



Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies

Thomas Mambrini

► **To cite this version:**

Thomas Mambrini. Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies. Météorologie. Université Paris Sud - Paris XI, 2014. Français. <NNT : 2014PA112380>. <tel-01164783>

HAL Id: tel-01164783

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01164783>

Submitted on 17 Jun 2015

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 : STITS

Laboratoire de *Génie Electrique de Paris (LGEP)*

DISCIPLINE PHYSIQUE

THÈSE DE DOCTORAT

soutenue le 16/12/2014

par

Thomas Mambrini

Caractérisation de panneaux solaires
photovoltaïques en conditions réelles
d'implantation et en fonction des différentes
technologies

Directeur de thèse :
Co-directeur de thèse :

Christophe Longeaud
Anne Migan-Dubois

Fonction au LGEP
Maître de conférence au LGEP

Composition du jury :

Président du jury :
Rapporteurs :

Daniel LINCOT
Daniel LINCOT
Corinne ALONSO
Benoit BRAISAZ
Hadjar BENMANSOUR
Anne LABOURET

Directeur de Recherche (IRDEP, Chatou)
Directeur de Recherche (IRDEP, Chatou)
Professeur des Universités (Toulouse III)
Ingénieur R&D (EDF R&D, Moret sur Loing)
Program Manager Solar R&D (Total, Courbevoie)
Directrice commerciale (SOLEMS, Massy)

Membres invités :

Remerciements

Les trois années de thèse que j'ai eu la chance et la joie de passer au Laboratoire de Génie Electrique de Paris (LGEP) ont été pour moi source de savoir fondamentaux dans le domaine du photovoltaïque et sur le monde de la recherche, mais ne se résument pas seulement à cela. Elles m'ont également permis de rencontrer des personnes avec lesquelles j'ai eu grand plaisir à travailler, à tisser des liens d'amitié et sans lesquelles ce travail serait certainement très différent. J'aimerais leur dédier ces quelques lignes.

Tout d'abord, je souhaiterais remercier mon directeur de thèse, Christophe Longeaud, qui m'a accordé sa confiance et a toujours su se montrer disponible. Je tiens à remercier tout particulièrement Anne Migan-Dubois, qui fut mon encadrant de stage, juste avant de débiter ma thèse et par la suite mon co-encadrant de thèse et avec qui j'ai eu l'honneur et le plaisir de travailler sur de nombreux projets tout au long de ces années. Elle m'a accordé sa confiance et a toujours su me mettre en avant sur les projets que nous menions. J'ai, grâce à elle, eu l'occasion de donner des enseignements à Paris Diderot, de co-encadrer des stagiaires venant d'écoles différentes (Polytechnique, Supélec, IUT d'Evry, Université Paris Sud). J'ai également pu participer à de nombreuses conférences, formations en France et à l'étranger.

Par ailleurs, j'ai eu l'opportunité de travailler avec de nombreuses personnes au sein de mon laboratoire d'accueil, le LGEP, provenant de différentes équipes et je tiens à remercier chacune d'elle : je pense à Richard Andlauer, Aurore Brézard-Oudot, Marie Farