} , un courant y circule. La recombinaison non-radiative des charges chauffe la cellule. Cet apport de chaleur est mal évacué au niveau du void et la température T_2 de la diode centrale est plus élevée que pour le reste de la cellule sous une température T_1 .

Cette élévation locale de la température diminue l’énergie de gap du semi-conducteur à cet endroit. Par une relation de cause à effet, la courbe DIV de cette diode centrale (rouge pointillé) est décalée des autres courbes (bleu continu). Étant soumise à la même tension V_{ext} , le courant circulant dans ces diodes est différent. La diode centrale voit donc un courant I_2 supérieur au courant I_1 traversant les autres cellules. Une plus grande densité de courant entraîne alors une émission EL plus importante.

Cette hypothèse permet d'expliquer les résultats de la figure IV.16. Sur ce principe, il serait possible de mesurer directement le taux de voids d'une brasure cellule/substrat d'un assemblage CPV par l'électroluminescence. C'est précisément cette méthode qui a été développée et brevetée durant les travaux de thèse. Permettant d'étendre l'électroluminescence aux défauts d'assemblages, cette méthode d'EL améliorée est baptisée *Enhanced Electroluminescence*.

Dans la suite de ce paragraphe nous allons voir comment l'utilisation de logiciel de traitement d'image permet l'extraction de l'information utile des clichés d'électroluminescence. Par ces outils nous comparerons la cartographie de voids obtenue par l'EEL et la méthode conventionnelle de tomographie RX.

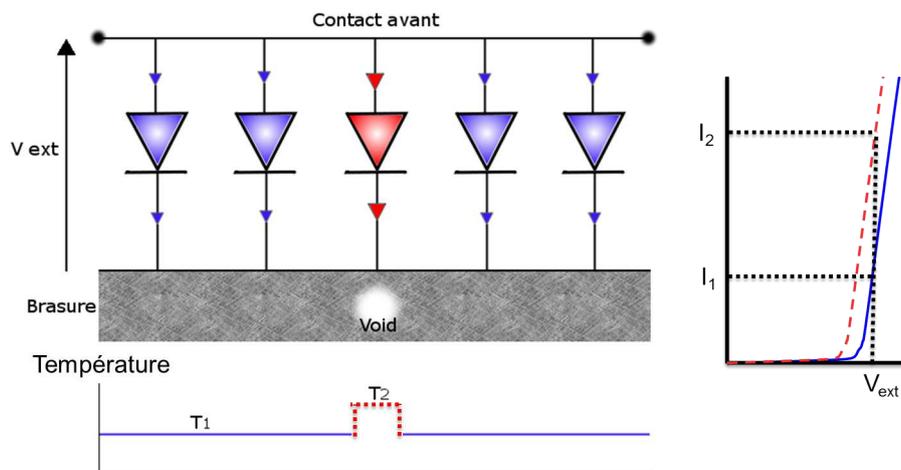


FIGURE IV.17 – Hypothèse sur l'émission EL plus intense à plus haute température. La courbe DIV de la jonction centrale est décalée à cause de la température. La densité de courant est localement plus grande sous une tension externe commune à toutes les diodes.

IV.1.2.2 Traitement d'images pour l'extraction de cartographie de voids par l'EEL

Le traitement d'images consiste à extraire une information précise d'une image. Dans notre cas, il s'agit d'obtenir une cartographie de voids par traitement de clichés d'électroluminescence. L'expérience nous a montré que les voids contenus dans la brasure cellule/substrat sont principalement de forme ellipsoïdale. Nous allons voir dans ce paragraphe comment extraire, d'un cliché EL brut, une cartographie de voids en passant par les étapes de traitement d'image que sont le seuillage et la reconnaissance de forme. Dans le cadre de cette thèse, toutes ces fonctions ont été réalisées sous l'environnement NI-Vision et les bibliothèques IMAQ pour Labview.

Élimination des effets de *current crowding*

Cette étape de pré-traitement vise à corriger les défauts qui risquent de fausser l'exploitation de l'image. Comme expliqué dans le paragraphe IV.1.1.1, lorsque la cellule est en mode récepteur, la densité de courant est plus importante aux points d'injection à cause du *current crowding* et cet effet est d'autant plus important que le courant injecté est grand. Ainsi la projection d'un cliché EL sur un repère

(x, y, z) avec (x, y) la surface de la cellule et z l'intensité du signal d'EL pour chaque pixel, présente une forme de vallée avec un signal maximum au niveau des bus-bars comme représenté sur la figure IV.18. Cette forme de vallée rend le seuillage de l'image difficile, il convient donc de s'en affranchir.

L'image brute est chargée dans le logiciel puis convertie en matrice. Une opération mathématique en deux étapes est alors effectuée. Chaque colonne de la matrice est divisée par la moyenne des colonnes, puis chaque ligne par la moyenne des lignes. Cela revient à normaliser l'image par la moyenne de sa projection sur le plan (xz) puis sur le plan (yz) . On obtient alors la projection 3D de droite sur la figure IV.18 qui est ensuite reconvertie en image en nuances de gris. Ce pré-traitement permet de supprimer l'effet du *current crowding* et d'aplanir l'image afin de pouvoir la seuiller plus facilement.

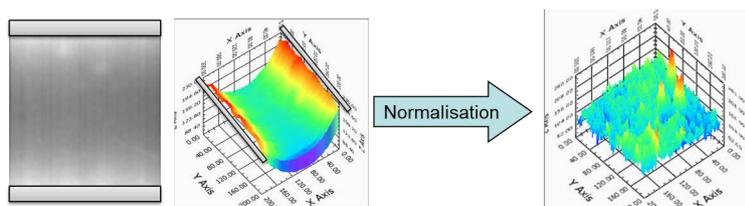


FIGURE IV.18 – Projection en 3 dimensions d'un cliché EL sous haute injection. La forme de vallée est due aux effets de *current crowding*, corrigés par la normalisation effectuée.

Seuillage et binarisation

Une image en nuances de gris contient des pixels ayant une valeur comprise entre 0 et 255 (image 8-bit). Une image binaire contient des pixels avec une valeur comprise entre 0 et 1. La transformation d'une image nuances de gris en image binaire, ou binarisation, se fait par seuillage. Nous abordons dans la suite de ce paragraphe quelques aspects fondamentaux du traitement d'images qui introduiront la méthode de seuillage retenue pour cette opération de binarisation.

Il existe différents types d'opérateurs pour le traitement d'images : les opérateurs *globaux*, *locaux*, *point à point* ou encore *morphologiques*. Un opérateur *global* traite l'image dans son ensemble. L'étape de normalisation décrite précédemment est une opération globale.

Par opposition, un opérateur *local* traite l'image à travers une *fenêtre*. Cette fenêtre est une matrice, généralement carrée, de faible taille (3x3, 9x9, 32x32,...) par rapport à l'image globale. C'est dans cette fenêtre que se font les opérations de traitement, chaque élément de la fenêtre contenant un pixel de l'image. Cette fenêtre, ou matrice, est déplacée sur l'ensemble de l'image et le traitement est discrétisé.

Un opérateur *point à point* traite l'image pixel par pixel et les opérateurs *morphologiques* sont quant à eux utilisés dans la reconnaissance de formes. En ce qui concerne le seuillage, il peut se faire globalement ou localement.

Lorsque deux objets possèdent une même nuance de gris dans la réalité mais sont photographiés sous un éclairage inhomogène, ils posséderont deux valeurs de gris différentes sur l'image obtenue. Dès lors, en utilisant un seuillage global, il sera difficile de faire appartenir ces deux objets à une même classe. Il devient alors préférable d'utiliser un seuillage local.

Deux méthodes de seuillage local sont disponibles dans l'environnement NI-Vision. La première, la méthode éponyme *Niblack*, somme la moyenne et l'écart type de la fenêtre afin de déterminer la va-

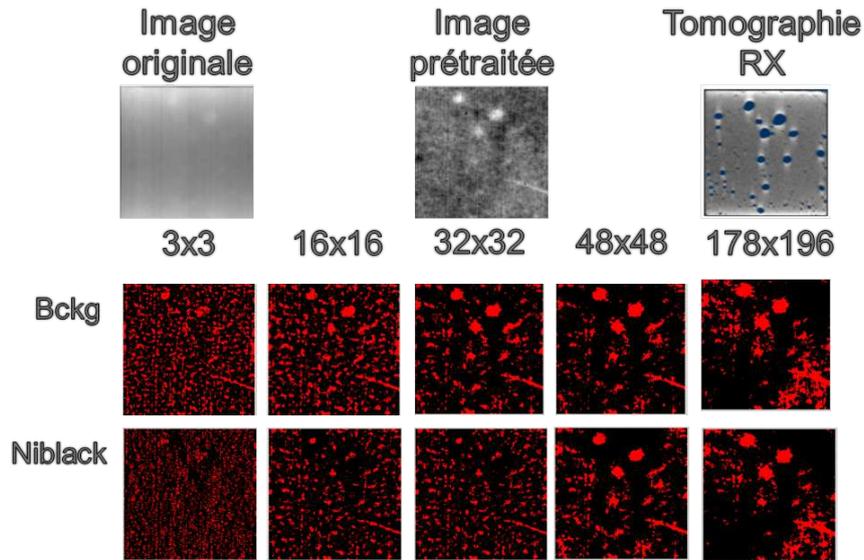


FIGURE IV.19 – Résultats des méthodes de seuillage Niblack et Bckg issues de l’environnement NI-Vision. La méthode Bckg permet de faire ressortir des voids pour une fenêtre plus petite.

leur de seuil. La deuxième méthode, dite de soustraction d’arrière-plan (*Bckg*), calcule la moyenne de la fenêtre et la soustrait au pixel d’intérêt, situé au centre de la fenêtre. Elle réalise ensuite un seuillage global avec une valeur de seuil déterminée automatiquement par la méthode d’Otsu [196].

Comme les voids induisent une surintensité du signal d’EL par rapport au reste de la cellule, la binarisation se fait en attribuant la valeur 1 à un pixel avec une valeur supérieure à celle du seuil et la valeur 0 en dessous (le contraire aurait été fait pour la détection d’objet sombre).

La figure IV.19 montre les résultats de seuillage obtenus par les méthodes *Niblack* et *Bckg* pour des tailles de fenêtres différentes. L’assemblage étudié présente une EL telle que montrée en haut à gauche. On distingue les zones claires dues à l’élévation locale de température de par la présence de voids. Leur cartographie obtenue par tomographie RX est montrée en haut à droite. Les opérations de seuillage se font sur l’image prétraitée.

En considérant les trois plus gros voids dans la partie supérieure de l’assemblage, la méthode *Bckg* se montre plus précise pour des fenêtres plus petites. Une image binaire montrant ces voids est obtenue à partir d’une fenêtre 16x16 et est jugée satisfaisante pour une fenêtre 32x32. La méthode *Niblack* ne fait ressortir aucun voids avant une fenêtre 48x48.

A partir de cette taille de fenêtre, les deux méthodes produisent un résultat équivalent jusqu’à choisir une fenêtre 178x196 qui correspond à la taille de l’image, ce qui revient à effectuer un seuillage global.

Afin d’obtenir une cartographie avec la meilleure précision possible, il est impératif de sélectionner la plus petite fenêtre. C’est pour cette raison que la méthode *Bckg* a été retenue pour la suite du traitement qu’est la reconnaissance de forme.

Analyse de particules

Sur une image binaire, une particule se définit comme une zone continue de l’image ne contenant que des pixels de valeur 1. Les images binaires obtenues précédemment contiennent des informations non désirées. Dans notre exemple, le défaut linéaire en bas à droite sur l’image pré-traitée (cf. figure

IV.19), est un défaut structurel de type dislocation. Il n'a aucun rapport avec la cartographie de voids et doit être supprimé. Le bruit inhérent aux méthodes de seuillage doit également être enlevé pour produire une cartographie claire. C'est dans cette optique qu'interviennent les opérateurs *morphologiques*.

La première étape consiste à supprimer les particules avec une largeur inférieure ou égale à 2 pixels. Ces particules sont dues au bruit des méthodes de seuillages. Pour ce faire, une technique d'érosion est utilisée. Les contours des grosses particules sont diminués de 2 pixels et les petites particules éliminées.

La deuxième étape consiste à filtrer les particules selon leurs propriétés géométriques. L'environnement NI-Vision propose plus de 80 méthodes de filtrage dont les principes sont décrits dans la bibliographie [197]. Parmi elles, une reconnaissance de particule ellipsoïde est disponible et a donc été retenue à cause de la forme caractéristique des voids.

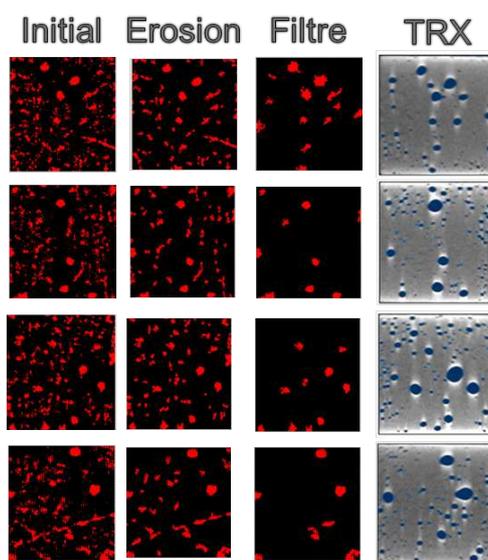


FIGURE IV.20 – Etapes d'érosion et d'analyse de particule post seuillage.

La figure IV.20 montre ces différentes étapes sur l'assemblage étudié sur la figure IV.19 ainsi que sur trois autres assemblages de la même série de production. La comparaison de la cartographie de void obtenue via l'EEL avec celle mesurée en TRX montre la validité de la méthode.

Encore au stade de développement au moment de la rédaction de ce manuscrit, l'EEL peut-être améliorée en plusieurs aspects :

- À cause des bruits de seuillage, il se peut que deux particules se touchent, n'en formant alors plus qu'une seule avec des propriétés géométriques différentes des autres. Ces deux particules qui auraient pu appartenir à une catégorie se retrouvent dans une autre et faussent le résultat de l'analyse. L'utilisation de l'érosion permet de séparer ces particules.
- Les défauts structurels de la cellule, tels que la dislocation sur le récepteur de la figure IV.19, sont pris en compte par les méthodes de seuillage. Bien que les défauts linéaires soient aisément filtrés par la reconnaissance de forme, un défaut structurel ellipsoïdal pourrait ne pas être filtré et comptabilisé comme un défaut d'assemblage. Une solution serait de réaliser un cliché sous faible injection afin d'obtenir une image binaire des défauts structurels et de la soustraire à l'image obtenue sous forte injection. Cependant, si un void se trouve sous un défaut structurel, il ne sera

pas identifié.

- Toutes les méthodes disponibles n’ont pas été étudiées et parmi elles certaines peuvent être plus efficaces que la détection d’ellipsoïdes. De plus, la détermination des paramètres de reconnaissance de forme se fait manuellement. Il serait possible d’affiner les paramètres au fur et à mesure pour trouver un filtre de particule efficace pour un type d’assemblage. Cette méthode d’apprentissage pourrait rendre l’extraction de cartographie automatique pour un design et une taille de cellule donnée.

- Les cartographies obtenues par EEL ne sont pas aussi précises que celles obtenues par tomographie. Si un void est trop petit, son effet sur la chaîne thermique est négligeable. La métallisation de la cellule en face arrière agit comme un spreader et « masque » le petit void. N’ayant pas d’impact sur la chaîne thermique, il n’en aura pas sur l’EL et ne sera donc pas mis en évidence.

En synchronisant l’acquisition de l’image avec une injection de courant pulsé, il devrait être possible de faire ressortir ces petits voids. Le flux thermique n’aurait pas le temps de s’étaler sur toute la chaîne thermique et l’impact d’un petit void deviendrait plus important [198]. En l’état actuel, seuls les voids avec une surface de plus de $0,8\text{mm}^2$, pour une cellule de 1cm^2 sont détectables. La figure IV.21 montre les taux de voids obtenus par TRX en considérant tous les voids et seulement ceux avec une taille supérieure à $0,8\text{mm}^2$ ainsi que ceux mesurés par EEL. On observe une bonne corrélation entre la TRX et l’EEL pour ce critère de dimensionnement. Cette limite inférieure est bien sûr valable pour une taille de cellule et un design d’assemblage donnés, elle pourrait être plus faible pour de plus petites cellules.

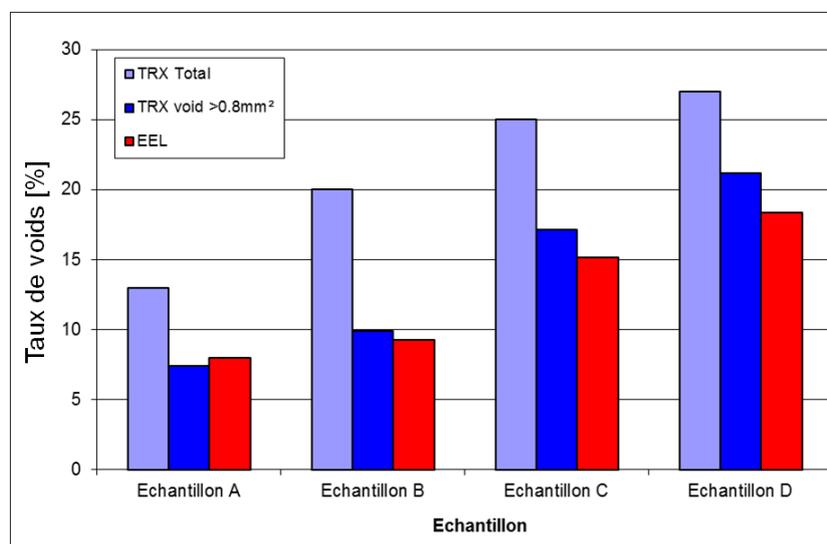


FIGURE IV.21 – Comparaison des mesures de taux de void entre EEL et TRX. Pour des voids avec une aire supérieure à $0,8\text{mm}^2$, les deux méthodes offrent des résultats très proches.

- Enfin, l’utilisation d’un détecteur EL calibré pourrait permettre de quantifier les inhomogénéités thermiques de la cellule en terme de degrés d’écart entre les points chauds et le reste de la cellule.

Ces améliorations mises à part, la preuve scientifique de l’utilisation de l’EEL comme outil de caractérisation d’assemblage a été apportée. Cette méthode ne se veut pas concurrente directe des tech-

niques classiques que sont la TRX, la microscopie acoustique ou encore la thermographie IR mais elle a l'avantage d'être bien plus rapide. A ce titre, elle mériterait d'être implémentée sur des lignes industrielles.

L'EEL met en évidence des voids qui ont un impact sur les propriétés électriques de la cellule et qui peuvent causer des dégradations précoces dans la durée de vie de l'assemblage. Il s'agit là d'une amélioration d'une technique de caractérisation déjà utilisée sur les lignes de production d'assemblage CPV. A la vue des avantages offerts par l'EEL, cette méthode innovante a donné lieu à un dépôt de brevet.

IV.1.3 Corrélacion entre électroluminescence (EL) et caractéristique IV (DIV et LIV)

La partie logicielle de l'EEL permet d'extraire des paramètres quantitatifs des clichés d'EL tels que l'intensité moyenne d'émission, son maximum, son minimum etc. À la vue de certaines cellules sous électroluminescence, il est intéressant de se demander si des défauts de type shunts ou fissures impactent les performances de la cellule. Il est important de noter que les grands fabricants de cellules triple-jonctions basent une partie de leurs critères d'acceptation sur l'interprétation de clichés EL¹. Dans ce paragraphe, nous allons voir les résultats d'études de corrélation entre l'EL et les caractéristiques IV de la cellule obtenues sous éclairage (LIV) et dans l'obscurité (DIV).

IV.1.3.1 Électroluminescence et caractéristique IV dans l'obscurité (DIV)

Par définition, l'électroluminescence est intimement liée à la caractéristique DIV de la cellule. Le tracé d'une courbe DIV se fait sous polarisation directe et permet d'observer les régimes de recombinaison radiative et non-radiative de la cellule. En régime radiatif de la courbe DIV, la cellule est en électroluminescence. Cette constatation nous pousse donc à penser que dès qu'un défaut apparaît en EL il sera visible sur la courbe DIV et vice versa.

La première campagne d'essai de vieillissement accéléré avait étayé cette hypothèse. Pour rappel, elle repose sur la comparaison du vieillissement de 12 assemblages DBC et 12 assemblages SMI. Parmi les assemblages SMI, 5 présentaient des défauts sur leurs courbes DIV comme illustrée sur la figure IV.22.

La courbe (D) est une caractéristique DIV sans défaut, suivant une loi exponentielle telle que prédite par l'équation de Shockley. Elle a donc l'allure d'une droite en échelle semi-logarithmique en courant. Cette caractéristique est représentative des 7 assemblages SMI, parmi les 12 considérés, qui ne possèdent pas de défauts en DIV.

La courbe (A) montre un cas extrême, pour lequel le courant de recombinaison non-radiative, ou courant de *shunt*, est très important. La quantification de ce courant de shunt peut se faire pour une valeur de tension de 1,5V, jugée discriminante de par les travaux de Bosco et al. sur la classification de cellules triple-jonctions par leurs courbes DIV [199]. Pour une tension de 1,5V, le courant de shunt de l'échantillon (A) est de 0,4A contre 10^{-6} A pour l'échantillon de référence (D). En observant cet échantillon sous électroluminescence, on remarque un défaut EL exceptionnellement sévère sur la cellule. Ce défaut à forte composante shunt est cohérent avec la mesure DIV et la valeur de courant de shunt à

1. Discussions entre l'équipe technique Emcore et le CEA

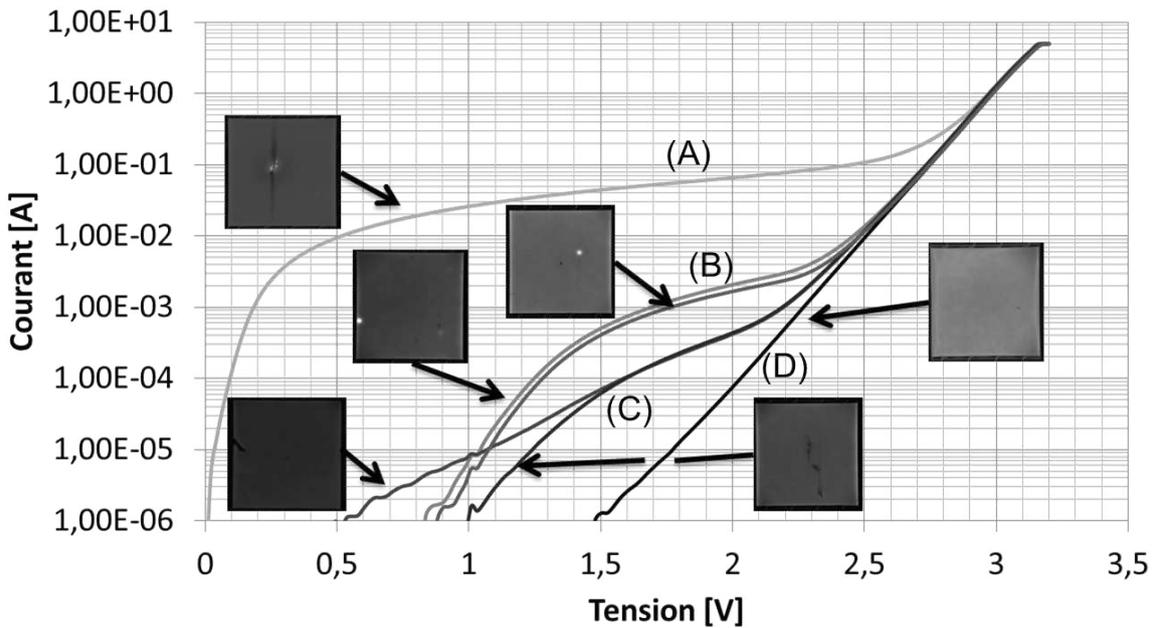


FIGURE IV.22 – Mesures DIV de 6 assemblages SMI parmi 15 (sans diode de by-pass). 5 présentent un défaut sur leur courbe DIV, corrélé à un défaut en EL. 1 ne présente aucun défaut.

1,5V peut être corrélée avec l'importance du défaut.

De façon moins importante mais toute aussi significative, la courbe (B), représentative de deux échantillons, possède un courant de shunt de $5 \cdot 10^{-4}$ pour une tension de 1,5V. Ce courant de shunt, deux ordres de grandeur inférieurs à la courbe (A), est corrélé à un défaut EL de type shunt localisé plus petit que pour la cellule de la courbe (A).

Enfin, la courbe (C), représentative de deux échantillons avant leur différenciation pour une tension inférieure à 1,5V, possède un courant de shunt de $5 \cdot 10^{-5}$ A. Cette valeur de courant est corrélée à des défauts en EL, dont un couvre une grande partie de la cellule, et dont la composante shunt est beaucoup plus faible que les défauts précédents.

Ces résultats, obtenus sur une très petite population, montrent qu'une augmentation du courant dans le régime non-radiatif de la caractéristique DIV (courant de shunt) est corrélé à un défaut en électroluminescence. Ce courant est d'autant plus grand que la composante shunt du défaut EL est importante. Il n'est en revanche pas lié à la taille du défaut par rapport à la surface de la cellule.

En utilisant la partie logicielle de l'EEL, nous avons tenté de quantifier la composante shunt d'un défaut d'EL afin de la relier à une valeur de courant de shunt. L'idée était de mesurer la dispersion des pixels dans une image. Un défaut à forte composante shunt se traduit par un point sombre ou brillant dans une des jonctions (cf. paragraphe IV.1.1.2). Plus le shunt est important, plus le contraste entre la localisation du shunt et le reste de la cellule est grand.

Plusieurs méthodes de quantification ont été testées :

- L'écart entre l'intensité minimum et maximum sur la surface de la cellule.
- Même écart normalisé par le minimum ou le maximum d'intensité d'émission.
- L'écart type de la valeur de chaque pixel de l'image de la cellule.

Mais aucune de ces méthodes n'a permis de trouver une corrélation absolue entre les courbes DIV et les images EL.

Ces travaux ont été étendus à une plus large population composée de 60 assemblages SMI. Cette étude sur un nombre plus grand d'échantillons a montré que la corrélation entre les défauts en électroluminescence et leurs impacts sur les courbes DIV n'étaient pas forcément présente.

Sur la figure IV.23, les caractéristiques DIV de 4 assemblages SMI avec leur diode de by-pass sont présentées. Comme précédemment, la courbe noire est représentative des cellules sans défaut en EL et en DIV : elle suit une loi exponentielle (ligne droite en semi-log en courant) avant de passer dans le régime de courant de shunt de la diode de by-pass (plateau atteint pour un courant inférieur à 10^{-5} A). Cet assemblage, avec une courbe DIV saine, possède un large défaut en EL, avec une forte composante shunt. De manière analogue, les courbes DIV en nuances de gris présentent des courants de shunt compris entre 10^{-4} A et 10^{-3} A pour une tension de 1,5V. Soit des valeurs très supérieures aux 10^{-6} A normalement attendus. Ces courbes DIV ont cependant été obtenues sur des assemblages qui ne présentaient pas de défauts en électroluminescence.

Ce sont au total 11 assemblages sur 60 qui ont été observés sans corrélation entre leur caractéristique DIV et leur aspect en électroluminescence. Il est possible que des défauts en électroluminescence soient masqués par la métallisation et donc invisibles. De la même manière, il se peut qu'un défaut dans la caractéristique DIV se trouve dans le régime de courant de shunt de la diode de by-pass. Quoiqu'il en soit, ces résultats atténuent grandement la corrélation entre EL et DIV préalablement établie, ne la rendant que partielle.

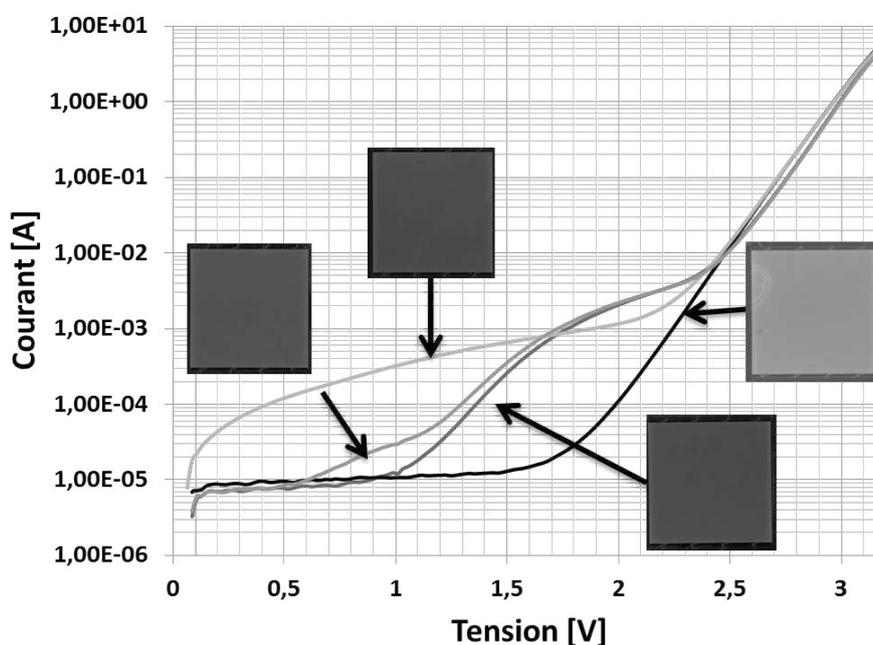


FIGURE IV.23 – Assemblages SMI avec défauts sur leurs caractéristiques DIV non corrélés à un défaut en EL. 4 assemblages extraits parmi 60 avec diode de by-pass. 3 avec un courant de recombinaison non-radiative élevé (nuance de gris) et 1 de référence (noir) présentant un défaut en EL.

Les résultats obtenus montrent l'importance de travailler sur de larges populations. Avec seulement 15 assemblages, nous avons déduit une corrélation systématique des défauts EL avec les courbes DIV.

A plus grande échelle, des assemblages avec un défaut en électroluminescence sans impact sur leur caractéristique DIV ont été observés. La corrélation systématique devient alors partielle. Nous retiendrons en conclusion les éléments suivants :

- La corrélation entre la caractéristique courant-tension dans l'obscurité (DIV) et l'électroluminescence (EL) d'un assemblage n'est que partielle.
- Un défaut en électroluminescence avec une forte composante shunt aura de grande chance d'impacter la caractéristique DIV de l'assemblage.
- La configuration des assemblages peut masquer des défauts : soit via le régime de courant de shunt de la diode de by-pass en DIV ; soit par la métallisation en face avant de la cellule en EL.

Dans le chapitre II nous avons expliqué les limites du principe de superposition LIV/DIV. De par ces limites, il est possible que les lois de corrélation entre défauts EL et LIV soient différentes de celles présentées dans ce paragraphe. Ainsi, nous étudierons dans le prochain paragraphe les corrélations entre électroluminescence et caractéristique IV sous éclairage. Nous verrons que là encore la corrélation n'est que partielle.

IV.1.3.2 Électroluminescence et caractéristique IV sous éclairage (LIV)

La question de l'impact d'un défaut en EL sur les performances de la cellule s'est posée concrètement à l'issue des études de fiabilité des assemblages SMI. Les clichés d'EL avant et après 500 cycles thermiques avaient révélé l'apparition de défauts présentés sur la figure IV.24. Les clichés EL ayant été réalisés sur le site de production, seule la jonction top est visible.

Les 6 assemblages de la figure IV.24 sont issus d'une série de prototypes et présentent des taux de voids très élevés, compris entre 17% et 22%. Les assemblages 1 à 3 ont été placés en cycle thermique selon le protocole utilisé pour les assemblages de la figure III.5. Rappelons que ce protocole sous-estime la température des cellules et n'est pas conforme à la norme IEC 62108. La contrainte thermique subie par la cellule est donc très importante et ne reflète pas celle vue en conditions réelles nominales.

La relaxation d'une telle contrainte par la cellule crée des fissures clairement identifiables en EL sur l'assemblage 3. L'assemblage 2 semble quant à lui être un cas extrême de ce phénomène où une tâche claire diffuse s'est développée autour des fissures. Une analyse sur le banc EL montre une composante shunt très importante de ces défauts, caractérisés par une tâche sombre dans la jonction mid, à la verticalité de la tâche claire de la jonction top. Il en est de même pour les assemblages 1 et 3. Les assemblages 4 à 6 servent de référence car ils n'ont subi aucune altération et ne présentent pas de défauts en EL.

Les courbes LIV de ces 6 assemblages ont été réalisées sur le cell-sorter de l'IES après vieillissement, sous une irradiance de $71\text{W}/\text{cm}^2$, un spectre solaire normatif AM1.5D et une température contrôlée de 25°C . De façon assez surprenante, aucun des assemblages vieillis ne se dégage clairement de la moyenne des résultats. L'assemblage 2, qui présente la dégradation la plus marquée en EL, possède néanmoins les moins bonnes performances avec 2,1% d'écart par rapport à la moyenne en puissance maximum (P_{MP}) et en rendement (Eff.), un facteur de forme (FF) de 83,4% contre 83,7% pour l'assemblage 6 non-vieilli, une V_{OC} 0,9% inférieure à la moyenne et un I_{SC} dans la moyenne. L'assemblage 3,

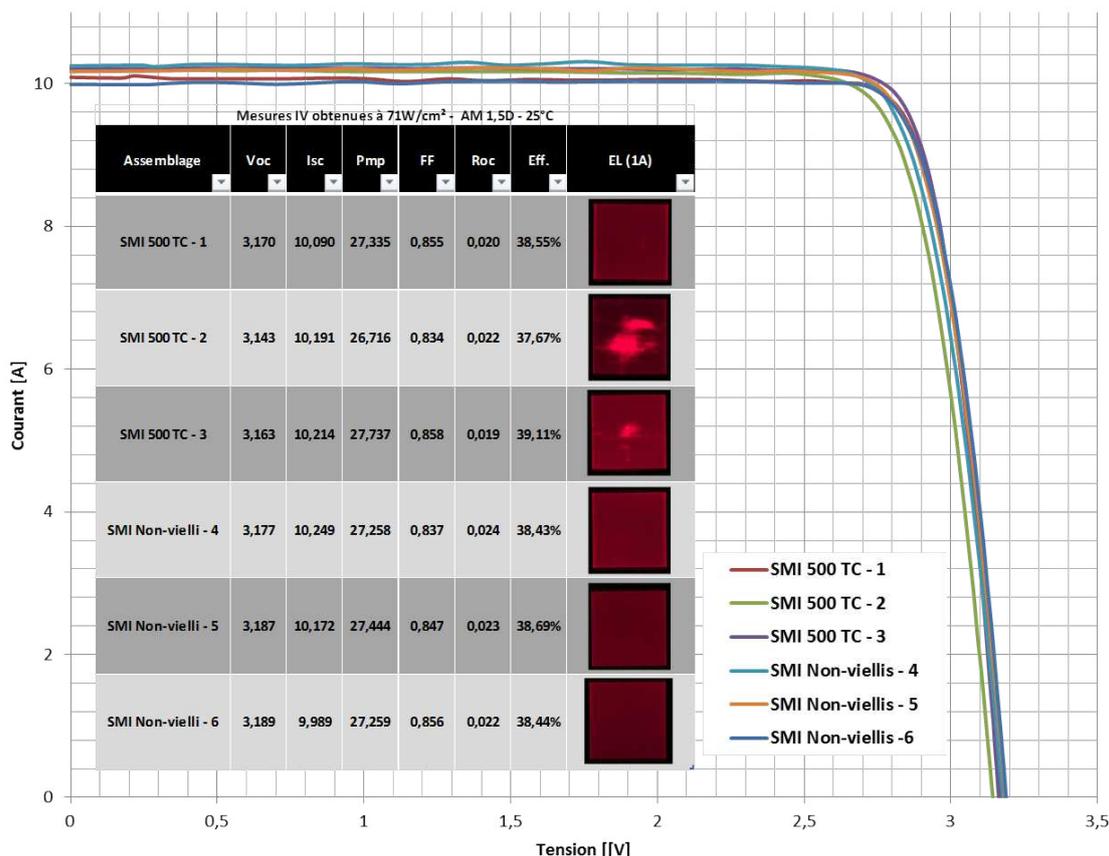


FIGURE IV.24 – Mesures LIV de 6 assemblages SMI. Assemblages 1 à 3 vieillis en cycle thermique. Assemblages 4 à 6 non vieillis. Les assemblages avec défaut en EL ne présentent pas de performances dégradées.

qui présente un défaut en EL moins important est quant à lui le meilleur assemblage du lot. Il apparaît donc que ce type de défaut, malgré sa taille importante, ne soit pas néfaste pour la cellule en termes de performances sous le cell-sorter de l'IES. Il pourrait en être autrement en extérieur, notamment de par l'effet thermique du flux solaire concentré. La petite taille de la population étudiée et la nature unique du défaut ne permet pas de généraliser cette conclusion. Une étude à plus grande échelle est nécessaire pour confirmer ce résultat.

Au cours des travaux de thèse, plus de 240 assemblages SMI ont été caractérisés en électroluminescence (EL) et mesurés sous le cell-sorter de l'IES. Sur la figure IV.25, 244 assemblages SMI ont été classés par type de défaut observé en EL. Un nouveau défaut apparaît ici par rapport à la liste du paragraphe IV.1.1. ce défaut est dit « d'électroluminescence faible ». Sur la population étudiée, certaines cellules présentaient un signal d'EL relativement faible par rapport aux autres pour le même courant injecté (500 mA).

La classification des cellules n'est pas faite automatiquement mais réalisée après l'analyse, parfois subjective, des images par l'auteur de ce manuscrit. Lorsqu'une cellule présente plusieurs défauts, son classement dans l'une ou l'autre catégorie se fait en fonction du défaut prédominant en terme de taille.

Parmi ces 244 assemblages, 44% sont exempts de défauts en EL. Avec en moyenne une V_{OC} de 3.18V, un I_{SC} de 9,98A, une P_{MP} de 26,7W et un FF de 84%, cet échantillon de la population rend compte de la dispersion des performances des cellules étudiées. Les cellules présentant des défauts de

type dislocation, fissure, métallisation, particule, surface piquée et rayure possèdent des performances dans la gamme des cellules sans défaut.

Les défauts de type shunt semblent impacter principalement le facteur de forme des cellules avec comme conséquence les puissances les plus faibles de la population. Les cellules présentant un dégradé dans leur émission EL possèdent un I_{SC} moyen plus faible que le reste de la population. Ceci est cohérent avec la forte composante shunt de ce type de défaut, diminuant la résistance shunt de la cellule et par là même le courant de court-circuit. Enfin, les défauts de type EL faible présentent les V_{OC} les plus basses ainsi qu'un I_{SC} très peu dispersé autour de 9,77A. La relation entre l'intensité d'émission en EL et la V_{OC} a déjà été mise en évidence dans la littérature [173, 184].

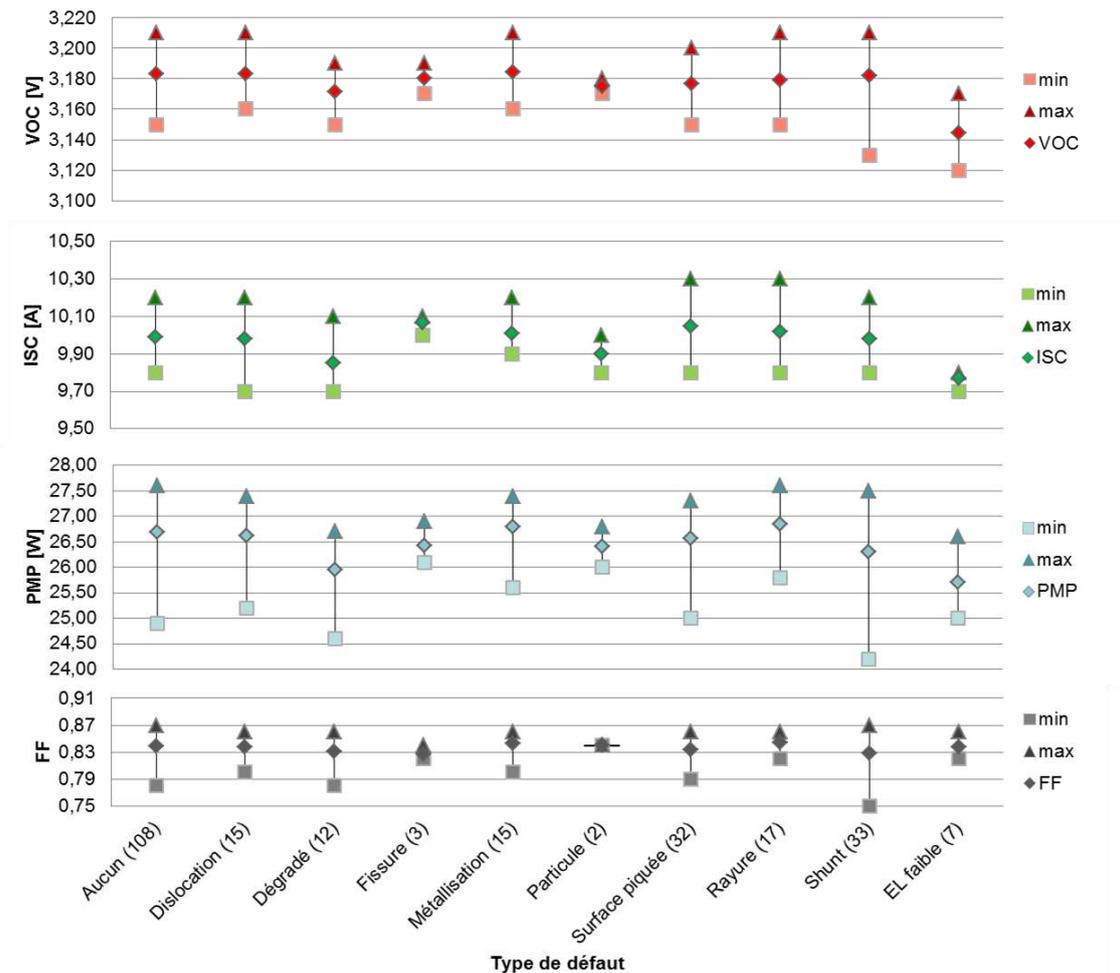


FIGURE IV.25 – Performances des cellules sous $71\text{W}/\text{cm}^2$ - AM1.5D - 25°C en fonction du type de défaut en EL. Le nombre entre parenthèses correspond au nombre de cellules possédant ce défaut sur un total de 244 cellules.

Afin de confirmer cette relation entre intensité d'émission EL et performances sous éclairage, 34 assemblages SMI, pris au hasard parmi 60, ont été analysés sur le banc EL-CMJ ainsi que sous le cell-sorter de l'IES. L'irradiance considérée est de $71\text{W}/\text{cm}^2$ au niveau de la cellule. Les clichés d'EL ont été faits sous un courant de 500mA. En utilisant la partie logicielle de l'EEL, nous avons moyenné les intensités d'émission EL sur la surface des cellules (aucun filtre n'est présent, toutes les jonctions sont prises en compte). Cette intensité moyenne a été confrontée aux mesures LIV de ces mêmes assemblages. Les images EL sont codées en nuances de gris sur 8 bits. L'intensité moyenne, qui correspond

à la moyenne des valeurs de chaque pixel de l'image, est donc comprise entre 0 et 255. Les résultats sont présentés sur la figure IV.26.

La médiane de la V_{OC} pour la population considérée est située à 3,18V. Les assemblages avec l'intensité moyenne la plus faible se situent à des valeurs de tensions inférieures à la médiane. Mais aucune tendance claire n'a été mise en évidence et il n'est pas possible de dire que l'intensité d'émission EL diminue avec la V_{OC} . Cette constatation est également valable pour le facteur de forme (FF) et le rendement (Eff.) des cellules qui ne peuvent pas être classées en fonction de l'intensité moyenne d'émission. Bien que les assemblages avec le plus grand I_{SC} présentent une intensité moyenne d'émission plus élevée, cette corrélation n'est que partielle.

Ces résultats montrent que nous n'avons pas réussi à reproduire les observations de la littérature. Ceci peut s'expliquer de plusieurs façons. Premièrement, parmi la population étudiée, des assemblages présentaient des défauts en électroluminescence. Ces défauts font grandement varier l'intensité d'émission moyennée sur la cellule. Deuxièmement, dans les articles traitant des corrélations entre EL et performances sous éclairage, les mesures d'électroluminescence se font : soit à des niveaux de courant injecté proches des courants de courts-circuits mesurés sous éclairage, soit par la mesure de l'intensité de chacune des jonctions, y compris la jonction bot. Dans notre cas, aucun de ces critères n'était atteignable. Ainsi, en l'état, la mesure absolue d'intensité d'émission EL par le banc EL-CMJ n'est pas possible. En revanche il est parfaitement opérationnel pour des études relatives, comme le suivi de défauts EL avant et après vieillissement.

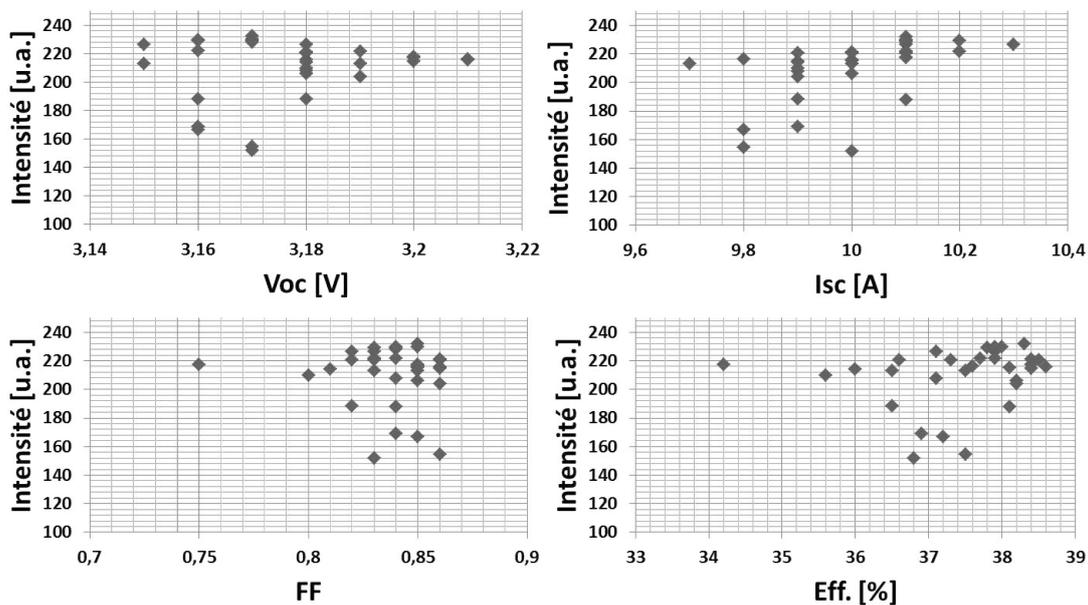


FIGURE IV.26 – Intensité moyenne d'émission EL sur la surface des cellules d'assemblages SMI en fonction des performances en LIV. Aucune tendance claire ne se dégage.

A travers les résultats présentés dans ce paragraphe, nous voyons que la corrélation entre les performances des cellules et leurs aspects en électroluminescence est difficile. Parfois, des assemblages avec des défauts très sévères, avec une forte composante shunt, auront des performances en dessous de la moyenne. Dans la majeure partie des cas les artefacts EL ne perturbent pas le fonctionnement de la cellule lorsque mesurée sous le cell-sorter de l'IES. Il se peut que ces défauts aient des conséquences lorsque les assemblages sont exposés sous flux solaire concentré.

Si ces défauts ne causent pas forcément une perte de performance, qu'en est-il de leur impact sur la durée de vie des cellules ? Nous allons apporter des réponses à cette problématique par les différents essais de vieillissement accéléré présentés dans la suite de ce chapitre. Si des cellules avec des défauts en EL entraînent en défaillance plus rapidement que des cellules saines, il serait fondé de les écarter d'un lot de production.

IV.2 Comparaison du vieillissement accéléré d'assemblages DBC et SMI

Ce paragraphe présente les résultats du plan d'expériences présenté sur la figure III.15. Grâce à la caractérisation initiale des assemblages CPV DBC et SMI et à une série de mesures après vieillissement en cycle thermique (TC) et humidité-gel (HF), nous étudierons le comportement de ces deux types d'assemblages. Nous verrons que les assemblages SMI se comportent comme les assemblages DBC, preuve d'une certaine maturité malgré la « jeunesse » du design étudié.

IV.2.1 Caractérisation initiale de 15 assemblages DBC et 15 assemblages SMI

La définition complète des assemblages DBC et SMI a été donnée dans le chapitre précédent. Rappelons que les 15 assemblages DBC ont été sélectionnés au hasard sur une série de 100 unités. Les assemblages SMI ont été choisis également au hasard parmi un lot de production de 260 unités.

La caractérisation initiale de ces assemblages se fait par les méthodes de caractérisation décrites précédemment : l'électroluminescence (EL), la tomographie RX (TRX), la réponse spectrale (EQE) et les caractéristiques IV sous éclairage (LIV) et en obscurité (DIV).

IV.2.1.1 Électroluminescence (EL) initiale

Les 15 assemblages DBC et les 15 assemblages SMI ont été caractérisés sur le banc EL-CMJ. Des clichés de chacune des jonctions de ces récepteurs ont été enregistrés ainsi que les spectres d'émission des jonctions top et mid. Nous nous intéresserons uniquement aux jonctions mid et top afin de pouvoir établir les parallèles entre EL spatiale et spectrale. De plus, les images de la jonction bot sont très difficile à mettre au point sur le banc EL-CMJ, n'apportant que très peu d'informations sur le comportement de la cellule. Les résultats de ces caractérisations sont résumés dans la figure IV.27.

Les spectres d'électroluminescence de la figure IV.27 sont représentatifs de l'émission des jonctions top et mid de systèmes InGaP/InGaAs/Ge avec un pic centré à 680nm et 880nm respectivement. Mis à part un assemblage avec une émission faible, les intensités d'émission des assemblages DBC sont comprises entre 600 et 1200 pour la jonction top, et 700 et 1200 pour la jonction mid. Pour les assemblages SMI, ces gammes d'intensités d'émission sont beaucoup plus étendues, avec une jonction top comprise entre 200 et 1100 et une jonction mid comprise entre 160 et 1350. Sur ce plan, les propriétés des assemblages SMI sont donc plus dispersées.

La moyenne des spectres d'EL (15 DBC et 15 SMI) est tracée en rouge. Pour les assemblages DBC, les intensités d'émission moyenne de la jonction top et de la jonction mid sont très proches, autour de 880. Pour les assemblages SMI, la jonction top est plus intense, avec une intensité d'émission à 780 contre 620 pour la jonction mid.

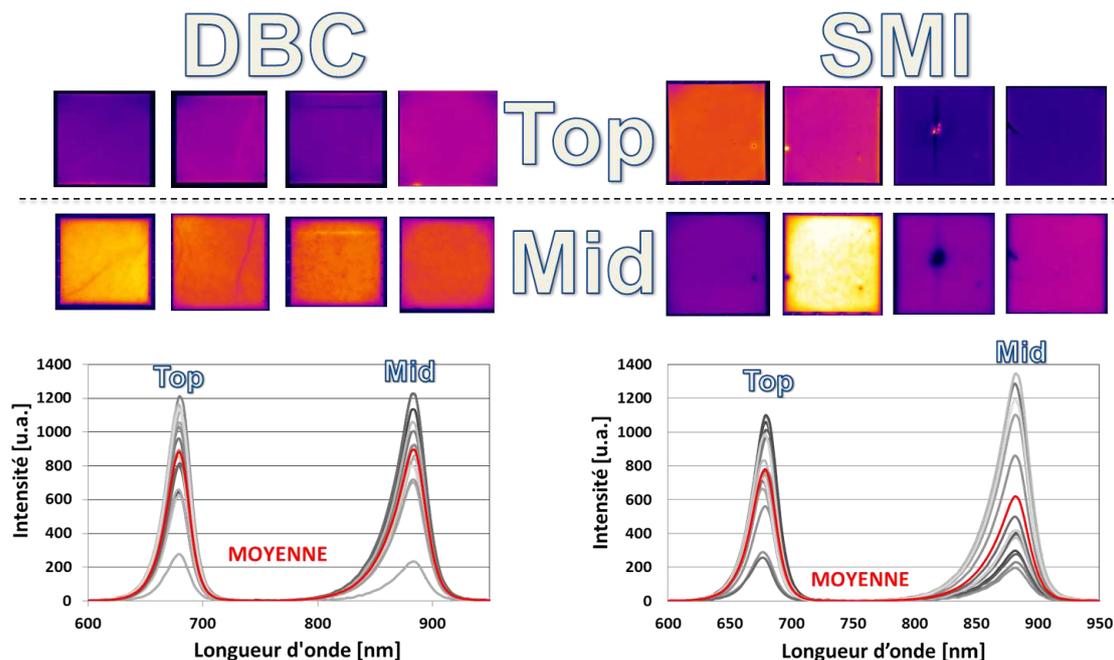


FIGURE IV.27 – Résultats de caractérisation des assemblages DBC et SMI sur le banc EL-CMJ. Les assemblages SMI présentent en général plus de défauts en EL (fausses couleurs) ainsi qu'une plus grande dispersion de l'intensité d'émission.

Lorsque les assemblages sont pris un à un, et indépendamment de leur type, il n'y a pas de règle sur l'intensité d'émission : parfois la jonction top est plus intense que la jonction mid et dans d'autres cas la jonction mid est dominante. L'auteur insiste sur le fait que le système de mesure spectrale n'est pas calibré et donne des valeurs d'intensité non-absolues. Le consensus scientifique veut que, lorsque mesurée sur un système calibré, la jonction mid de systèmes triple-jonctions InGaP/InGaAs/Ge monolithique soit très souvent plus intense que la jonction top.

Des défauts en électroluminescence ont été identifiés sur 6 assemblages DBC parmi 15. Les défauts ont tous une composante shunt et sont principalement de type dislocation. Sur les 15 assemblages SMI, 8 présentent des défauts, principalement de type shunt localisé. A noter qu'un assemblage SMI, présenté sur la figure IV.27, présente un défaut exceptionnellement important.

D'après les critères de tri des cellules Emcore, cette cellule n'aurait jamais dû être fournie à un client. En effet, Emcore rejette ses cellules à partir d'un certain nombre de défauts par cellule ou si un défaut couvrant une grande partie de la surface de la cellule est présent. Cependant, les caractérisations EL avant l'intégration de la cellule sur l'assemblage SMI ne sont pas disponibles. Nous ne sommes donc pas en mesure de dire si ce défaut était présent en sortie de fabrication ou s'il est apparu lors de la fabrication de l'assemblage.

Ce défaut est vraisemblablement dû à une décharge électrostatique comme nous l'indique la présence d'un shunt central et d'une ligne verticale. Cette ligne correspond à l'emplacement d'une ligne de métallisation qui a pu se dégrader sous la décharge électrostatique. Des simulations de décharges électrostatiques ont été conduites par l'auteur de ce manuscrit. Elles ont été réalisées avec un pistolet à décharge pour des tensions de 12-15kV. Des défauts similaires ont été obtenus.

Les mesures d'électroluminescence ont permis d'identifier la présence de défauts dans certains des assemblages. Cette connaissance préalable permettra d'estimer leurs impacts lors du vieillissement accéléré. En sortie de production, les propriétés des assemblages forment une gaussienne centrée sur une valeur cible. Les assemblages avec des propriétés supérieures ou inférieures à cette valeur cible sont situés droite ou à gauche de la gaussienne. La *fenêtre de sélectivité* définit un intervalle centré sur la valeur maximale de la gaussienne. Un client qui souhaite une fenêtre de sélectivité restreinte payera son produit plus cher et inversement. Ainsi, la grande dispersion spectrale de la jonction mid et les défauts parfois sévères des assemblages SMI montrent une différence de sélectivité dans les cellules. Les cellules des assemblages DBC semblent être assez uniformes en EL, ce qui indique une fenêtre de sélection pré-intégration plus restreinte. Les propriétés EL des cellules des assemblages SMI, plus dispersées, montrent une fenêtre de sélectivité plus étendue avec des critères moins restrictifs.

Il est également possible que, bien qu'issues de la même génération, des paramètres de fabrication des cellules aient changé entre le lot de cellule utilisé sur les DBC et celui utilisé sur les SMI.

IV.2.1.2 Mesure de réponse spectrale (EQE)

Les mesures d'efficacité quantique externe (EQE) ont été réalisées sur le banc Spequest, présenté au chapitre II. La mesure de réponse spectrale nécessite la détermination des paramètres de biais lumineux et de biais de tension pour chaque cellule. Afin de gagner du temps, et également par le manque d'expertise sur le sujet, une autre méthode de mesure a été choisie : le même jeu de paramètres de biais lumineux et de tensions a été appliqué à tous les assemblages. Nous sommes conscients que certaines mesures seront faussées à cause d'un jeu de paramètres inadapté. L'expérience étant basée sur une étude relative, une modification de l'EQE sous un même jeu de paramètres avant et après vieillissement traduira une évolution des propriétés physiques des matériaux de la cellule. Les mesures d'EQE ainsi obtenues sont présentées sur la figure IV.28.

Les EQE de ces cellules sont typiques de cellules InGaP/InGaAs/Ge. La jonction top (InGaP) répond à des longueurs d'ondes comprises entre 290nm (limite basse de l'appareil) et 680 nm avec un maximum de 85% à 490 nm. La jonction mid (InGaAs) couvre une plage de longueurs d'ondes allant de 640nm à 880nm avec un maximum de 90% obtenu à différentes longueurs d'ondes. Enfin, la jonction bot occupe une gamme spectrale de 870nm à 1800nm (limite haute de l'appareil) avec un maximum de 83% observé sur certains assemblages. La forme ondulée du plateau de la jonction bot vient de la structure en couches de celle-ci, structure propice aux phénomènes d'interférences. Il est intéressant de constater que la limite supérieure d'absorption de chacune des jonctions correspond au maximum d'intensité d'émission en EL. Ceci est logique puisque ces deux paramètres sont définis par la largeur du gap du semi-conducteur.

Les EQE des jonctions top et mid sont quasiment identiques pour tous les assemblages DBC. Une légère dispersion est présente dans la jonction top des assemblages SMI et encore plus dans la jonction mid. L'influence de l'encapsulant des cellules n'a pas été étudiée. Cette dispersion peut donc être due à un manque de reproductibilité du dépôt de l'encapsulant lors de la mise en œuvre des assemblages SMI. Il est aussi possible, comme pour les mesures d'électroluminescence, que cette dispersion vienne d'une fenêtre de sélection des cellules plus large.

Les jonctions bot des assemblages SMI et DBC présentent une très grande dispersion. Dans une

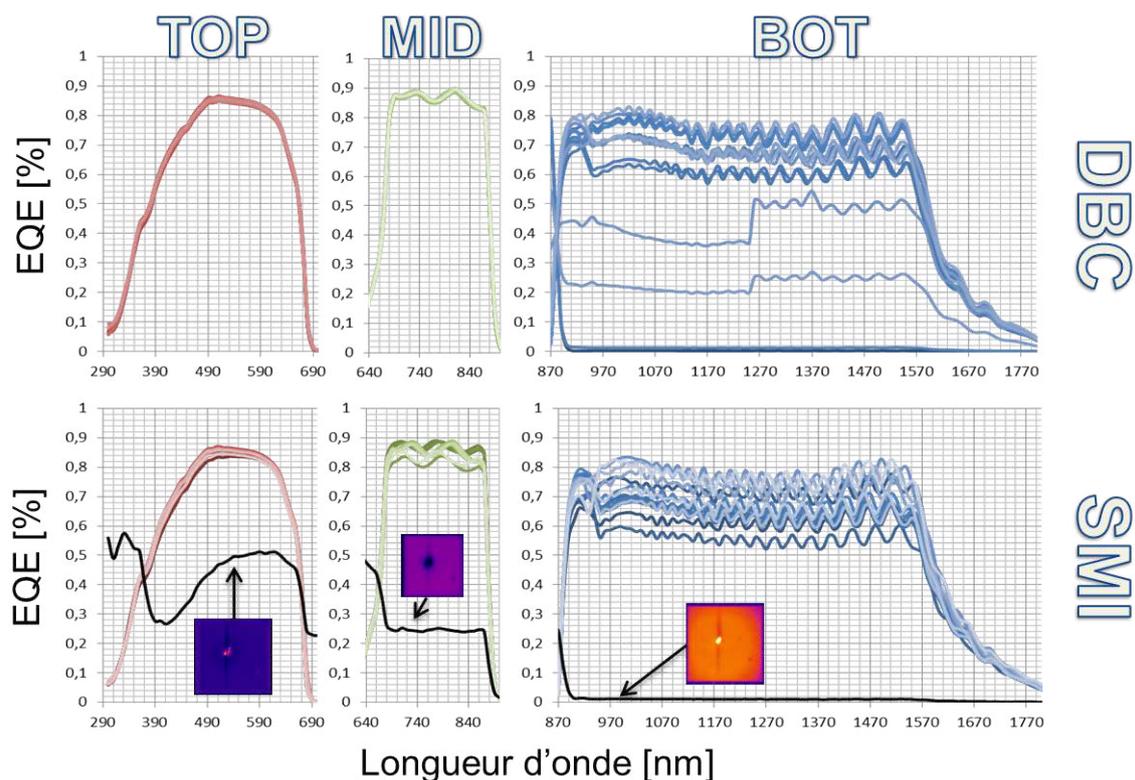


FIGURE IV.28 – Mesures EQE des assemblages DBC et SMI. Les jonctions top, mid et bot sont respectivement en rouge, vert et bleu. Une plus grande dispersion des mesures est observée pour les assemblages SMI. Un défaut très sévère en EL est corrélé à une EQE dégradée.

cellule triple-jonction, la jonction bot est la plus sensible aux paramètres de mesure. Comme le même jeu de paramètres sert pour chaque mesure, celui-ci peu ne pas être adapté pour chaque cellule. La mesure de faible EQE pour certains assemblages DBC, sans parler de celles inférieures à 50%, ne signifie pas que les jonctions sont dégradées, mais que leurs propriétés électriques diffèrent du reste de la population et que le jeu de paramètres se retrouve inadapté pour ces assemblages.

Une faible EQE peut aussi être due à des effets de résistance shunt trop faible [200]. Ainsi, l'assemblage SMI avec un défaut EL exceptionnellement grand et à forte composante shunt verra sa réponse spectrale complètement effondrée sous un jeu de paramètres satisfaisant pour les autres assemblages. La courbe noire de la figure IV.28 s'explique donc par la présence d'un défaut EL sur l'assemblage. De la même manière, les EQE des jonctions bot des assemblages DBC inférieures à 50% sont mesurées sur des cellules avec des défauts de types dislocation (forte composante shunt) ou shunt localisé.

L'EQE reflète donc les propriétés électriques de la cellule. La mesure de la jonction bot peut être perturbée par des défauts pré-existants, notamment si ceux-ci sont exceptionnellement importants (taille et composante shunt). Nous sommes conscient que l'application d'un même jeu de paramètres sur tous les assemblages n'est pas le plus pertinent scientifiquement. Mais il répond à la problématique de suivi de vieillissement : si, pour un même jeu de paramètres de biais de tensions et de biais optiques avant et après vieillissement, l'EQE d'un assemblage est modifiée, cela signifie que les propriétés physiques des matériaux composant la cellule ont évolué.

IV.2.1.3 Tomographie RX

Les résultats de caractérisation par tomographie RX ont été présentés précédemment dans ce manuscrit (cf. paragraphe III.2.2). Pour en rappeler l'essentiel, la figure IV.29 montre les cartographies de vides aux différentes interfaces de quelques assemblages DBC et SMI. Pour chaque interface, le pire et le meilleur cas sont représentés, ainsi que quelques cas intermédiaires.

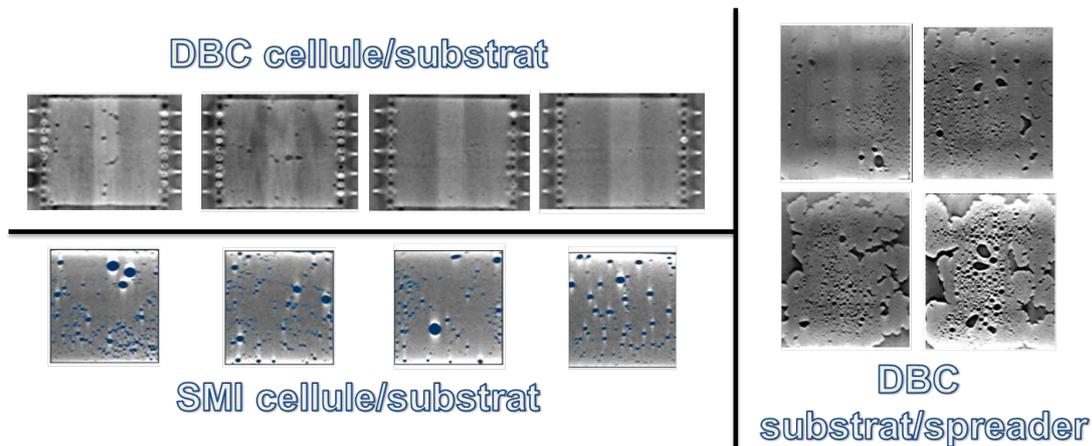


FIGURE IV.29 – Cartographies des vides obtenues par tomographie RX. Les interfaces cellule/substrat des assemblages DBC sont de très bonne qualité, témoignage d'un procédé de fabrication maîtrisé. Les interfaces substrat/spreader des assemblages DBC et cellule/substrat des assemblages SMI souffrent d'un procédé de mise en œuvre encore immature au moment de leur fabrication.

Les taux de vides aux interfaces substrat/spreader des assemblages DBC varient de 5% à 35%. Quelques très bonnes interfaces sont donc présentes, mais une grande dispersion apparaît, conséquence d'un procédé de fabrication encore mal maîtrisé au moment de l'approvisionnement des assemblages.

Les taux des vides sous les cellules des assemblages DBC sont compris entre 0,5% et 3%. De si bas taux de vides résultent de plusieurs années d'expérience par Emcore dans ce domaine. Avec seulement quelques mois de mise au point, les assemblages SMI possèdent des taux de vides compris entre 6% et 11%. De tels taux de vides sont, là aussi, dus à une mise en œuvre non optimale au moment de la constitution de la population d'essai.

Les vides se caractérisent par leurs formes ellipsoïdales et peuvent atteindre une surface unitaire équivalente à 2% de la surface de la cellule. Il s'agit là des vides les plus dangereux pour la fiabilité de la cellule. Un void unitaire trop grand entraîne une élévation de température importante en son centre et peut conduire à l'emballement thermique de la cellule.

Des taux de vides importants sous la cellule caractérisent donc les assemblages SMI. Les cartographies permettront de faire le lien entre la présence de vides (soit par leur taille ou par leur nombre) et la tenue des assemblages aux essais de vieillissement accéléré.

IV.2.1.4 Caractéristique IV (DIV et LIV)

Indispensables à toute étude de vieillissement, les performances des assemblages sous éclairage (LIV) et leurs caractéristiques IV dans l'obscurité (DIV) ont été mesurées initialement. Les courbes

DIV assemblages SMI (6 parmi 15) ont été présentées sur la figure IV.22. Elles avaient servi à mettre en évidence une corrélation partielle entre électroluminescence et caractéristique IV dans l'obscurité. Elles sont à nouveau reportées (15 parmi 15) dans la figure IV.30 aux côtés des courbes DIV des assemblages DBC.

Tandis que les assemblages DBC présentent un faisceau uniforme de courbes, les assemblages SMI contiennent 5 unités avec un courant de recombinaison non-radiative important. Ces défauts avaient été corrélés avec la présence d'artefacts à forte composante shunt en électroluminescence.

Les mesures DIV montrent une fois de plus que les assemblages SMI ont des propriétés électriques plus dispersées que les assemblages DBC. Nous reviendrons sur ces caractéristiques à la suite des essais de vieillissement accéléré.

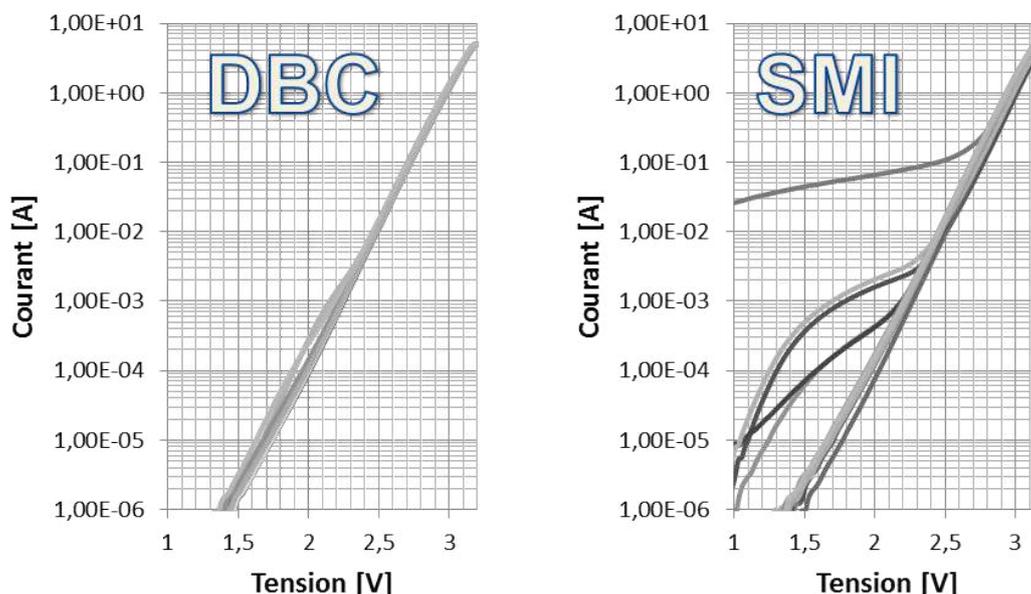


FIGURE IV.30 – Mesures DIV des 2 séries de 15 assemblages DBC et SMI. Les assemblages SMI présentent des défauts dans le domaine de recombinaison non-radiative ; défauts corrélés avec la présence d'artefacts en EL. Les assemblages DBC ne présentent aucun défaut sur leurs courbes DIV.

Nous terminons cette caractérisation initiale des assemblages DBC et SMI par leur mesure de performances sous éclairage, conduite sous le cell-sorter de l'IES. Cette mesure constitue une très bonne indication du comportement des assemblages en fonctionnement nominal, mais ne peut mettre en évidence les problèmes thermiques liés au flux solaire concentré. La figure IV.31 résume les mesures effectuées sur le cell-sorter de l'IES pour une irradiance de $71\text{W}/\text{cm}^2$ au niveau de la cellule.

Pour rappel, les assemblages SMI et DBC sont basés sur les mêmes générations de cellule. Il s'agit de cellules triple-jonction Emcore dont le rendement donné par le fabricant est de 38,5% à $50\text{W}/\text{cm}^2$ et 37,0% à $100\text{W}/\text{cm}^2$. Ceci pris en compte, les assemblages SMI présentent en moyenne de moins bonnes performances que les assemblages DBC avec un rendement moyen de 37,9% contre 38,9% respectivement. Sans surprise, l'écart type de ces rendements est plus grand pour les assemblages SMI, ce qui est cohérent avec les dispersions des propriétés de ces assemblages observées sur tous les résultats de mesure.

Comme dit précédemment, ceux-ci possèdent une résistance série R_S plus grande, $19\text{m}\Omega$ contre $16\text{m}\Omega$ pour les assemblages DBC et l'écart en rendement peut en être une conséquence. Cette diffé-

rence de rendement s'explique par un I_{SC} , V_{OC} et facteur de forme FF plus faible pour les assemblages SMI. En valeur moyenne, les assemblages SMI possèdent un I_{SC} de 9,95A, une V_{OC} à 3,16V et un facteur de forme (FF) à 85,7%. Soit des valeurs inférieures à celles des assemblages DBC avec un I_{SC} de 10,09A, une V_{OC} à 3,18V et un FF à 86,1%. Ces différences de propriétés se ressentent sur les V_{MP} et I_{MP} des assemblages avec 2,78V et 9,72A pour les assemblages SMI et 2,81V et 9,83A pour les DBC. C'est donc en toute logique que la P_{MP} des assemblages SMI est inférieure à celle des DBC avec 26,94W contre 27,63W respectivement.

En observant les valeurs maximales et minimales de chacun des paramètres, on constate que les résultats se chevauchent. Des assemblages SMI sont donc aussi performants que certains assemblages DBC et inversement. Les valeurs d'écart types des paramètres LIV sont également systématiquement plus élevées pour les assemblages SMI, traduisant là encore une fenêtre de sélectivité des cellules plus large.

Mesures initiales de performances sous éclairage ($71W/cm^2$)

Design	SMI				DBC			
	MOYENNE	ECART TYPE	MAX (Population)	MIN (Population)	MOYENNE	ECART TYPE	MAX (Population)	MIN (Population)
Voc [V]	3,16	0,012	3,18	3,141	3,184	0,008	3,193	3,168
Rs [ohm]	0,019	0,003	0,025	0,012	0,016	0,004	0,025	0,011
Isc [A]	9,945	0,113	10,11	9,622	10,083	0,068	10,21	9,989
Vmp [V]	2,772	0,032	2,828	2,713	2,81	0,007	2,824	2,798
Imp [A]	9,722	0,132	9,902	9,423	9,834	0,058	9,961	9,74
Pmp [A]	26,944	0,383	27,448	25,979	27,631	0,211	28,09	27,367
FF [%]	0,857	0,007	0,869	0,843	0,861	0,002	0,865	0,858
Eff. [%]	37,95%	0,54%	38,66%	36,59%	38,92%	0,30%	39,56%	38,55%

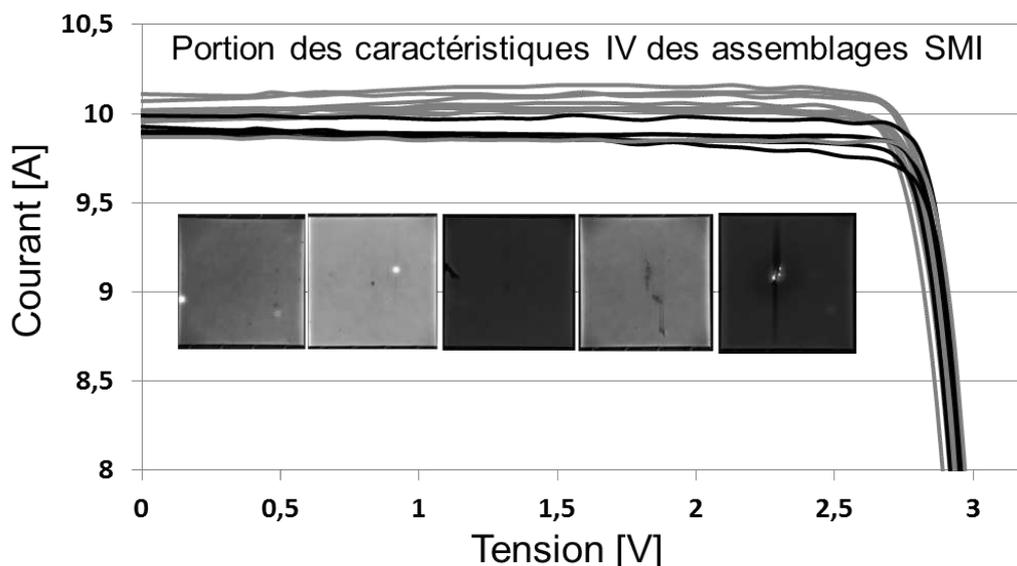


FIGURE IV.31 – Résumé des mesures LIV conduites sur le cell-sorter de l'IES pour une irradiance de $71W/cm^2$. Les performances des assemblages SMI sont en moyenne moins bonnes que celles des assemblages DBC. Corrélation partielle entre défauts EL et caractéristiques LIV.

Nous avons vu que les assemblages SMI présentent des types de défauts en EL plus contrastés. En

s'intéressant uniquement à ce type d'assemblages, la partie basse de la figure IV.31 illustre l'impact des défauts en électroluminescence sur les courbes LIV d'assemblages SMI. Les courbes LIV noires sont représentatives d'assemblages SMI avec des défauts en EL. Plus la composante shunt du défaut est importante plus la différence entre l' I_{SC} et l' I_{MP} est grande. Ce résultat est cohérent avec la théorie puisque pour des tensions inférieures au V_{MP} , le comportement de la cellule est dominé par la résistance shunt.

Il est important de voir qu'une courbe LIV grise, appartenant à un assemblage sans défaut EL, se trouve dans le faisceau de courbes noires. La corrélation entre performances sous éclairement et défauts en électroluminescence n'est donc que partielle. Il en va de même pour les autres méthodes de caractérisation. Les assemblages avec de faibles réponses spectrales ne possèdent pas forcément un rendement moins bon, car d'autres facteurs sont à prendre en compte (résistance série, FF, etc.).

Le principe de superposition des caractéristiques IV dans l'obscurité (DIV) et sous éclairement (LIV) n'est vérifié que pour l'assemblage SMI qui présentait un courant de shunt très important ($4 \cdot 10^{-1} A$ contre $10^{-6} A$ pour des cellules saines, cf. figure IV.30). Pour cet assemblage, la différence $I_{SC} - I_{MP}$ est la plus importante, traduisant une faible résistance shunt. Pour les autres assemblages présentant des courants de shunt élevés, cette différence n'est pas plus marquée que pour des assemblages sains.

IV.2.1.5 En résumé

Sur le plan des mesures sous éclairement en intérieur sur le cell-sorter de l'IES, les assemblages SMI présentent des performances inférieures aux assemblages commerciaux DBC. Ceci peut s'expliquer par une différence dans la résistance série qui diminue le rendement des cellules sous de fortes irradiances. Les assemblages SMI présentent des propriétés électriques plus dispersées que les assemblages DBC, témoignage d'un procédé de mise en œuvre encore immature au moment des faits ou d'une fenêtre de sélectivité plus étendue lors de l'approvisionnement des cellules.

Contrairement à ce qui aurait pu être attendu, un défaut en électroluminescence ou un courant de shunt élevé sur la caractéristique DIV des assemblages n'induit pas forcément des performances plus faibles. Il est cependant retenu qu'un défaut EL couvrant une large surface de la cellule et/ou avec une composante shunt importante a de plus grandes chances d'impacter la courbe DIV de la cellule ainsi que ses performances sous éclairement.

La diversification des outils de caractérisation nous a permis d'établir des corrélations partielles entre les différents résultats. Ces corrélations qui peuvent sembler absolues sur un petit nombre d'échantillons ne deviennent que partielles sur une plus grande population. Il est donc primordial de disposer d'un nombre suffisant d'échantillons afin d'éviter les cas isolés.

Si l'influence des défauts EL, des courants de shunt en DIV ou des EQE faibles n'est pas forcément néfaste sur les performances des assemblages, la question des effets de ces défauts, ainsi que de larges voids dans la brasure, sur la robustesse des assemblages reste entière.

Pour tenter d'y répondre, des campagnes d'essais de vieillissement accéléré ont été conduites. L'étape de caractérisation initiale présentée permet d'établir les différents défauts présents sur les assemblages CPV et pourra permettre de déterminer les modes de défaillance des assemblages durant les essais de vieillissement. Dans le prochain paragraphe nous présentons les résultats de la première campagne d'essais. Cette étude repose sur la comparaison du comportement d'assemblages DBC et

SMI face aux essais de cycles thermiques et humidité-gel. De par leur maturité, les assemblages DBC sont pris comme référence.

IV.2.2 Essai de cycle thermique sur 6 assemblages DBC et 6 assemblages SMI

Pour l'essai de cycle thermique (TC), les assemblages CPV sont placés dans une enceinte climatique. Ils sont tous connectés en série et un courant de 15A circule lorsque la température de la cellule de l'assemblage de référence dépasse 25°C. L'essai est stoppé au bout de 500 cycles thermiques de -40°C à +110°C. Deux assemblages DBC et deux assemblages SMI sont retirés du test au bout de 108 cycles, puis quatre autres après 250 cycles et enfin quatre autres après 500 cycles.

IV.2.2.1 Calibration de l'enceinte

La mise en œuvre pratique de l'essai de cycle thermique (TC) est un réel apport des travaux de thèse. Grâce au banc d'injection de courant (BIC), l'essai de TC peut se faire sur n'importe quelle enceinte climatique, dans la limite de ses spécifications. Il s'agit là d'une nouvelle compétence apportée au sein du laboratoire d'accueil.

L'essai de TC tel que décrit dans la norme IEC 62108 précise que les températures de consigne sont définies au niveau de la cellule. La température maximale de 110°C doit donc prendre en compte l'échauffement lié à l'injection du courant. Si une telle température est donnée comme consigne à l'enceinte, la cellule dépassera obligatoirement la température maximale autorisée. Il est donc nécessaire de calibrer l'enceinte et d'avoir accès à la température de la cellule.

Pour ce faire, des cycles de tests sont conduits. Les 12 assemblages CPV sont connectés en série et une température maximale est donnée comme consigne à l'enceinte climatique. L'essai débute et lors des premières injections de courant, si la température dépasse 110°C, l'essai est arrêté. La température maximale de l'enceinte est alors diminuée et l'essai redémarre. Par apprentissage, un profil de température correct est trouvé et permet de respecter les conditions de l'essai.

Le profil de température mesuré sur l'assemblage de référence est présenté sur la figure IV.32. La température maximale de 110°C est respectée et maintenue sur un intervalle cumulé d'au moins 10 minutes. La consigne de l'enceinte (en vert) est fixée à 80°C. La température minimale de -40°C est aussi respectée et maintenue au moins 10 minutes à chaque cycle. Les fenêtres en pointillés (rouge et bleue) donnent les intervalles de tolérance sur les températures extrêmes ($\pm 3^\circ\text{C}$).

Grâce à ce cycle mis au point dans le cadre de nos travaux de recherches, les obligations de la norme IEC 62108 sont respectées. Ce cycle sera celui vu par les cellules durant toute la durée de l'essai (500 cycles).

IV.2.2.2 Caractérisation post cycle thermique

La caractérisation initiale des assemblages DBC et SMI utilisés pour l'essai de TC a été présentée précédemment. Les mêmes caractérisations sont conduites sur les assemblages en sortie de TC pour différents temps de cyclage (108 cycles, 250 cycles et 500 cycles). Les résultats de ces caractérisations post vieillissement sont présentés dans ce paragraphe. Il en ressort un comportement similaire des as-

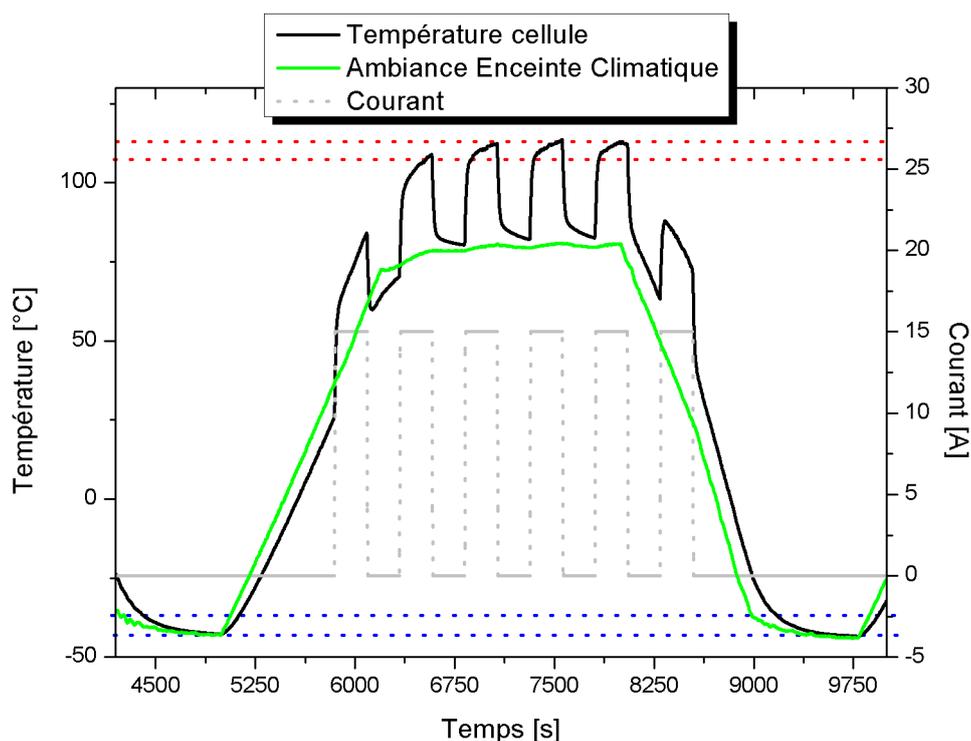


FIGURE IV.32 – Profil de température vu par les cellules au cours des essais de cycles thermiques. Les températures extrêmes sont respectées suite à la mise au point par apprentissage du profil de température de l'enceinte.

semblages DBC et SMI.

La première constatation, et de loin la plus importante, est qu'aucun assemblage n'a présenté de défaillance précoce durant l'essai. La présence de larges voids sur les assemblages SMI, l'existence de défauts en électroluminescence ou les anomalies des courbes DIV n'ont entraîné aucune défaillance catalectique. De ce seul point de vue, les assemblages DBC et SMI se sont comportés de façon similaire, même jusqu'à la fin de l'essai, après 500 cycles thermiques.

D'autre part, les cartographies des voids n'ont pas évolué pendant et après l'essai. Ceci était présent, car la température maximale rencontrée par les assemblages est très éloignée du liquidus des brasures.

Enfin, les mesures de réponses spectrales (EQE) avant et après vieillissement par cyclage thermique n'ont montré aucune évolution et ne seront pas détaillées dans ce paragraphe.

Des mesures de performances sous éclaircissement ($71\text{W}/\text{cm}^2$) ont été réalisées sur tous les assemblages après l'essai. Les variations des paramètres électriques avant et après vieillissement sont présentées sur la figure IV.33.

Comme nous l'avons évoqué au chapitre précédent, des assemblages avaient été mis de côté afin de servir de référence. Ces références devaient permettre de s'assurer de la reproductibilité des conditions de mesures initiales sur le cell-sorter de l'IES. En ré-obtenant les valeurs initiales, nous aurions calibré le cell-sorter. Cependant, les caractérisations post-vieillessement ne se sont pas déroulées ainsi.

La figure IV.33 montre une perte de puissance de 4% sur les assemblages de référence. Ces assem-

blages n'ayant été exposés à aucun facteur de vieillissement (température, humidité, lumière, etc.), il est peu probable qu'ils se soient dégradés. L'explication d'une telle différence se trouverait donc dans les conditions de mesures post vieillissement qui ont du être différentes des conditions initiales. Cette campagne de mesure post-vieillissement a été entièrement sous-traitée à l'IES et les conditions de mesure exactes ne sont pas connues de l'auteur. Des discussions sont encore en cours aujourd'hui pour connaître l'origine de la dégradation des références. Cette différence en puissance étant uniquement due à une perte d' I_{SC} , il est possible que le problème se situe au niveau des cellules isotypes du cell-sorter entraînant une sous-estimation de l'irradiance.

Qu'elle soit due à de mauvaises conditions de stockage ou à un problème de mesure, l'origine des écarts de 4% en puissance et en rendement observés sur les assemblages de référence ne peut être déterminée avec certitude.

Quoiqu'il en soit, les mesures des échantillons après 108 cycles, 250 cycles et 500 cycles reflètent une perte de puissance similaire. Pour chacune des configurations nombre de cycle/type d'assemblage, la V_{OC} n'est que très peu impactée. Les variations en V_{OC} sont inférieures à 1% et se confondent avec l'incertitude de mesure. Les variations en I_{SC} sont indépendantes du nombre de cycles et du type d'assemblages. La plus grande variation en I_{SC} est observée pour les assemblages DBC ayant subi 250 cycles thermiques (-6%). Pour ce même type d'assemblage, la variation en I_{SC} tombe à 4% après 500 cycles, décorrélant ainsi dégradation et nombres de cycles. Il en va de même pour les assemblages SMI où la variation en I_{SC} après 108 cycles est supérieure à celle obtenue après 250 cycles (-3% contre -2% respectivement).

Les valeurs reportées sur la figure IV.33 montrent donc que les variations de puissance et de rendement mesurées sur les assemblages vieillis sont très proches de celles observées sur les références. Nous pouvons donc déduire que l'essai de cycle thermique ne dégrade pas plus les assemblages que le simple fait de les stocker. Ce qui nous amène à penser que l'essai de TC n'a pas entraîné de pertes de performances significatives, quelque soit le nombre de cycles.

	ΔI_{SC}	ΔV_{OC}	ΔP_{MP}	ΔEFF	ΔFF
2 DBC 108 TC	-3%	0%	-4%	-4%	0%
2 SMI 108 TC	-3%	-1%	-3%	-3%	1%
2 DBC 250 TC	-6%	0%	-6%	-6%	0%
2 SMI 250 TC	-2%	-1%	-2%	-2%	1%
2 DBC 500 TC	-4%	-1%	-4%	-4%	0%
2 SMI 500 TC	-5%	-1%	-5%	-5%	0%
5 ASSEMBL. REF.	-4%	0%	-4%	-4%	0%

FIGURE IV.33 – Écart moyen entre les performances sous éclairage initiales et post vieillissement. Irradiance à $71W/cm^2$ au niveau de la cellule. Les pertes mesurées ne semblent pas significatives à la vue des références.

Si les performances ne semblent pas impactées par l'essai de cycle thermique, des modifications du comportement des assemblages sont visibles sur les mesures d'électroluminescence et de DIV. Pour la présentation de ces résultats, un assemblage DBC et un assemblage SMI seront présentés parmi les couples d'échantillons ayant vécu des durées de vieillissement différentes.

La figure IV.34 montre les résultats des mesures EL obtenues sur le banc EL-CMJ avant et après cyclage. Pour une durée d'essai de 108 cycles thermiques (TC), une augmentation du contraste est visible sur les jonctions top et mid, aussi bien pour les assemblages DBC que SMI. Le principe de superposition monolithique montre que la jonction mid voit sa résistance shunt diminuer (zone plus sombre corrélée avec zone claire sur la jonction top). Les jonctions bot ne sont pas présentées car aucun phénomène particulier n'y a été observé.

A mesure que l'on s'approche des 500 TC, des artefacts EL à forte composante shunt apparaissent au niveau des busbars. Ceux-ci sont situés en haut et en bas de chaque image. Ces défauts sont présents sur chaque cellule mais restent plus marqués pour les assemblages SMI. Leur localisation suggère une origine thermique. En effet, à cause du *current crowding*, la densité de courant au niveau des busbars est plus importante que dans le reste de la cellule. L'échauffement à cet endroit est donc plus important. Le mécanisme d'apparition n'a pas été identifié, mais ces défauts rappellent ceux observés dans les phases de design, notamment lors du choix de la brasure. Les analyses chimiques avaient exclu la diffusion d'espèce métallique dans les jonctions en provenance des métallisations.

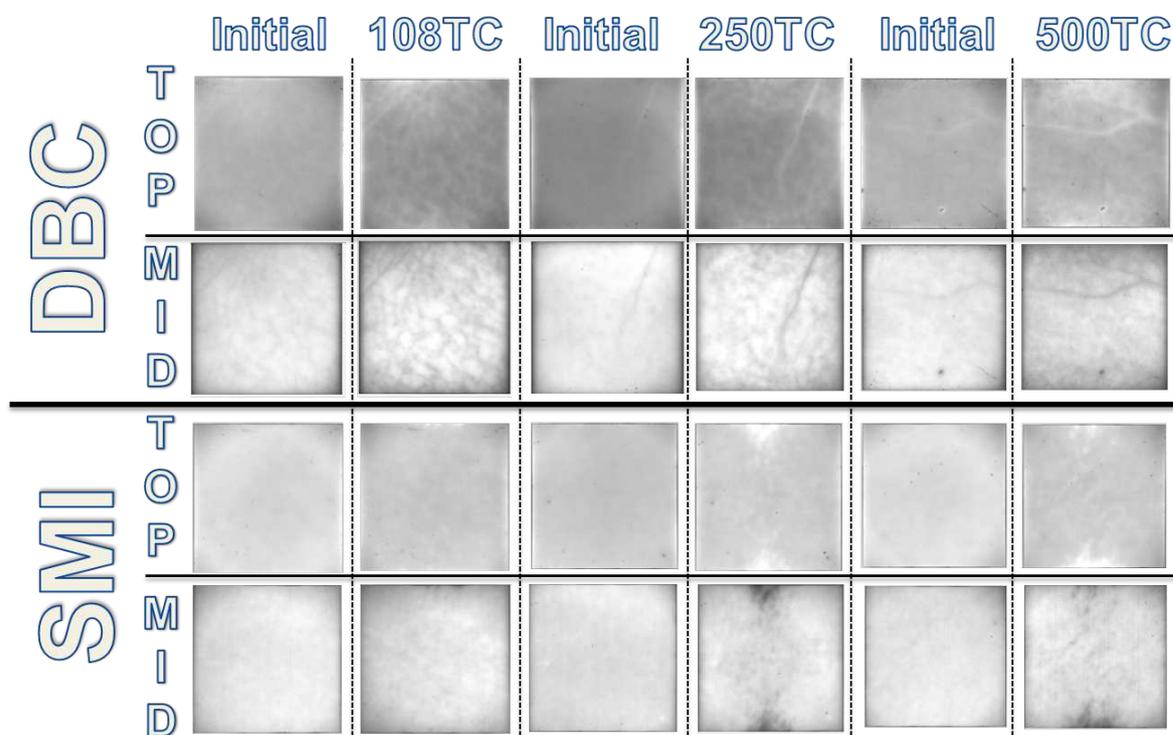


FIGURE IV.34 – Mesures EL avant et après vieillissement des assemblages CPV. Sur chaque cellule, les busbars sont situés en haut et en bas de l'image. A mesure que les cycles augmentent, un défaut de type shunt apparaît à proximité des busbars. Ce phénomène est plus marqué pour les assemblages SMI.

La figure IV.35 se divise en deux parties. La partie supérieure présente les caractéristiques DIV des assemblages DBC initiaux (trait continu gris) et à différents stades de vieillissement (trait continu noir). Les assemblages SMI initiaux sont représentés en pointillés (gris pour mesure initiale et noir pour mesure après vieillissement). La partie inférieure reprend le même code de légende et illustre les spectres d'électroluminescences. Rappelons que le pic d'émission de la jonction top (InGaP) se situe à 680nm et à 880nm pour la jonction mid (InGaAs). La jonction bot (Ge) n'est pas présente à cause de

la gamme spectrale limitée du spectromètre.

Les mesures spectrales d'électroluminescence, reportées sur la partie inférieure de la figure IV.35, montrent une diminution de l'émission de la jonction mid avant et après cyclage. Cette diminution est clairement significative à partir de 250 cycles thermiques et s'accroît à 500 cycles thermiques. A ce stade de vieillissement l'intensité d'émission de la jonction mid des assemblages DBC et SMI subit une diminution d'environ 150.

Pour 108 cycles thermiques, c'est l'émission de la jonction top qui augmente considérablement pour chacun des types d'assemblages, passant ainsi de 580 à 1180 pour les assemblages SMI et de 1050 à 1350 pour les assemblages DBC.

La diminution d'intensité d'émission traduit une diminution de la résistance shunt de la jonction mid qui est cohérente avec les résultats de la figure IV.34. Ce phénomène se déroule en deux étapes en fonction de la durée du vieillissement : augmentation de l'émission de la jonction top puis diminution de l'émission de la jonction mid. Ce résultat est en accord avec le principe de superposition monolithique et confirme une diminution de la résistance shunt de la jonction mid.

La diminution de la résistance shunt de la jonction mid des cellules est également visible sur les caractéristiques DIV des assemblages avant et après vieillissement. Pour chaque type d'assemblage, une augmentation du courant de recombinaison non-radiative est visible. Ainsi, pour une tension de 1,5V et après 500 cycles thermiques, le courant de shunt est doublé, passant de $1,5 \cdot 10^{-6} \text{A}$ à $3,5 \cdot 10^{-6} \text{A}$ pour l'assemblage DBC et de $2,4 \cdot 10^{-6} \text{A}$ à $5,2 \cdot 10^{-6} \text{A}$ pour les assemblages SMI. Cette augmentation est jugée significative. Elle n'est pas due à une dérive du système de mesure car nous verrons par la suite que les mesures DIV pour les assemblages passés en humidité-gel sont parfaitement identiques.

L'utilisation de l'électroluminescence résolue spatialement et spectralement ainsi que les mesures de caractéristiques DIV ont permis de mettre en évidence un phénomène de diminution de la résistance shunt de la jonction mid. Ce phénomène touche les deux types d'assemblages et ne semble pas impacter les performances sous éclairage telles que mesurées sur le cell-sorter de l'IES.

De par ces résultats, les assemblages DBC et SMI se comportent de façon similaire. Face à la maturité des assemblages DBC, une confiance relative peut être accordée aux nouveaux assemblages SMI. L'apparition de défauts en électroluminescence n'est pas un critère de refus défini dans la norme IEC 62108. En l'état, et pour l'essai de cycle thermique, les assemblages SMI ne seront donc pas un point critique pour la certification des modules dans lesquels ils seront installés.

IV.2.3 Essai d'humidité-gel (HF) sur 6 assemblages DBC et 6 assemblages SMI

L'essai d'humidité-gel (HF, de l'anglais *humidity-freeze*) a été réalisé en partenariat avec la société SERMA Technologie basée à Bordeaux. Il a été choisi de faire appel à un sous-traitant devant le manque de disponibilité des enceintes climatiques au sein de laboratoire d'accueil.

Le profil de température et d'humidité appliqué durant cet essai est celui de l'option HFC-1 de la norme IEC 62108. Ce profil a été jugé, d'après les résultats du *module S*, représentatif du pire cas que pouvait expérimenter les assemblages en conditions réelles (cf paragraphe III.4.2). La température maximale est de 85°C. Lorsque la température est supérieure à 0°C, l'humidité relative est maintenue à

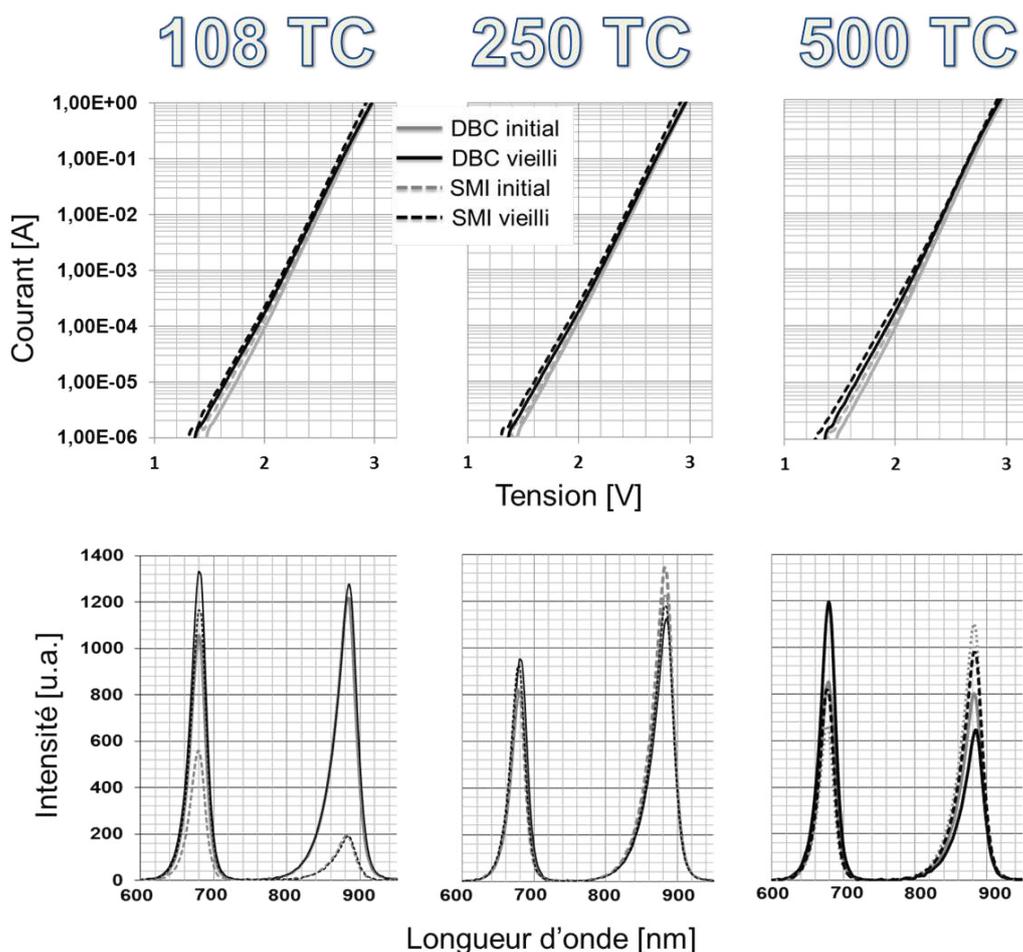


FIGURE IV.35 – Spectres EL et mesures DIV avant et après vieillissement. La perte d'intensité progressive de la jonction mid traduit la diminution de sa résistance shunt. Cette diminution de la résistance shunt est également visible sur les mesures DIV.

85%. Les assemblages, par groupe de 2 DBC et 2 SMI, seront retirés de l'essai au bout de 5, 10 et 20 cycles. La durée de 20 cycles étant la limite supérieure imposée par la norme IEC 62108 et correspond à une durée de 480 heures.

IV.2.3.1 Caractérisation post humidité-gel

Nous allons voir dans ce paragraphe que les propriétés électriques des assemblages CPV soumis à l'essai d'humidité-gel (HF) ne changent pas avant et après vieillissement. En revanche, l'aspect visuel des assemblages a évolué. Les clichés d'assemblages DBC et SMI, présentés sur la figure IV.36, montrent l'apparition de corrosion en surface. Pour les assemblages DBC, cette corrosion affecte particulièrement le spreader. Sur les assemblages SMI, toute partie métallique non protégée par du vernis épargne ou de l'encapsulant est corrodée. Ce phénomène est nettement visible sur la tranche du SMI qui est beaucoup plus sombre après vieillissement.

Comme pour l'essai de TC, l'essai HF n'a pas provoqué de défaillances précoces. Les taux de voids n'ont pas évolué et les mesures d'EQE sont identiques aux mesures initiales (à l'exception d'un

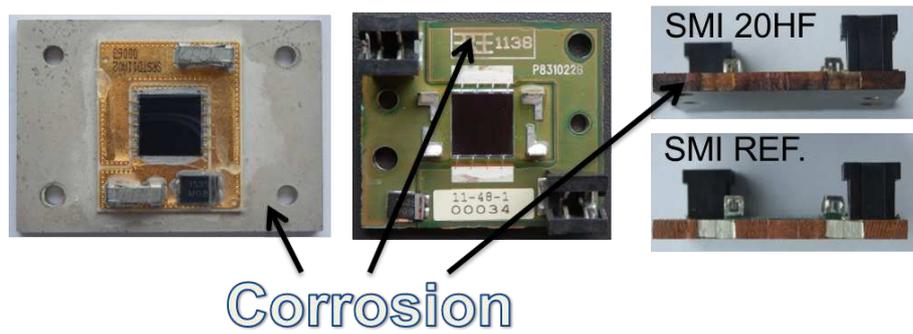
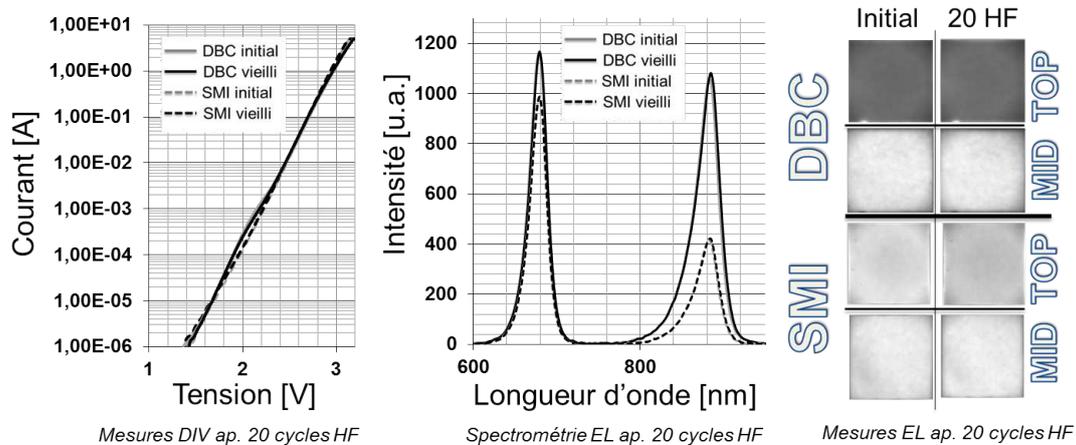


FIGURE IV.36 – Corrosion des spreaders des assemblages DBC. Apparition de corrosion sur toutes les parties métalliques des assemblages SMI non-recouvertes par l’encapsulant.

cas isolé). Les mesures de performances sous éclairage après vieillissement n’ont pas fait ressortir de pertes significatives. Les résultats sont présentés sur la figure IV.37. En appliquant le même raisonnement que pour les mesures post cycle thermique, les pertes sous éclairage mesurées sont très proches des références. Les variations en I_{SC} sont toutes inférieures à celles mesurées sur les références (-4%). Il en est de même pour les variations en P_{MP} . Nous pouvons donc déduire, en se basant sur les mesures d’éclairage en intérieur, que l’essai HF ne dégrade pas les performances des assemblages.



	ΔI_{SC}	ΔV_{OC}	ΔP_{MP}	ΔEFF	ΔFF
2 DBC 5 HF	-4%	0%	-4%	-4%	0%
2 SMI 5 HF	-4%	-1%	-4%	-4%	0%
2 DBC 10 HF	-4%	0%	-4%	-4%	1%
2 SMI 10 HF	-3%	-1%	-2%	-3%	1%
2 DBC 20 HF	-4%	0%	-4%	-4%	0%
2 SMI 20 HF	-3%	-1%	-2%	-2%	2%
5 ASEMBL. REFERENCES	-4%	0%	-4%	-4%	0%

Variations de performances sous éclairage

FIGURE IV.37 – Résumé des résultats de caractérisation post humidité-gel. Les mesures EL et DIV concernent deux assemblages SMI et DBC après 20 cycles HF. Les propriétés électriques ne changent pas.

A l’exception d’un cas isolé sur lequel nous reviendrons par la suite, aucune évolution des proprié-

tés électriques des assemblages n'a été mesurée. La figure IV.37 présente les mesures d'électroluminescence résolues spectralement et spatialement ainsi que les caractéristiques DIV des cellules. Pour chaque résultat, un assemblage DBC et un assemblage SMI ayant subi 20 cycles d'humidité-gel sont pris en compte.

Les caractéristiques DIV obtenues après vieillissement sont très proches des caractéristiques initiales. La variation du courant de shunt à 1,5V est inférieure à 20%, aussi bien pour l'assemblage DBC que l'assemblage SMI. Nous sommes ici bien en dessous des 120% d'augmentation du courant de shunt des assemblages CPV après 500 cycles thermiques. Nous déduisons de ces mesures que la résistance shunt des assemblages n'a pas évolué.

Ces résultats sont cohérents avec les mesures d'électroluminescence. Les intensités d'émissions initiales et après 20 cycles HF sont identiques. Les spectres d'émission de ces assemblages se superposent parfaitement. Les clichés d'EL obtenus sur le banc EL-CMJ ne révèlent aucune modification de l'aspect initial des jonctions top et mid des assemblages DBC et SMI.

Les résultats de la figure IV.37 montrent que les assemblages SMI et DBC se comportent de la même façon face à l'essai d'humidité-gel. La reproduction des résultats initiaux apporte la preuve de la stabilité des assemblages DBC et SMI face à ce type d'essai. Elle permet aussi d'apporter une confiance dans les outils de mesures et de confirmer l'origine thermique des défauts apparus lors de l'essai de TC.

L'essai d'humidité-gel est donc franchi avec succès sur le plan des propriétés électriques. L'apparition de corrosion est bien sûr à éviter, mais n'affecte pas les propriétés électriques des assemblages à ce stade. On peut toutefois supposer que de telles dégradations soient néfastes aux assemblages CPV sur le long-terme. Le traitement des flancs du SMI ainsi que le recouvrement des zones métalliques par de l'encapsulant ou du vernis-épargne devrait éviter l'apparition de corrosion. Sous ces conditions, les assemblages SMI, tels que développés durant la thèse, ne seront pas un point faible lors de la certification des modules.

IV.2.3.2 Cas isolé

Dire que tous les assemblages n'ont pas évolué durant l'essai d'humidité-gel ne serait pas exact. En effet, un assemblage SMI qui présentait un défaut initial en EL a vu ses propriétés en électroluminescence, en DIV et en EQE se dégrader. Cette évolution n'a cependant aucune conséquence sur ses performances électriques mesurées sous le cell-sorter avant et après vieillissement.

La figure IV.38 présente les résultats de caractérisation après 20 cycles HF de l'assemblage SMI incriminé. Le défaut initial en EL s'est développé. Des zones sombres se sont étendues le long des lignes de métallisation. L'origine physique de ces défauts n'a pas été identifiée clairement, mais la nature de l'essai humidité-gel privilégie une hypothèse liée à la corrosion.

L'EQE de la jonction mid de la cellule s'est effondrée après l'essai HF. Cela ne signifie pas qu'elle est inopérante puisque les performances de la cellule sous éclairage sont inchangées. En revanche, cela implique que le jeu de paramètres utilisé pour la mesure initiale n'est plus adapté. Rappelons que parmi ces paramètres, le biais de tension est le plus critique. Si ce biais initial n'est plus adapté, cela signifie que la caractéristique IV de la cellule est modifiée et plus précisément sa résistance shunt.

Ce raisonnement se retrouve consolidé par la courbe DIV de la cellule, qui montre une diminution du courant de recombinaison non-radiative (courant de shunt), synonyme d'une augmentation de la

résistance shunt. L'augmentation de la résistance shunt va modifier la pente de la courbe IV pour les tensions inférieures à la V_{MP} . Ainsi, le niveau de correction initial apporté par le biais de tension n'est plus adapté. La mesure de la réponse spectrale est erronée et l'EQE s'effondre.

Les raisons physiques de l'augmentation de la résistance shunt n'ont pas été trouvées, mais il s'agit d'un cas unique où les mesures d'électroluminescence, de caractéristique DIV et d'EQE témoignent d'un même phénomène. Ce cas isolé illustre à lui seul les corrélations qui existent parfois entre les différentes techniques de caractérisation utilisées durant la thèse. Ces corrélations ne restent, une fois de plus, que partielles.

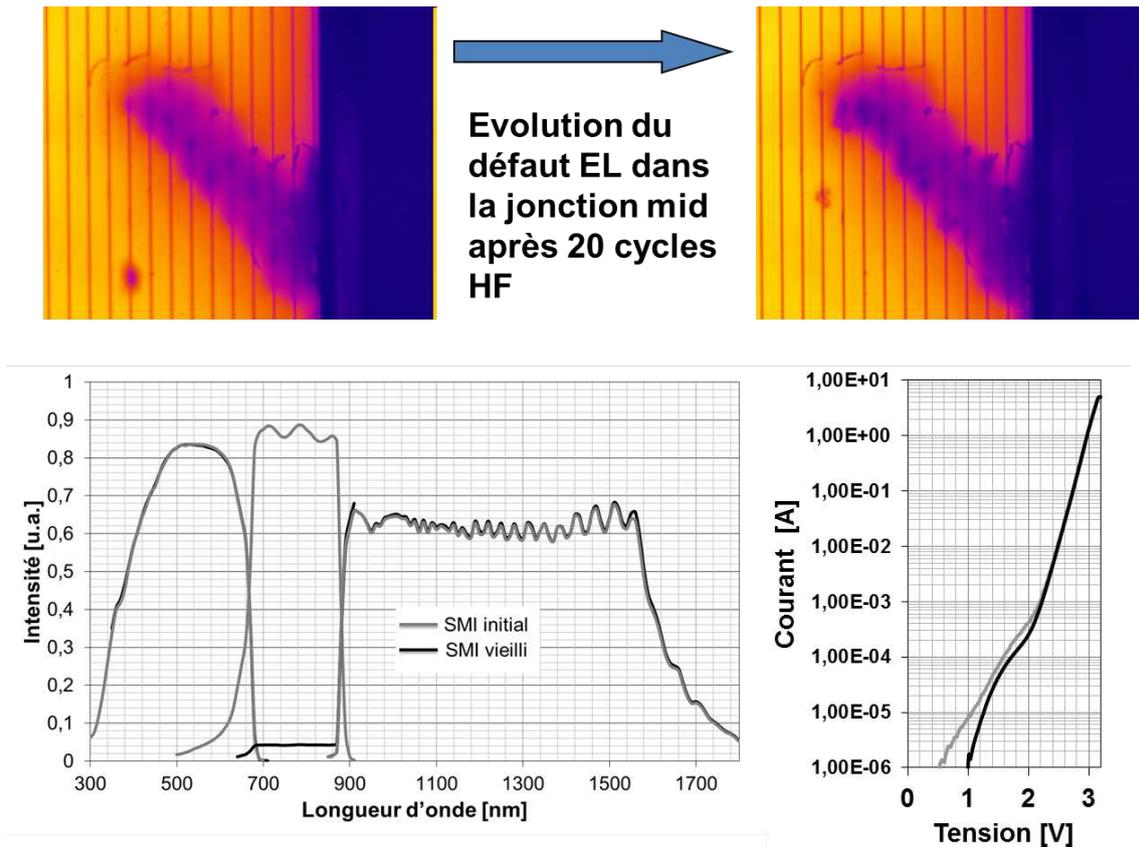


FIGURE IV.38 – Évolution d'un défaut en EL après 20 cycles HF. Les paramètres de mesure de l'EQE ne sont plus adaptés pour la mesure de la jonction mid. La courbe DIV traduit une augmentation de la résistance shunt.

IV.2.4 En résumé

Dans cette étude, les assemblages DBC se sont montrés, sans surprise, plus matures que les assemblages SMI. Leurs performances moyennes sous éclairage sont meilleures, en partie grâce à une mise en œuvre contrôlée et des propriétés électriques proches. Les assemblages SMI ne sont pas pour autant médiocres car les résultats prennent en compte une dispersion des propriétés électriques importantes et des procédés de mise en œuvre encore immatures. Pris au cas par cas, certains assemblages SMI ont des performances similaires voire supérieures à certains assemblages DBC.

Le fait que ces deux types d'assemblages se comportent de façon identiques lorsque soumis aux essais de cycle thermique et humidité-gel donne une bonne confiance dans la robustesse du design SMI.

Ce résultat montre que la configuration des assemblages SMI (composition chimique des éléments utilisés, méthodes de fabrication, etc.) offre un environnement de même qualité à la cellule que l'état de l'art (assemblage DBC). En améliorant les procédés de mise en oeuvre et en solutionnant les problèmes de corrosion, il est fort probable que les performances de ces nouveaux assemblages soient équivalentes à l'état de l'art.

Sur le plan des essais, aucune défaillance précoce n'a été observée. Les défauts en électroluminescence, la présence de larges voids ou des courants de recombinaison non-radiative qui pouvaient laisser présager des effets sur la robustesse des cellules se sont avérés sans conséquence.

Malgré des conditions d'essai durcies par l'absence de protection offerte par le module, aucune perte significative de performance sous éclairage n'a été constatée. Ces résultats ont été obtenus en intérieur, sur le cell-sorter de l'IES qui ne reflète pas les conditions de température liées au flux solaire concentré. Ils devront être confirmés par des mesures de performance en conditions réelles. En se basant sur les techniques de caractérisation utilisées durant les travaux de thèse, les assemblages SMI et DBC peuvent poursuivre les processus de certification avant leur mise sur le marché.

La comparaison de la robustesse des assemblages DBC et SMI face aux essais de TC et HF aura su apporter des réponses aux problématiques fondatrices de cette expérience. Cependant, tous ces résultats sont obtenus sur un petit nombre d'échantillons et une confirmation doit être apportée sur une population plus importante. Cette constatation sera la motivation d'une nouvelle expérience basée sur une plus grande population d'assemblage SMI.

IV.3 Vieillessement accéléré sur 60 assemblages SMI

Le but de cette expérience est de confirmer les effets observés en cycle thermique (TC) sur une population plus importante mais aussi d'étendre la durée de l'essai afin d'obtenir des défaillances des systèmes.

L'humidité-gel n'ayant entraîné aucune modification des caractéristiques électriques des assemblages, elle est remplacée par l'essai de chaleur humide (DH).

Dans cette optique, 23 assemblages SMI sont testés en cycle thermique, 24 assemblages SMI en chaleur humide et 7 en tant que témoins. L'essai de température fixe initialement prévu, et les 6 récepteurs concernés (cf figure III.16), a été abandonné pour les raisons évoquées dans la suite de ce paragraphe.

L'essai de chaleur humide se définit comme une exposition à une température constante de 85°C sous une humidité contrôlée de 85% pour une durée de 1000h. Cette configuration est en accord avec les mesures du *module S* et simule le pire cas possible. L'essai de DH est réalisé dans les locaux de SERMA Technologies à Bordeaux. L'essai de cycle thermique est conduit sur le site du CEA de Grenoble avec les mêmes profils de température que l'étude précédente.

Deux stratégies de contrôle sont mises en oeuvre pour suivre le vieillissement des assemblages. Une stratégie de prise sans remise est conduite pour les essais de chaleur humide et de cycle thermique. Pour l'essai de chaleur humide (DH), les assemblages sont retirés par groupe de 8 à 250h, 500h et 1000h. Dans l'essai de cycle thermique (TC) les assemblages sont extraits au bout de 250, 500 et 750 cycles

(cf. figure III.16). Toujours pour cet essai, une deuxième stratégie est appliquée. Elle consiste en une prise avec remise afin de suivre une évolution du vieillissement.

Tous les assemblages SMI ont été caractérisés initialement par électroluminescence (spectrale et spatiale). Leurs caractéristiques IV sous éclairement (LIV) et dans l'obscurité (DIV) ont également été mesurées. Pour limiter les coûts, seulement 40 assemblages sur 60 ont été caractérisés par tomographie RX. Les mesures d'efficacité quantique externe (EQE) ont été abandonnées puisque inchangées à l'issue des premiers essais de cycle thermique.

Après les essais de vieillissement accéléré, les assemblages ont été caractérisés par DIV et EL (spectrale et spatiale). Nous ne détaillerons pas les mesures initiales mais aborderons directement les résultats après vieillissement. Il est à noter que pour cette expérience, les diodes de by-pass sont conservées.

Ce préambule montre l'ambition initiale de cette expérience mais parfois les choses ne se passent pas comme prévu. Tandis que les essais de chaleur humide se sont déroulés sans encombre, des incidents sont survenus durant l'essai de cycle thermique.

Ces incidents ont considérablement perturbé le déroulement de l'expérience et font que celle-ci n'est pas terminée au moment de la rédaction de ce manuscrit et est aujourd'hui suspendue pour une durée indéterminée. Toute une partie du plan d'expérience a été abandonnée. Les essais de cycle thermique ont été stoppés après 500 cycles et les mesures de performances sous éclairement (LIV) ainsi que les tomographies RX post vieillissement (DH et TC) n'ont pas été réalisées.

IV.3.1 Essai de chaleur humide (DH) sur 24 assemblages SMI

Au cours de l'essai, aucun assemblage n'a présenté de défaillance précoce. Sur 24 assemblages, 23 ne présentent aucune modification de leur aspect en électroluminescence. Un seul assemblage présente un défaut de type rayure de surface. Ce défaut n'impacte que la jonction top et peut provenir d'une mauvaise manipulation de la cellule.

De la même manière, les mesures de spectroscopie et les caractéristiques IV en obscurité restent identiques en sortie d'essai, même après 1000H de chaleur humide. Ces mesures sont présentées sur la figure IV.39.

Sur la seule base des mesures EL et DIV, l'essai de chaleur humide n'entraîne aucune dégradation des paramètres électriques des assemblages SMI. Ceci est d'autant plus rassurant que le test est durci par l'absence de module. Cependant une conclusion définitive ne pourra être apportée que par la mesure des performances sous éclairement, non-réalisée dans notre cas.

Si les propriétés électriques n'évoluent pas, les assemblages en sortie d'essai DH présentent le même type de corrosion que celle décrite dans l'essai d'humidité-gel. En se basant sur l'inspection visuelle, cette corrosion est dépendante de la durée de vieillissement et augmente avec le temps.

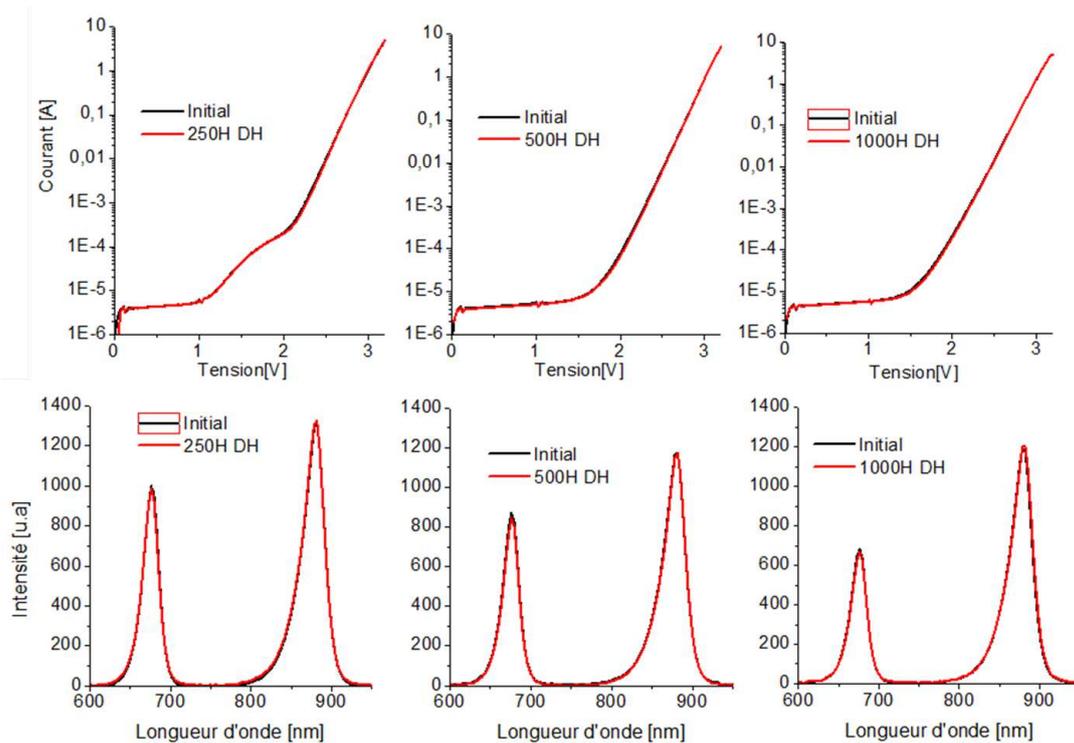


FIGURE IV.39 – EL spectrale et caractéristiques DIV de trois assemblages SMI représentatifs du comportement de la population d'essai. Les mesures après 250H, 500H et 1000H sont identiques aux mesures initiales.

IV.3.2 Essai de cycle thermique(TC) sur 23 assemblages SMI

Dans cette étude, l'essai de cycle thermique a rencontré deux incidents dont les conséquences sont reportées sur la figure IV.40. Le premier graphe en haut à gauche montre le profil de température appliqué aux cellules lors des 250 premiers cycles. Ce profil respecte parfaitement les conditions d'essai telles que décrites dans la norme IEC 62108.

Après retrait des échantillons et remise de ceux concernés, l'essai est relancé. Entre ces 250 premiers cycles et l'étape des 500 cycles, deux incidents sont survenus. Le premier fait suite à une intervention au bout de 41 cycles afin de contrôler le déroulement de l'essai. Durant cette intervention, l'essai est arrêté puis relancé avec les valeurs de cycle de courant par défaut. Au lieu des temps de cycles en courant de 480s, ceux-ci s'effectuent en 80s, ce qui produit un sur-cyclage en courant des assemblages.

Ce sur-cyclage entraîne une augmentation considérable des phénomènes de contrainte-relaxation thermo-mécanique et durcit grandement l'essai. Il sera vu par les assemblages sur une durée totale de 65 cycles avant d'être corrigé. Malgré ces conditions, aucun récepteur ne présentera de défaillance précoce.

Suite à la correction de ce premier incident, un deuxième incident est apparu vers la fin de l'essai, peu avant le prélèvement des échantillons à 500 cycles. Le graphe en bas de la figure IV.40 donne les profils de températures de la cellule de l'assemblage de référence ainsi que du courant injecté lors de cet incident.

Ici, l'enceinte s'est arrêtée lors dans la phase descendante de son cycle en température. Avec l'inertie

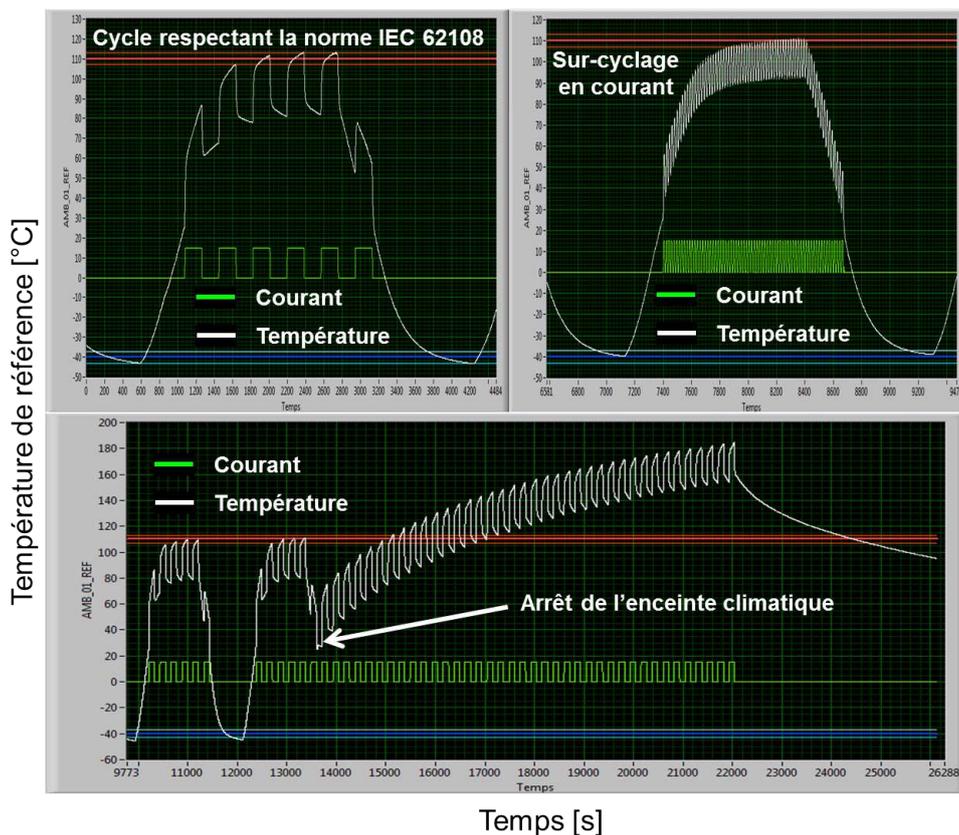


FIGURE IV.40 – Haut-gauche : Profil de température lors de l’essai de TC, respectant les conditions de la norme IEC 62108. Haut-droite : Fréquence des cycles en courant trop élevée. Bas : Augmentation de la température de la cellule de l’assemblage de référence suite à l’arrêt de l’enceinte climatique durant l’essai.

tie thermique, les cellules ne sont pas passées en dessous de 25°C et l’injection de courant n’a pas été stoppée. Elle s’est donc poursuivie sans aucune régulation de la part de la chambre climatique. La température des cellules a dépassé 180°C. La circulation du courant a été interrompue par le décollement d’un des contacts à cause de la fusion de la brasure créant un circuit ouvert dans les cellules connectées en série. Une fois l’injection de courant terminée, les assemblages refroidissent.

Une fois encore, aucun emballement thermique ou court-circuit de cellule n’est apparu, ce qui montre une certaine robustesse des assemblages SMI.

Les mesures d’électroluminescence spectrale et les caractéristiques DIV post essai de cycle thermique sont données sur la figure IV.41-1-2. Celle-ci présente les résultats de caractérisation pour un assemblage parmi les 8 contrôlés en prise avec remise. Cet assemblage est représentatif du comportement des 23 assemblages soumis à cet essai de cycle thermique durci.

La caractéristique DIV de l’assemblage évolue au cours de l’essai. Pour une tension de 2V, le courant augmente progressivement, passant de $1,2 \cdot 10^{-4} \text{A}$ initial à $1,71 \cdot 10^{-4} \text{A}$ après 500 cycles. Cependant, la présence de la diode de by-pass masque la caractéristique DIV de l’assemblage pour des tensions inférieures à 1,7V (ou des courant inférieures à 10^{-5}A) et il n’est pas possible de comparer les valeurs à 1,5V. Néanmoins, la diminution de la résistance shunt semble se confirmer.

Cette diminution est également visible sur les mesures d’EL spectrale. L’intensité d’émission de la jonction mid diminue avec le nombre de cycles. Initialement à 929, elle chute à 714 après 250 cycles,

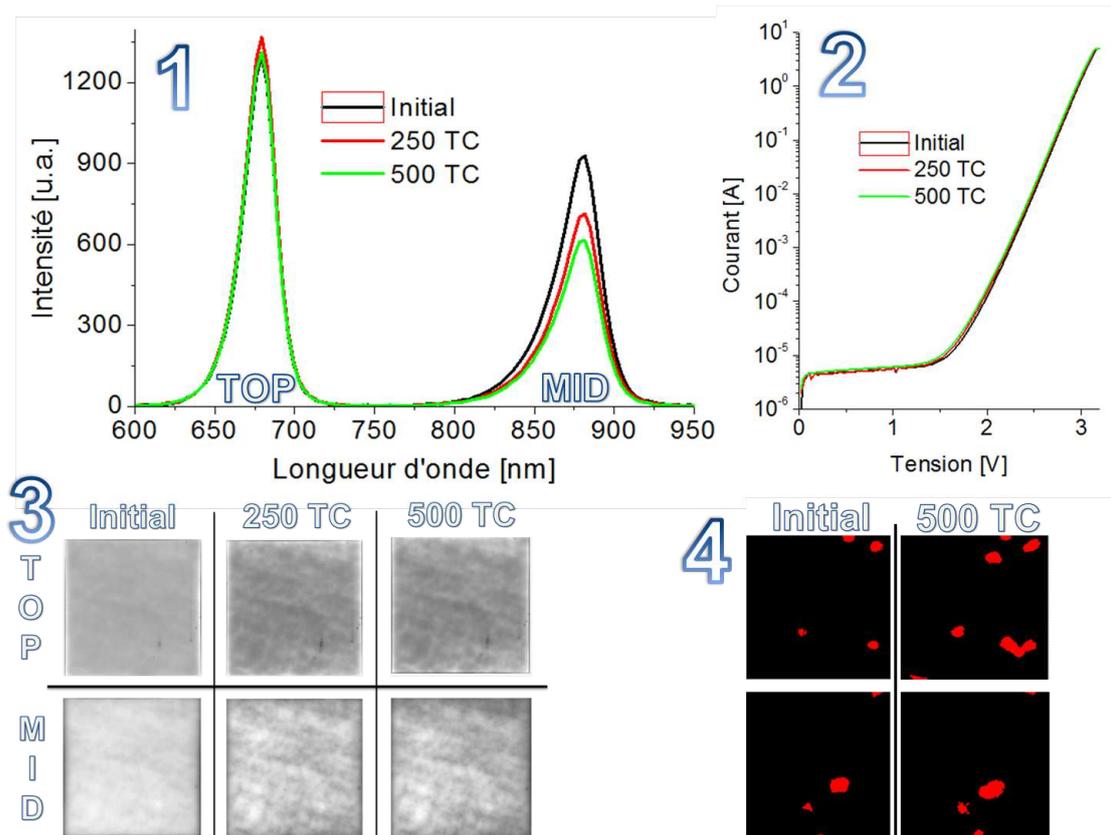


FIGURE IV.41 – 1- Spectrométrie EL initiale et après vieillissement montrant une diminution progressive de l'intensité de la jonction mid. 2- Caractéristique DIV inchangée au cours de l'essai. 3- Mesures EL spatiales illustrant une augmentation progressive du contraste d'émission. 4- Évolution des cartographies de vides mesurées par EEL.

puis à 614 après 500 cycles. Ce résultat confirme ce qui avait été observé dans la précédente expérience. La diminution de la résistance shunt de la jonction mid est donc un phénomène dynamique qui s'accroît avec le nombre de cycles.

Toujours sur la figure IV.41-3, les mesures d'EL spatiale confirment l'augmentation de contraste et la diminution de la résistance shunt de la jonction mid. Comme pour les mesures spectrales, ce phénomène est dynamique et dépend du nombre de cycles.

À défaut de pouvoir caractériser les cartographies de vides par tomographie RX, les assemblages ont été analysés avec l'EEL (*Enhanced Electroluminescence*) après l'essai de cycle thermique. Les cellules ayant atteint une température proche de la fusion de la brasure cellule/substrat, leur cartographie de vides ont évolué. La brasure devenant malléable sous l'effet de la température, les vides se sont agrandis et de nouveaux ont été créés. Ce phénomène a très peu de chance de se produire dans les conditions nominales d'utilisation mais illustre la capacité de l'EEL à caractériser la qualité de la brasure.

Cette deuxième campagne d'essai sur une population de 60 assemblages SMI a rencontré des incidents qui ont empêché son aboutissement. Les mesures de performances sous éclairage post-vieillessement n'ont pas été réalisées.

L'essai de chaleur humide n'a pas entraîné de défaillance précoce, mais à provoquer l'apparition

de corrosion comme pour l'essai de DH. L'impact de cette corrosion sur les paramètres électriques est nulle, et laisse présager de faibles conséquences sur les performances sous éclairement.

Malgré les incidents survenus durant l'essai de cycle thermique, aucun assemblage n'a présenté de défaillance précoce. Les résultats de caractérisation post-vieillessement confirment la diminution de la résistance shunt de la jonction mid. L'augmentation brutale de température suite à l'arrêt de l'enclume climatique a provoqué une évolution des taux de voids des assemblages, visible en EEL.

IV.4 Conclusion

Les études présentées dans ce chapitre sont une application concrète de tout ce qui a été développé en amont. Les différents outils de caractérisation couplés aux essais de vieillissement accéléré ont permis d'établir la robustesse des assemblages SMI.

La constitution d'un catalogue de défauts en électroluminescence aura permis de se familiariser avec cet outil de caractérisation et de classer les cellules selon la nature des défauts. La corrélation entre défauts EL et performances sous éclairement n'est que partielle et les défauts à forte composante shunt sont les plus à même d'impacter les performances des cellules.

Quelle que soit la nature des défauts observés sur les assemblages CPV testés en vieillissement accéléré, aucun n'a entraîné de défaillance précoce.

Le développement de l'électroluminescence aura également permis de mettre au point une nouvelle méthode de caractérisation des brasures aux interfaces cellule/substrat. Cette méthode, baptisée *Enhanced Electroluminescence* (EEL), offre un sérieux avantage en termes de rapidité et de simplicité d'intégration par rapport aux techniques conventionnelles. Si la résolution des petits voids reste une limite, elle permet de mettre en évidence des voids avec une taille suffisamment grande pour avoir un impact sur les propriétés électriques des cellules.

Les assemblages SMI et DBC ont fait face aux trois tests les plus critiques de la norme IEC 62108 que sont l'essai de cycle thermique, de chaleur humide et d'humidité-gel. Aucune défaillance précoce n'a été observée suite à ces essais.

Des phénomènes visibles en électroluminescence se produisent avec notamment la diminution de la résistance shunt de la jonction mid des cellules lorsque soumises à un stress thermique, mais sans conséquence sur les performances des cellules.

L'observation d'une corrosion importante sur les assemblages SMI nécessite une réflexion sur les moyens de s'en prémunir. Le traitement de surface des flancs de ces assemblages avec de l'aluminium par exemple, devrait grandement en améliorer la robustesse.

Aucune perte de performances sous éclairement significative n'a été observée. Les performances des assemblages étant mesurées sur le cell-sorter de l'IES, les phénomènes thermiques liés au flux solaire concentré ne sont pas pris en compte. Sur ce seul critère, il n'y a pas eu de défaillance des assemblages. Face à ce constat il n'y a pas de modes de défaillance à identifier, justifiant ainsi le titre de ce manuscrit : *Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement d'assemblages CPV pour des applications sous haute concentration.*

CONCLUSION ET PERSPECTIVES



Hic finitur opus : jam mihi cura futuri

Nous concluons ce manuscrit par une synthèse des résultats et enseignements apportés par les travaux de thèse ainsi que les futures pistes à développer pour répondre efficacement aux problématiques de fiabilité. Cette synthèse sera décomposée en fonction des sujets traités par chacun des chapitres de ce manuscrit.

L'étude bibliographique des modes et mécanismes de défaillance des modules PV et CPV a permis de mettre en évidence leurs très grandes diversités. Chaque composant d'une cellule PV, des matériaux semi-conducteurs à la métallisation, ainsi que chaque élément d'un module, de l'encapsulant aux optiques primaires, peut être le point de départ d'une réaction en chaîne conduisant à la défaillance du système. Cette relation de cause à effet est exacerbée par l'interdépendance des mécanismes de défaillances, chacun agissant comme un catalyseur de l'autre.

La mise en évidence puis la compréhension de ces mécanismes de dégradation constituent le point de départ de toute analyse de fiabilité. Cette connaissance est favorisée par le retour d'expérience, beaucoup plus important pour le PV classique que pour le CPV. Pour les jeunes acteurs du marché, ou pour les fabricants qui proposent des produits innovants, il est possible de mettre en évidence ces modes de défaillance par les essais de vieillissement accéléré.

Par l'emploi de tests de vie accélérés (ALT), tests aggravés (HALT) ou tests de qualification, un fabricant peut déterminer les points faibles dans la conception de son produit. Sur ce point, les tests de qualification sont développés par la communauté scientifique et se basent sur un retour d'expérience accumulé sur plus de trente années d'exploitation de modules PV. Ils sont publiés sous formes de normes : IEC 62108, IEC 61215 et IEC 61646 pour les modules CPV et PV classique. A partir de ces essais conduits en chambre climatique, le fabricant peut corriger la conception de son produit, lui assurant une plus faible probabilité de défaillance sur le terrain.

Pour certains produits, les tests de qualification induisent des mécanismes de défaillance qui ne sont pas pertinents vis à vis des conditions réelles d'utilisation. Ils pourront, sous réserve d'une connaissance du comportement de leur système en conditions réelles, développer leurs propres tests de vieillissement accéléré.

Ainsi, il est recommandé aux futurs auteurs d'études de fiabilité de modules PV et CPV d'installer quelques modules en extérieur afin d'accumuler le plus de retours d'expérience possibles. Nous parlons ici d'un minimum de deux années, temps durant lequel les défaillances précoces sont susceptibles d'apparaître. Le suivi de performance sur le long terme peut mettre en évidence des modes de défaillance inconnus et permettre aux fabricants de développer leurs propres tests, pour reproduire leurs propres modes de défaillance.

Les quelques essais de mesures en extérieur réalisés durant la thèse ont permis de mettre en évidence des modes de défaillance d'un module CPV et d'un assemblage CPV. La présence de poussière dans l'encapsulant ayant entraîné sa combustion sous le flux solaire concentré ; la dégradation de joint ayant permis l'intrusion d'humidité et de condensation ou encore le dépointage ayant dégradé l'intérieur du module sont les seuls modes de défaillance observés durant la thèse. Aussi l'auteur insiste sur l'importance de ces essais.

La conduite d'essais de vieillissement accéléré n'a de sens que si les bons outils de suivis sont disponibles. Dans les essais normatifs, la sélection d'un critère de suivi est primordiale car l'attribution de réussite se fera sur ce critère. Dans notre cas, aucun critère précis n'a été établi et toutes les caractéristiques de la cellule ont été suivies.

Ce suivi est rendu possible par le développement d'outils de caractérisation dédiés aux structures multi-jonctions. Ces outils n'existaient pas au sein du laboratoire d'accueil (LMPV) et leurs réalisations constituent un apport majeur des travaux de thèse. La mesure de caractéristique IV dans l'obscurité (DIV), la mesure de performances en extérieur et en intérieur (tracker et simulateur solaire CPV), l'électroluminescence, et la réponse spectrale sont des moyens qui peuvent désormais être proposés par le LMPV pour de futurs travaux sur les structures multi-jonctions et leur application dans les modules CPV.

La mesure de caractéristique IV d'assemblages CPV sous éclairage a été rendu possible par la mise en place d'une collaboration entre le LMPV et l'IES à Madrid. Sans ces mesures, statuer sur la perte de performance d'un échantillon est très difficile. Ceci est d'autant plus vrai à la vue des difficultés de corrélations entre les paramètres d'électroluminescence, de DIV et de réponse spectrale avec les performances sous éclairage. Cette constatation a poussé le LMPV à engager des moyens financiers et humains sur le développement de son propre cell-sorter. Avec cet outil, c'est un arsenal complet de moyens de caractérisation de module et d'assemblage CPV dont disposera le LMPV.

La mesure de tomographie RX, indispensable à la caractérisation fine des interfaces brasées des assemblages CPV, reste aujourd'hui en sous-traitance. Cependant, grâce aux efforts de recherche sur l'électroluminescence apportés par les travaux de thèse, le LMPV dispose d'une technique nouvelle pour la caractérisation des voids dans l'interface cellule/substrat.

L'*enhanced electroluminescence*, méthode brevetée, présente l'avantage d'être extrêmement rapide face aux techniques conventionnelles et très facilement utilisable dans une chaîne de production. Elle n'égale pas la tomographie en terme de taille de voids résolus, mais ne tient compte que des voids ayant un impact sur les propriétés de la cellule. Des discussions sont actuellement en cours entre le LMPV et différents industriels pour commercialiser cette technique innovante.

L'expérience acquise sur l'étude d'assemblages CPV *direct bonded copper* (DBC) a permis le développement d'un nouvel assemblage en rupture avec l'état de l'art (dans le domaine du CPV). Cet assemblage sur substrat métal isolé (SMI) propose une architecture qui réduit le nombre d'interfaces thermiques entre la cellule et le spreader. Durant le développement de cet assemblage, toutes les techniques de caractérisation développées par les travaux de thèse ont pu être mises à profit, avec les essais de vieillissement accéléré, pour déceler des défaillances précoces et corriger les défauts de conception.

Une fois le design des assemblages SMI jugé satisfaisant, deux campagnes d'essais de vieillissement accéléré ont été conduites pour en évaluer la robustesse. La première, contrainte par un faible nombre d'échantillons disponibles, compare le comportement des assemblages SMI et DBC face aux essais d'humidité-gel et de cycle thermique de la norme IEC 62108. Cette étude relative repose sur la comparaison d'un profil de caractéristiques électriques initial et post-vieillessement. Durant les essais, aucun assemblage SMI et DBC n'a présenté de défaillance précoce.

A la vue des différentes mesures de performances sous éclairage, d'électroluminescence (spectrale et spatiale), de DIV, de réponse spectrale et de tomographie, les assemblages DBC et SMI se comportent de la même façon. Si les performances sous éclairage n'évoluent pas, une diminution de la résistance shunt de la jonction mid des cellules est observée dans chacun des assemblages. Cette diminution n'apparaît que pour l'essai de cycle thermique et possède une origine thermique. Cette similarité de comportement des assemblages SMI avec des assemblages DBC représentant l'état de l'art nous permet d'avoir une bonne confiance sur leur robustesse.

Le protocole de prise sans remise conduit dans cette première étude devait permettre d'observer

l'impact d'un pré-vieillessement sur la tenue des échantillons en conditions réelles. Sous réserve du raccourcissement de la durée de vie par un pré-vieillessement, il aurait été possible d'identifier le facteur de stress environnemental le plus critique pour les assemblages. Il s'agit là d'une étude ouverte par les travaux de thèse.

Durant cette première étude des corrélations entre électroluminescence et propriétés IV avaient été relevées, et semblaient absolues. Cependant, la conduite d'une deuxième campagne d'essais de vieillissement accéléré sur une population de 60 assemblages SMI a levé cette corrélation, ne la rendant que partielle.

Le nombre restreint d'échantillons utilisés dans la première étude ne nous plaçait pas à l'abri des cas isolés : un échantillon avec un défaut de fabrication aurait pu rentrer en défaillance et établir des conclusions non pertinentes par rapport à l'ensemble du lot. Ce résultat indique qu'une étude des propriétés d'assemblage CPV, et par extension de leur fiabilité, ne peut se faire que sur un nombre important d'échantillons. Par ailleurs, la conduite d'une véritable étude de fiabilité, dont l'objectif est de déterminer une durée de vie (ou probabilité de non-défaillance) d'un composant, ne peut se faire que sur un grand nombre d'échantillons de par la multiplicité des conditions de test nécessaires à l'extrapolation d'une loi de fiabilité.

Sur les 60 assemblages SMI testés en cycle thermique et en chaleur humide, aucun assemblage n'a présenté de défaillance précoce ni montré de pertes significatives de performances. De par ces résultats, nous pouvons dire que les assemblages SMI, dans leur état actuel de conception, ne seront pas un point faible des modules CPV en vue de leur certification.

Pour clore ce manuscrit, l'auteur insiste sur le fait qu'une véritable expertise CPV existe aujourd'hui au LMPV. Les efforts menés par l'équipe de ce qu'il convient d'appeler aujourd'hui le Laboratoire du Photovoltaïque à Concentration (LCPV), conjointement aux travaux de thèse, permettent au CEA d'être un acteur clé de la filière CPV nationale et internationale.

Bibliographie

- [1] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 42). *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(5) :827–837, 2013.
- [2] Natalya V Yastrebova. High-efficiency multi-junction solar cells : Current status and future potential. *Solar Energy*, 2007.
- [3] Hector Cotal, Chris Fetzer, Joseph Boisvert, Geoffrey Kinsey, Richard King, Peter Hebert, Hojun Yoon, and Nasser Karam. Iii–v multijunction solar cells for concentrating photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 2(2) :174–192, 2009.
- [4] S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne, and J. Berghold. Potential induced degradation of solar cells and panels. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, pages 002817–002822, 2010.
- [5] Magpower. Performance in practice cpv versus pv. CPV USA 2011, Novembre 2011.
- [6] Michael D Kempe. Control of moisture ingress into photovoltaic modules. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*, pages 503–506. IEEE, 2005.
- [7] Ingo Schwirtlich. Kostenreduktion durch das efg-verfahren.
- [8] C.R. Osterwald, T.J. McMahon, and J.A. del Cueto. Electrochemical corrosion of SnO_2 :f transparent conducting layers in thin-film photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 79(1) :21–33, 2003.
- [9] Peter Hacke, Kent Terwilliger, Steven Glick, David Trudell, Nick Bosco, Steve Johnston, and Sarah Kurtz. Test-to-failure of crystalline silicon modules. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, pages 000244–000250. IEEE, 2010.
- [10] John H Wohlgemuth and Sarah Kurtz. Using accelerated testing to predict module reliability. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, pages 003601–003605. IEEE, 2011.
- [11] Ian Aebly. Failure modes of cpv modules and how to test for them. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2010.
- [12] John Wohlgemuth. Accelerated stress testing, qualification testing, hast, field experience – what do they all mean ? In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2013.
- [13] Takashi Fuyuki, Hayato Kondo, Tsutomu Yamazaki, Yu Takahashi, and Yukiharu Uraoka. Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon solar cells by electroluminescence. *Applied Physics Letters*, 86(26) :262108, 2005.
- [14] Greateyes. *GE 2048 512 BI MID Technical datasheet*. Greateyes.

- [15] M. Vollmer and K.P. Möllmann. *Infrared Thermal Imaging : Fundamentals, Research and Applications*. Wiley, 2010.
- [16] E.F. Schubert. *Light-Emitting Diodes*. Boston Univ., 2002.
- [17] M. King Hubbert. Nuclear energy and the fossil fuels. *Drilling and production Practice*, Mars 1956.
- [18] Transport Bureau of Infrastructure and Regional Economics. Transport energy futures : long-term oil supply trends and projections. Technical report, Report 117, Canberra Act, 2009.
- [19] Total. Rapport financier du 1^{er} semestre 2012. Technical report, Total, 2012.
- [20] BP. Bp statistical review of world energy june 2012. Technical report.
- [21] Geoscience Australia and ABARE. Australian energy resource assessment. Technical report, 2010.
- [22] K. Miyamoto. Renewable biological systems for alternative sustainable energy production. *FAO Agricultural Services Bulletin*, 1997.
- [23] Michael B. McElroya Xi Lu and Juha Kiviluoma. Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2009.
- [24] OECD. Uranium 2009 : Resources, production and demand. Technical report, OECD NEA Publication, 2009.
- [25] D.J. Friedman, J.F. Geisz, S.R. Kurtz, and J.M. Olson. 1-ev solar cells with gainnas active layer. *Journal of Crystal Growth*, 195(1–4) :409 – 415, 1998.
- [26] L.W. James and R. L. Moon. Gaas concentrator solar cell. *Applied Physics Letters*, 26(8) :467–470, 1975.
- [27] W.B. Nelson. A bibliography of accelerated test plans part ii - references. *Reliability, IEEE Transactions on*, 54(3) :370–373, 2005.
- [28] R.A. Sinton, Y. Kwark, J. Y. Gan, and R.M. Swanson. 27.5-percent silicon concentrator solar cells. *Electron Device Letters, IEEE*, 7(10) :567–569, 1986.
- [29] William Shockley and Hans J. Queisser. Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. *Journal of Applied Physics*, 32(3), 1961.
- [30] Todd Woody. Solar industry anxious over defective panels. The New York Times, May 2013.
- [31] C. R. Osterwald and T. J. McMahon. History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules : A literature review. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17(1) :11–33, 2009.
- [32] G. Yang. *Life Cycle Reliability Engineering*. Wiley, 2007.
- [33] Carlos Algora. Reliability of iii–v concentrator solar cells. *Microelectronics Reliability*, 50(9–11) :1193 – 1198, 2010. 21st European Symposium on the Reliability of Electron Devices, Failure Physics and Analysis.

- [34] J.R. González, M. Vázquez, C. Algora, and N. Núñez. Real-time reliability test for a cpv module based on a power degradation model. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 19(1) :113–122, 2011.
- [35] R Swanson, M Cudzinovic, D DeCeuster, V Desai, Jörn Jürgens, N Kaminar, W Mulligan, L Rodrigues-Barbarosa, D Rose, D Smith, et al. The surface polarization effect in high-efficiency silicon solar cells. In *15th PVSEC*, 2005.
- [36] N.G. Dhere, V.V. Hadagali, and K. Jansen. Performance degradation analysis of high-voltage biased thin-film pv modules in hot and humid conditions. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*, pages 507–510, 2005.
- [37] SMA. Technologie de panneaux les onduleurs sma proposent la solution adaptée à tous les panneaux. Note technique, Aout 2012.
- [38] Peter Hacke, Kent Terwilliger, Ryan Smith, Stephen Glick, Joel Pankow, Michael Kempe, SKI Bennett, and M Kloos. System voltage potential-induced degradation mechanisms in pv modules and methods for test. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, pages 000814–000820. IEEE, 2011.
- [39] Peter Hacke and Kent Terwilliger. Considerations for a standardized test for potential-induced degradation of crystalline silicon pv modules. In *PV Modules Reliability Workshop 2012*. NREL, 2012.
- [40] John Wohlgemuth, D Cunningham, Andy Nguyen, George Kelly, and Dinesh Amin. Failure modes of crystalline si modules. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2010.
- [41] Kenneth W Stone, Vahan Garboushian, Robert Boehm, Rick Hurt, Allison Gray, and Herb Hayden. Analysis of five years of field performance of the amonix high concentration pv system. In *Proceedings of the Power-Gen Renewable Conference*, pages 1–12, 2006.
- [42] D. Sánchez, M. Martínez, E. Gil, F. Rubio, J. L. Pachón, and P. Banda. First experiences of isfoc in the maintenance of cpv plants. *AIP Conference Proceedings*, 1277(1) :248–251, 2010.
- [43] Matthew Muller. Experience with cpv module failures at nrel. In *2012 Reliability Workshop*.
- [44] Kenji Araki, Hisafumi Uozumi, Toshio Egami, Masao Hiramatsu, Yoshinori Miyazaki, Yoshi-shige Kemmoku, Atsushi Akisawa, NJ Ekins Daukes, HS Lee, and Masafumi Yamaguchi. Development of concentrator modules with dome shaped fresnel lenses and triplejunction concentrator cells. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 13(6) :513–527, 2005.
- [45] Thomas Bowes. National electrical code and safety considerations when grounding photovoltaic modules via rack mounting hardware. Technical note, 2005.
- [46] Jiunn-Chi Wu, Kuan-Hung Lin, and Chih-Kuang Lin. Wind load analysis of a solar tracker for concentrator photovoltaics. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1277, page 145, 2010.
- [47] Gilbert E Cohen, David W Kearney, and Gregory J Kolb. Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants. *Usage listed is raw*

- water usage and assumed to be withdrawal rate. Consumption rate approximated from, 90 :30–31, 1999.
- [48] Michael Winter. Reliability testing of high concentration pv modules and soiling issues. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2011.
- [49] M Vivar, R Herrero, I Antón, F Martínez-Moreno, R Moretón, G Sala, AW Blakers, and J Smeltink. Effect of soiling in cpv systems. *Solar Energy*, 84(7) :1327–1335, 2010.
- [50] MK Mazumder, R Sharma, AS Biris, J Zhang, C Calle, and M Zahn. Self-cleaning transparent dust shields for protecting solar panels and other devices. *Particulate Science and Technology*, 25(1) :5–20, 2007.
- [51] David DeGraaff. Degradation mechanisms in si module technologies observed in the field their analysis and statistics. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2011.
- [52] Neelkanth G Dhere, Nachiket R Raravikar, Alex Mikonowicz, and Chris Cording. Effect of glass na content on adhesional strength of pv modules. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, pages 231–234. IEEE, 2002.
- [53] Chris barry. Why glass sometimes breaks. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2010.
- [54] A Vogt, G Peharz, J Jaus, A Bösch, and AW Bett. Degradation studies on flatcon® modules and assemblies.
- [55] David C. Miller and Sarah R. Kurtz. Durability of fresnel lenses : A review specific to the concentrating photovoltaic application. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(8) :2037 – 2068, 2011. Photovoltaics, Solar Energy Materials Thin Films, {IMRC} 2009-Cancun.
- [56] Thorsten Hornung, Marc Steiner, and Peter Nitz. Estimation of the influence of fresnel lens temperature on energy generation of a concentrator photovoltaic system. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 99 :333–338, 2012.
- [57] Tony Sample. Failure modes observed in real use and long term exposure. In *PV Reliability Workshop, Berlin*, 2011.
- [58] D. L. King, M. A. Quintana, J. A. Kratochvil, D. E. Ellibee, and B. R. Hansen. Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 8(2) :241–256, 2000.
- [59] Antonio Parretta, Mariano Bombace, Giorgio Graditi, and Riccardo Schioppo. Optical degradation of long-term, field-aged c-si photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 86(3) :349 – 364, 2005.
- [60] Michael Kempe. Types of encapsulant materials and physical differences between them. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2010.

- [61] Michael D Kempe, Thomas Moricone, and Matt Kilkenny. Effects of cerium removal from glass on photovoltaic module performance and stability. In *SPIE Solar Energy+ Technology*, pages 74120Q–74120Q. International Society for Optics and Photonics, 2009.
- [62] David C. Miller, Matthew T. Muller, Michael D. Kempe, Kenji Araki, Cheryl E. Kennedy, and Sarah R. Kurtz. Durability of polymeric encapsulation materials for concentrating photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(4) :631–651, 2013.
- [63] Michael R. Winter, Ian Aeby, and James Foresi. Performance and reliability of silicone polymers in 1000x concentration cpv applications. *AIP Conference Proceedings*, 1477(1) :285–288, 2012.
- [64] G. Oreski and G.M. Wallner. Aging mechanisms of polymeric films for {PV} encapsulation. *Solar Energy*, 79(6) :612 – 617, 2005. <ce :title>Polymeric Materials for Solar Energy Applications</ce :title>.
- [65] Shuying Yang. Characterization and aging study of encapsulant(eva) and backsheetfor pv modules. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2011.
- [66] G.J. Jorgensen, K.M. Terwilliger, J.A. DelCueto, S.H. Glick, M.D. Kempe, J.W. Pankow, F.J. Pern, and T.J. McMahon. Moisture transport, adhesion, and corrosion protection of {PV} module packaging materials. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(16) :2739 – 2775, 2006.
- [67] Michael D. Kempe. Modeling of rates of moisture ingress into photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(16) :2720 – 2738, 2006.
- [68] Barry Ketola and Ann Norris. The role of encapsulant moisture permeability in the durability of solar photovoltaic modules.
- [69] <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/bypass-diodes>.
- [70] DL Staebler and CR Wronski. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous si. *Applied Physics Letters*, 31 :292, 1977.
- [71] Jan Schmidt and Andrés Cuevas. Electronic properties of light-induced recombination centers in boron-doped czochralski silicon. *Journal of Applied Physics*, 86(6) :3175–3180, 1999.
- [72] Yan Wang, Xiaoyan Han, Feng Zhu, Guofu Hou, Huizhi Ren, Kunde Zhang, Junming Xue, Jian Sun, Ying Zhao, and Xinhua Geng. Light induced degradation of microcrystalline silicon solar cells. *Journal of non-crystalline solids*, 352(9) :1909–1912, 2006.
- [73] Chris A. Deline, Joseph A. del Cueto, David S. Albin, and Steve R. Rummel. Metastable electrical characteristics of polycrystalline thin-film photovoltaic modules upon exposure and stabilization. volume 8112, pages 81120T–81120T–14, 2011.
- [74] Tobias Eisenbarth, Raquel Caballero, Melanie Nichterwitz, Christian A. Kaufmann, Hans-Werner Schock, and Thomas Unold. Characterization of metastabilities in cu(in,ga)se[sub 2] thin-film solar cells by capacitance and current-voltage spectroscopy. *Journal of Applied Physics*, 110(9) :094506, 2011.

- [75] Koen Decock, Pawel Zabierowski, and Marc Burgelman. Modeling metastabilities in chalcopyrite-based thin film solar cells. *Journal of Applied Physics*, 111(4) :043703, 2012.
- [76] JA del Cueto, CA Deline, and SR Rummel. Analysis of alternate methods to obtain stabilized power performance of cdte and cigs pv modules. 2011.
- [77] Joseph A del Cueto, Chris A Deline, Steve R Rummel, and Allan Anderberg. Progress toward a stabilization and preconditioning protocol for polycrystalline thin-film photovoltaic modules. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, pages 002423–002428. IEEE, 2010.
- [78] Joseph A del Cueto, CA Deline, DS Albin, SR Rummel, and A Anderberg. Striving for a standard protocol for preconditioning or stabilization of polycrystalline thin film photovoltaic modules. In *SPIE Solar Energy+ Technology*, pages 741204–741204. International Society for Optics and Photonics, 2009.
- [79] M. Gostein and L. Dunn. Light soaking effects on photovoltaic modules : Overview and literature review. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, pages 003126–003131, 2011.
- [80] K.W. Jansen and A.E. Delahoy. A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates. *Thin Solid Films*, 423(2) :153 – 160, 2003.
- [81] Thomas Weber, Elfriede Benfares, Stefan Krauter, and Paul Grunow. Electroluminescence on the tco corrosion of thin film modules.
- [82] Johan Wennerberg, John Kessler, and Lars Stolt. Cu(in,ga)se₂-based thin-film photovoltaic modules optimized for long-term performance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(1–2) :47 – 55, 2003. <ce :title>PVSEC 12 Part II</ce :title>.
- [83] E.E. van Dyk, A. Audouard, E.L. Meyer, and C.D. Woolard. Investigation of the degradation of a thin-film hydrogenated amorphous silicon photovoltaic module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(2–3) :167 – 173, 2007.
- [84] A. Romeo, M. Terheggen, D. Abou-Ras, D. L. Bätzner, F.-J. Haug, M. Kälin, D. Rudmann, and A. N. Tiwari. Development of thin-film cu(in,ga)se₂ and cdte solar cells. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 12(2-3) :93–111, 2004.
- [85] Ling Cheng. Solar cell grid finger failure due to micro-cracking. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2012.
- [86] Edson L Meyer and E Ernest van Dyk. Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters. *Reliability, IEEE Transactions on*, 53(1) :83–92, 2004.
- [87] J Wendt, M Träger, M Mette, A Pfennig, and B Jäckel. The link between mechanical stress induced by soldering and micro damages in silicon solar cells. *Proc. of 24th EUPVSEC*, pages 3420–3423, 2009.
- [88] M Köntges, S Kajari-Schröder, I Kunze, and U Jahn. Crack statistic of crystalline silicon photovoltaic modules.

- [89] T. J. McMahon. Accelerated testing and failure of thin-film pv modules. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 12(2-3) :235–248, 2004.
- [90] Kenji Araki, Omar Al Taher, Hirokazu Nagai, Peter Hebert, and Juan Valles. Are electroluminescence defects in concentrator iii-v cells responsible to thermal runaway and sudden death ? In *AIP Conference Proceedings*, volume 1407, page 303, 2011.
- [91] Dimosthenis C Katsis. *Thermal characterization of die-attach degradation in the power MOS-FET*. PhD thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, 2003.
- [92] Nick Bosco, Cassi Sweet, Timothy J Silverman, and Sarah Kurtz. Cpv cell infant mortality study. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1407, page 299, 2011.
- [93] Mark Spencer, Andrew Kearney, and John Bowman. Experience from reliability field trails. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1477, page 272, 2012.
- [94] Manuel Vázquez and Ignacio Rey-Stolle. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 16(5) :419–433, 2008.
- [95] A.J Carr and T.L Pryor. A comparison of the performance of different {PV} module types in temperate climates. *Solar Energy*, 76(1–3) :285 – 294, 2004. Solar World Congress 2001.
- [96] Dirk C Jordan and Sarah R Kurtz. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 21(1) :12–29, 2013.
- [97] Dirk Jordan, John Wohlgemuth, and Sarah Kurtz. Technology and climate trends in pv module degradation. 2012.
- [98] Nick Bosco. Reliability concerns associated with pv technologies.
- [99] Peng Peng, Anming Hu, Wenda Zheng, Peter Su, David He, Ken D Oakes, Albert Fu, Ruijing Han, Swee Lim Lee, Jing Tang, et al. Microscopy study of snail trail phenomenon on photovoltaic modules. *RSC Advances*, 2(30) :11359–11365, 2012.
- [100] N Núñez, M Vázquez, JR González, FJ Jiménez, and J Bautista. Instrumentation for accelerated life tests of concentrator solar cells. *Review of Scientific Instruments*, 82(2) :024703–024703, 2011.
- [101] Pilar Espinet Gonzalez. *Advances in the modelling, characterization and reliability of concentrator multijunction solar cells*. PhD thesis, ETSIT UPM, 2012.
- [102] Mark Spencer, Marcin Hirny, and Ariadna Kaplan. Development and application of accelerated test methods specific to cpv systems. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1277, page 217, 2010.
- [103] M.D. Kempe, M. Kilkenny, T. J. Moricone, and J. Z. Zhang. Accelerated stress testing of hydrocarbon-based encapsulants for medium-concentration cpv applications. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, pages 001826–001831, 2009.

- [104] P. Chaparala, Erhong Li, and S. Bhola. Reliability qualification of photovoltaic smart panel electronics. In *Physical and Failure Analysis of Integrated Circuits (IPFA), 2010 17th IEEE International Symposium on the*, pages 1–4, 2010.
- [105] Neill Doertenbach. The application of accelerated testing methods and theory.
- [106] J.Cole Rickers. Highly accelerated weathering of cigs photovoltaics. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2011.
- [107] G.K. Hobbs. *Accelerated reliability engineering : HALT and HASS*. Wiley series in quality and reliability engineering. Wiley, 2000.
- [108] CR Osterwald. Terrestrial photovoltaic module accelerated test-to-failure protocol. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2008.
- [109] Tom Cheyney. Beyond iec 61215 : Tuv rheinland develops new accelerated, long-term pv module testing method.
- [110] P Hacke, C Osterwald, D Trudell, K Terwilliger, N Bosco, E Oelak, and S Kurtz. Application of the nrel test-to-failure protocol for pv modules. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2011.
- [111] RG Ross Jr. Terrestrial silicon array field and test experience. In *NBS/DOE Workshop, Stability of (Thin Film) Solar Cells and Materials*, number 58, page 146. US Dept. of Commerce, National Bureau of Standards : for sale by the Supt. of Docs., US Govt. Print. Off., 1979.
- [112] AR Hoffman and RG Ross Jr. Environmental qualification testing of terrestrial solar cell modules. In *13th Photovoltaic Specialists Conference*, volume 1, pages 835–842, 1978.
- [113] Sarah Kurtz, Jennifer Granata, and Michael Quintana. Photovoltaic-reliability r&d toward a solar-powered world. In *SPIE Solar Energy+ Technology*, pages 74120Z–74120Z. International Society for Optics and Photonics, 2009.
- [114] Robert McConnell, S Kurtz, William R Bottenberg, Robert Hammond, Steven W Jochums, AJ McDanal, David Roubideaux, C Whitaker, and John Wohlgemuth. Qualification standard for photovoltaic concentrator modules. 2000.
- [115] G TamizhMani, L Ji, RL Hammond, B McConnell, and D Roubideaux. Qualification testing of concentrator pv modules : Approved standard, existing test facilities and preliminary test results. Technical report, National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US), 2001.
- [116] E. Muñoz, P.G. Vidal, G. Nofuentes, L. Hontoria, P. Pérez-Higueras, J. Terrados, G. Almonacid, and J. Aguilera. {CPV} standardization : An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1) :518 – 523, 2010.
- [117] Mike Ludowise. Questions about iec 62108 implementation. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2010.
- [118] TUV. Summary of emerging cpv safety standards, 2009.

- [119] IEC TC82 WG-7. Cpv solar cell qualification standards. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2011.
- [120] Govindasamy TamizhMani. Testing the reliability and safety of photovoltaic modules : failure rates and temperature effects.
- [121] Paul Lamarche. The custom halt environmental chamber. 2012.
- [122] Loïc Mabilie. Performance analysis of crystalline silicon pv modules after 18 months exposure under tropical climate. In *Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2011.
- [123] Jens Merten, Lionel Sicot, Yves Delesse, and A Guerin de Montgareuil. Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies. In *Proceedings of 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference (Eds.)*, 2008.
- [124] S Pingel, Y Zemen, O Frank, T Geipel, and J Berghold. Mechanical stability of solar cells within solar panels.
- [125] M Köntges, S Kajari-Schröder, I Kunze, and U Jahn. Crack statistic of crystalline silicon photovoltaic modules.
- [126] EU Reisner, H Peerlings, and F Shafiq. Humidity in a solar module—horror vision or negligible.
- [127] John H Wohlgemuth, Daniel W Cunningham, Paul Monus, Jay Miller, and Andy Nguyen. Long term reliability of photovoltaic modules. In *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on*, volume 2, pages 2050–2053. IEEE, 2006.
- [128] Barry K Hawkins and Ian J Muirhead. Long term evaluation of new technology photovoltaic modules. In *Proceedings of the 9th International Photovoltaic Science and Engineering Conference*, 1996.
- [129] DH Otth and RG Ross Jr. Assessing photovoltaic module degradation and lifetime from long term environmental tests. In *Environmental technology : a key to product acceptability. Annual technical meeting*. 29, pages 121–126, 1983.
- [130] Vivek Gade. Extended life testing of multicrystalline silicon pv modules. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2010.
- [131] César Domínguez, Ignacio Antón, and Gabriel Sala. Multijunction solar cell model for translating i–v characteristics as a function of irradiance, spectrum, and cell temperature. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 18(4) :272–284, 2010.
- [132] I Antón, G Sala, K Heasman, R Kern, and TM Bruton. Performance prediction of concentrator solar cells and modules from dark i–v characteristics. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 11(3) :165–178, 2003.
- [133] Beatriz Galiana, C. Algora, I. Rey-Stolle, and I.G. Vara. A 3-d model for concentrator solar cells based on distributed circuit units. *Electron Devices, IEEE Transactions on*, 52(12) :2552–2558, 2005.

- [134] Beatriz Galiana, Carlos Algora, and Ignacio Rey-Stolle. Explanation for the dark $i-v$ curve of iii-v concentrator solar cells. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 16(4) :331–338, 2008.
- [135] Beatriz Galiana, Carlos Algora, and Ignacio Rey-Stolle. Comparison of 1d and 3d analysis of the front contact influence on gaas concentrator solar cell performance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(16) :2589 – 2604, 2006.
- [136] Ian Aeby. Cpv solar cell and receiver package qualification standard. In *NREL PV Module Reliability Workshop, Denver West Marriott, Golden, Colorado*, 2012.
- [137] Erees QB Macabebe and E Ernest van Dyk. Extraction of device parameters from dark current-voltage characteristics of pv devices. *physica status solidi (c)*, 5(2) :616–619, 2008.
- [138] A Kaminski, JJ Marchand, A Fave, and A Laugier. New method of parameters extraction from dark iv curve. In *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, pages 203–206. IEEE, 1997.
- [139] Yuya Sakurada, Yasuyuki Ota, and Kensuke Nishioka. Simulation of temperature characteristics of ingap/ingaas/ge triple-junction solar cell under concentrated light. *Japanese Journal of Applied Physics*, 50(4) :04DP13, 2011.
- [140] JH He and CH Ho. The study of electrical characteristics of heterojunction based on zno nanowires using ultrahigh-vacuum conducting atomic force microscopy. *Applied Physics Letters*, 91(23) :233105–233105, 2007.
- [141] Sebastian Roensch, Raymond Hoheisel, Frank Dimroth, and Andreas W Bett. Subcell iv characteristic analysis of gainp/gainas/ge solar cells using electroluminescence measurements. *Applied Physics Letters*, 98(25) :251113–251113, 2011.
- [142] César Domínguez, Ignacio Antón, and Gabriel Sala. Multijunction solar cell model for translating $i-v$ characteristics as a function of irradiance, spectrum, and cell temperature. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 18(4) :272–284, 2010.
- [143] K. Emery, M. Meusel, R. Beckert, F. Dimroth, A. Bett, and W. Warta. Procedures for evaluating multijunction concentrators. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*, pages 1126–1130, 2000.
- [144] J. F. Geisz, D. J. Friedman, J. S. Ward, A. Duda, W. J. Olavarria, T. E. Moriarty, J. T. Kiehl, M. J. Romero, A. G. Norman, and K. M. Jones. 40.8independently metamorphic junctions. *Applied Physics Letters*, 93(12) :123505, 2008.
- [145] Emcore. Fiche technique ctj emcore part n°613024, 2011.
- [146] Gerald Siefer and Andreas W Bett. Analysis of temperature coefficients for iii-v multi-junction concentrator cells. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 2012.
- [147] Avi Braun, Eugene A Katz, and Jeffrey M Gordon. Basic aspects of the temperature coefficients of concentrator solar cell performance parameters. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 2012.

- [148] V. Andreev, V. Grilikhes, V. Rumyantsev, N. Timoshina, and M. Shvarts. Effect of nonuniform light intensity distribution on temperature coefficients of concentrator solar cells. In *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, volume 1, pages 881–884 Vol.1, 2003.
- [149] VD Rumyantsev, VR Larionov, DA Malevskiy, PV Pokrovskiy, and NA Sadchikov. Solar simulator for characterization of the large-area hcpv modules. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1407, page 212, 2011.
- [150] César Domínguez, Ignacio Antón, and Gabriel Sala. Solar simulator for concentrator photovoltaic systems. *Optics express*, 16(19) :14894–14901, 2008.
- [151] Vinod Kumar Khanna. Physical understanding and technological control of carrier lifetimes in semiconductor materials and devices : A critique of conceptual development, state of the art and applications. *Progress in Quantum Electronics*, 29(2) :59–163, 2005.
- [152] Emmanouil Kioupakis, Patrick Rinke, Kris T. Delaney, and Chris G. Van de Walle. Indirect auger recombination as a cause of efficiency droop in nitride light-emitting diodes. *Applied Physics Letters*, 98(16) :161107, 2011.
- [153] Alexis Vossier, Baruch Hirsch, and Jeffrey M. Gordon. Is auger recombination the ultimate performance limiter in concentrator solar cells ? *Applied Physics Letters*, 97(19) :193509, 2010.
- [154] K G Svantesson and N G Nilsson. The temperature dependence of the auger recombination coefficient of undoped silicon. *Journal of Physics C : Solid State Physics*, 12(23) :5111, 1979.
- [155] J. Dziewior and W. Schmid. Auger coefficients for highly doped and highly excited silicon. *Applied Physics Letters*, 31(5) :346–348, 1977.
- [156] L. Huld, N. G. Nilsson, and K. G. Svantesson. The temperature dependence of band-to-band auger recombination in silicon. *Applied Physics Letters*, 35(10) :776–777, 1979.
- [157] Yu-chun Chang, Chang-xin Tian, Yan Ma, Jing-zhi Yin, Qiang Gao, Yi-ding Wang, Fu-bin Gao, and Guo-tong Du. Influence of temperature on auger recombination lifetime in $1-x$ Ga_x materials. *Optoelectronics Letters*, 6(1) :31–33, 2010.
- [158] N.K. Dutta and R.J. Nelson. Temperature dependence of threshold of InGaAsP double heterostructure lasers and auger recombination. *Applied Physics Letters*, 38(6) :407–409, 1981.
- [159] T. H. Gfroerer, L. P. Priestley, M. F. Fairley, and M. W. Wanlass. Temperature dependence of nonradiative recombination in low-band gap In_xGa_{1-x}As/In_yP_{1-y} double heterostructures grown on InP substrates. *Journal of Applied Physics*, 94(3) :1738–1743, 2003.
- [160] W. Shockley and W. T. Read. Statistics of the recombinations of holes and electrons. *Phys. Rev.*, 87 :835–842, Sep 1952.
- [161] R. N. Hall. Electron-hole recombination in germanium. *Phys. Rev.*, 87 :387–387, Jul 1952.

- [162] F. Levy. *Traité des matériaux : Tome 18, Physique et technologie des semiconducteurs*. Traité des matériaux. Presses polytechniques et universitaires romandes, 1995.
- [163] T. Trupke, M. A. Green, P. Würfel, P. P. Altermatt, A. Wang, J. Zhao, and R. Corkish. Temperature dependence of the radiative recombination coefficient of intrinsic crystalline silicon. *Journal of Applied Physics*, 94(8) :4930–4937, 2003.
- [164] H. Schlangenotto, H. Maeder, and W. Gerlach. Temperature dependence of the radiative recombination coefficient in silicon. *physica status solidi (a)*, 21(1) :357–367, 1974.
- [165] Toshio Matsusue and Hiroyuki Sakaki. Radiative recombination coefficient of free carriers in gaas-algaas quantum wells and its dependence on temperature. *Applied Physics Letters*, 50(20) :1429–1431, 1987.
- [166] D.Z. Garbuzov. Reradiation effects, lifetimes and probabilities of band-to-band transitions in direct {A3B5} compounds of gaas type. *Journal of Luminescence*, 27(1) :109 – 112, 1982.
- [167] R. K. Ahrenkiel, R. Ellingson, S. Johnston, and M. Wanlass. Recombination lifetime of in[_{0.53}]ga[_{0.47}]as as a function of doping density. *Applied Physics Letters*, 72(26) :3470–3472, 1998.
- [168] YP Varshni. Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. *Physica*, 34(1) :149–154, 1967.
- [169] Uwe Rau. Reciprocity relation between photovoltaic quantum efficiency and electroluminescent emission of solar cells. *Physical Review B*, 76(8) :85303, 2007.
- [170] Amaury Delamarre, Laurent Lombez, and Jean-François Guillemoles. Characterization of solar cells using electroluminescence and photoluminescence hyperspectral images. *Journal of Photonics for Energy*, 2(1) :027004–1–027004–8, 2012.
- [171] Matthew P. Peloso, Jen Sern Lew, Thorsten Trupke, Marius Peters, Roland Utama, and Armin G. Aberle. Evaluating the electrical properties of silicon wafer solar cells using hyperspectral imaging of luminescence. *Applied Physics Letters*, 99(22) :221915, 2011.
- [172] Qingli Li, Weisheng Wang, Chao Ma, and Ziqiang Zhu. Detection of physical defects in solar cells by hyperspectral imaging technology. *Optics and Laser Technology*, 42(6) :1010 – 1013, 2010.
- [173] Takashi Fuyuki, Hayato Kondo, Yasue Kaji, Akiyoshi Ogane, and Yu Takahashi. Analytic findings in the electroluminescence characterization of crystalline silicon solar cells. *Journal of Applied Physics*, 101(2) :023711, 2007.
- [174] Thomas Kirchartz, Anke Helbig, Wilfried Reetz, Michael Reuter, Jürgen H. Werner, and Uwe Rau. Reciprocity between electroluminescence and quantum efficiency used for the characterization of silicon solar cells. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17(6) :394–402, 2009.
- [175] O. Breitenstein, A. Khanna, Y. Augarten, J. Bauer, J.-M. Wagner, and K. Iwig. Quantitative evaluation of electroluminescence images of solar cells. *physica status solidi (RRL) – Rapid Research Letters*, 4(1-2) :7–9, 2010.

- [176] Anke Helbig, Thomas Kirchartz, Raymund Schaeffler, Jürgen H. Werner, and Uwe Rau. Quantitative electroluminescence analysis of resistive losses in cu(in, ga)se₂ thin-film modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(6) :979 – 984, 2010.
- [177] Matthias Schneemann, Anke Helbig, Thomas Kirchartz, Reinhard Carius, and Uwe Rau. Reverse biased electroluminescence spectroscopy of crystalline silicon solar cells with high spatial resolution. *physica status solidi (a)*, 207(11) :2597–2600, 2010.
- [178] Hsiang Chen. Hot carrier-induced emission from the ingan/gan light-emitting diode by characterizing reverse-bias electroluminescence. *Applied Physics Letters*, 102(16) :162106, 2013.
- [179] M Köntges, M Siebert, D Hinken, U Eitner, K Bothe, and T Potthof. Quantitative analysis of pv-modules by electroluminescence images for quality control.
- [180] Otwin Breitenstein, Jan Bauer, Thorsten Trupke, and Robert A Bardos. On the detection of shunts in silicon solar cells by photo-and electroluminescence imaging. *Progress in Photovoltaics : research and Applications*, 16(4) :325–330, 2008.
- [181] Torben Potthoff, Karsten Bothe, Ulrich Eitner, David Hinken, and Marc Köntges. Detection of the voltage distribution in photovoltaic modules by electroluminescence imaging. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 18(2) :100–106, 2010.
- [182] David Hinken, Klaus Ramspeck, Karsten Bothe, Bernhard Fischer, and Rolf Brendel. Series resistance imaging of solar cells by voltage dependent electroluminescence. *Applied Physics Letters*, 91(18) :182104–182104, 2007.
- [183] Anke Helbig, Thomas Kirchartz, Raymund Schaeffler, Jürgen H Werner, and Uwe Rau. Quantitative electroluminescence analysis of resistive losses in cu (in, ga) se₂ thin-film modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(6) :979–984, 2010.
- [184] Claus G Zimmermann. Performance mapping of multijunction solar cells based on electroluminescence. *Electron Device Letters, IEEE*, 30(8) :825–827, 2009.
- [185] Kanglin Xiong, Wei He, Shulong Lu, Taofei Zhou, Desheng Jiang, Rongxin Wang, Kai Qiu, Jianrong Dong, and Hui Yang. Analysis of lateral current spreading in solar cell devices by spatially-resolved electroluminescence. *Journal of Applied Physics*, 107(12) :124501–124501, 2010.
- [186] Thomas Kirchartz, Anke Helbig, and Uwe Rau. Note on the interpretation of electroluminescence images using their spectral information. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(12) :1621–1627, 2008.
- [187] Helmut Nesswetter. Series resistance mapping on multijunction solar cells based on luminescence imaging. 39th IEEE PVSEC, 2013.
- [188] T Trupke, E Pink, RA Bardos, and MD Abbott. Spatially resolved series resistance of silicon solar cells obtained from luminescence imaging. *Applied Physics Letters*, 90(9) :093506–093506, 2007.

- [189] Geoffrey Duggan and Ian M Ballard. Evaluation of competing triple junction concentrator cells by electroluminescence. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, pages 000655–000659. IEEE, 2009.
- [190] Z. Deng, R.X. Wang, J.Q. Ning, C.C. Zheng, W. Bao, S.J. Xu, X.D. Zhang, S.L. Lu, J.R. Dong, B.S. Zhang, and H. Yang. Radiative recombination of carriers in the $\text{GaIn}_{1-x}\text{P}/\text{GaAs}$ double-junction tandem solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 111(0) :102 – 106, 2013.
- [191] Thomas Kirchartz, Uwe Rau, Martin Hermle, Andreas W. Bett, Anke Helbig, and Jürgen H. Werner. Internal voltages in $\text{GaInP}/\text{GaInAs}/\text{Ge}$ multijunction solar cells determined by electroluminescence measurements. *Applied Physics Letters*, 92(12) :123502, 2008.
- [192] M Meusel, C Baur, G Letay, AW Bett, W Warta, and E Fernandez. Spectral response measurements of monolithic $\text{GaInP}/\text{GaInAs}/\text{Ge}$ triple-junction solar cells : Measurement artifacts and their explanation. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 11(8) :499–514, 2003.
- [193] Gerald Siefer, Carsten Baur, and Andreas W Bett. External quantum efficiency measurements of germanium bottom subcells : Measurement artifacts and correction procedures. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, pages 000704–000707. IEEE, 2010.
- [194] Jan Schöne. Impact of thermal cycles on the material quality of metamorphic III-V solar cell structures. In *23rd EU-PVSEC Conf. Proc., Valencia, Spain, 2008*.
- [195] V Díaz and C Algora. The influence of perimeter recombination in the design of very high concentrator GaAs solar cells. In *Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK*, pages 1034–1037, 2000.
- [196] A threshold selection method from gray-level histograms. *Systems, Man and Cybernetics, IEEE Transactions on*, 9(1) :62–66, 1979.
- [197] National Instruments. *IMAQ Vision Concepts Manual*, June 2003.
- [198] Nick Bosco. Accelerated testing and on-sun failure of CPV die-attach. In *Accelerated Stress Testing and reliability*, 2010.
- [199] Nick Bosco, Cassi Sweet, Mike Ludowise, and Sarah Kurtz. An infant mortality study of III-V multijunction concentrator cells.
- [200] P Espinet, C Algora, I Rey-Stolle, I Garcia, and M Baudrit. Electroluminescence characterization of III-V multi-junction solar cells. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC'08. 33rd IEEE*, pages 1–6. IEEE, 2008.

ETAT DES PUBLICATIONS

1. Articles dans des revues avec comité de lecture (acceptés)

“Development of CPV solar receiver based on insulated metal substrate (IMS): Comparison with receiver based on the direct bonded copper substrate (DBC) - A reliability study”, Mabile, Loïc and Mangeant, Christophe and Baudrit, Mathieu, AIP Conference Proceedings, 1477, 289-293 (2012), DOI:<http://dx.doi.org/10.1063/1.4753888>

“CPV solar receiver ageing tests: The enhanced electroluminescence method”, Mabile, Loïc and Mangeant, Christophe and Baudrit, Mathieu, AIP Conference Proceedings, 1556, 226-229 (2013), DOI:<http://dx.doi.org/10.1063/1.4822237>

"An innovative method for accelerated ageing study of CPV receivers: Thermal inhomogeneities mapping via electroluminescence," Mabile, L.; Mangeant, C.; Baudrit, M., Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013 IEEE 39th , vol., no., pp.3416,3420, 16-21 June 2013

2. Communications avec actes (acceptées)

“PERFORMANCE ANALYSIS OF CRYSTALLINE SILICON PV MODULES AFTER 18 MONTHS EXPOSURE UNDER TROPICAL CLIMATE”, L.MABILLE, G.RAZONGLES, L.SICOT, J.MERTEN. 4AV.2.2, Proceedings of the 26th EUPVSEC, Hamburg, 2011.

3. Communications sans actes

“On the development of accelerated aging tests based on thermal stress impact to assess the reliability of 1000 suns CPV modules”, G. Fleury, S. Colasson, T. Baffie, M. Mariotto, J.L. Martin, C. Mangeant, L. Mabile, J.E. De Salins, USA PVMRW 2011

4. Autres

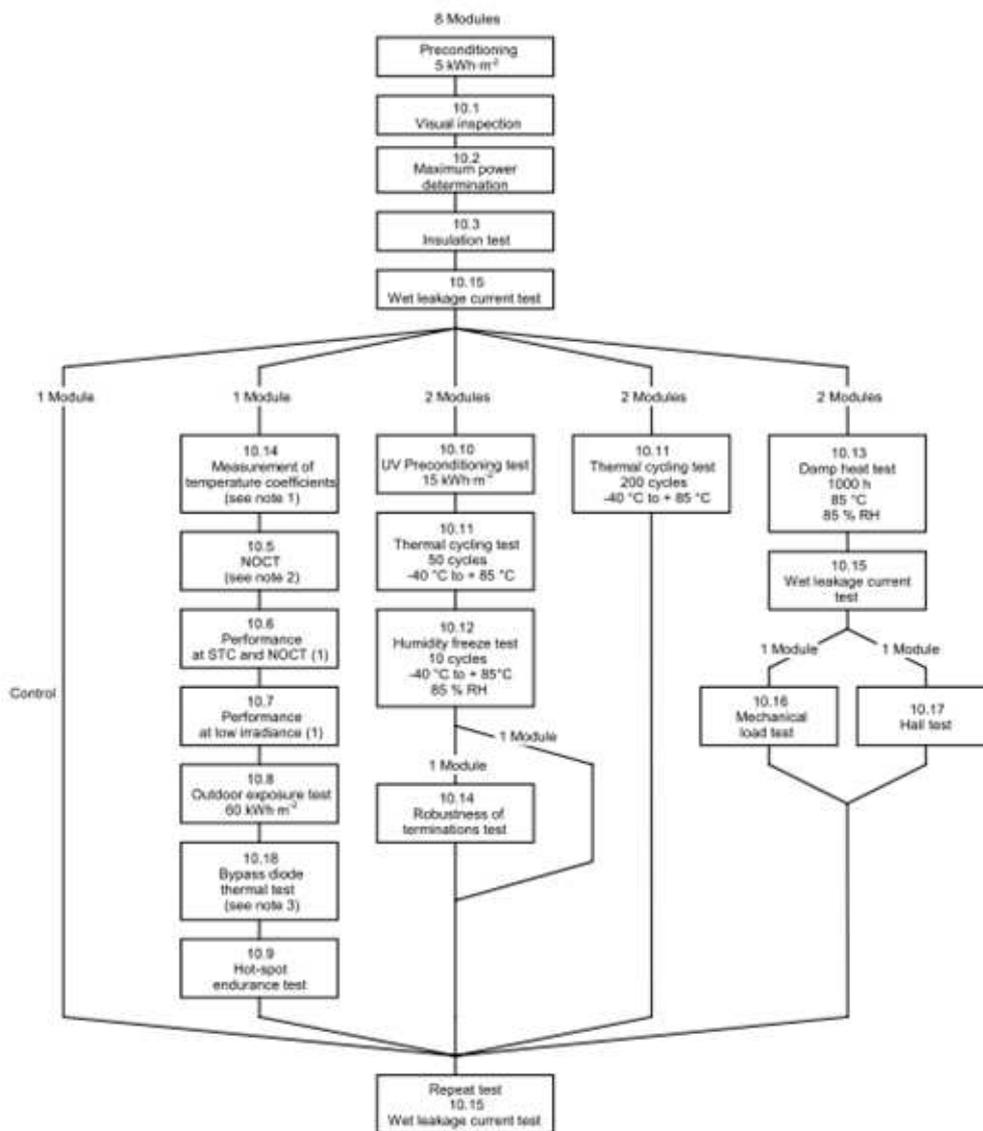
BREVET : « Procédé de caractérisation de l'interface cellule photovoltaïque/substrat pour un récepteur CPV », L.MABILLE. Demande de dépôt DD 1433 SD.

PRESENTATION ORALE :

Poster “Degradation analysis of crystalline silicon PV modules after 18 months exposure at tropical climate” présenté par une délégation du laboratoire à la 26^{ème} EUPVSEC, Hambourg, 2011.

Poster “Degradation analysis of crystalline silicon PV modules after 18 months exposure at tropical climate” présenté à Berlin lors d'un workshop sur la fiabilité de module photovoltaïque, Berlin, 2011.

ANNEXES



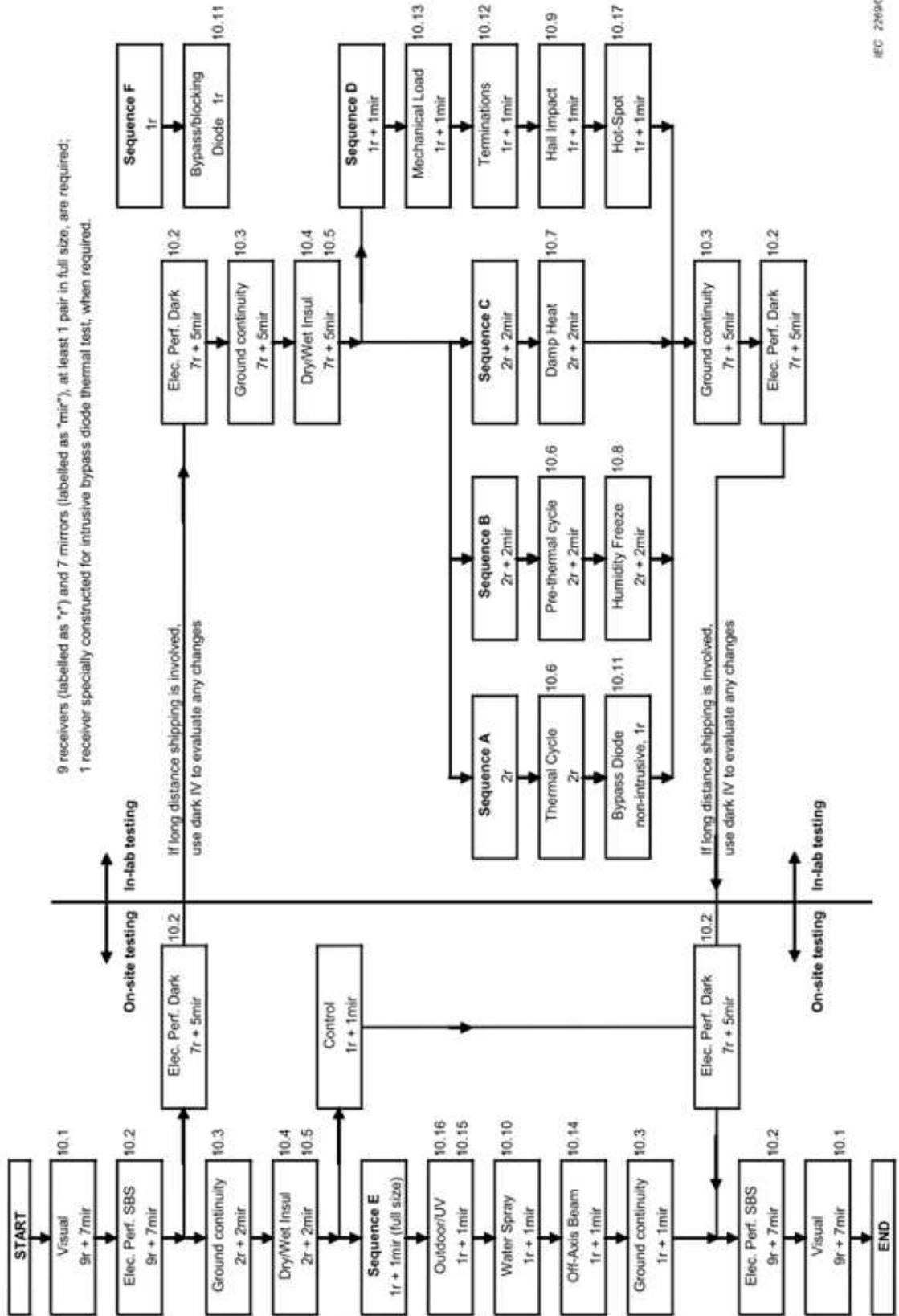
IEC 58405

NOTE 1 May be omitted if IEC 61853 has been performed.

NOTE 2 In the case of modules not designed for open-rack mounting, the NOCT may be replaced by the equilibrium mean solar cell junction temperature in the standard

Figure 1 – Qualification test sequence

FIGURE 42 – Diagramme d’essai de la norme IEC 61215.



9 receivers (labelled as "r") and 7 mirrors (labelled as "mir"), at least 1 pair in full size, are required;
 1 receiver specially constructed for intrusive bypass diode thermal test, when required.

If long distance shipping is involved,
 use dark IV to evaluate any changes

If long distance shipping is involved,
 use dark IV to evaluate any changes

Figure 7 – Qualification test sequence for CPV assemblies

FIGURE 43 – Diagramme d'essai de la norme IEC 62108.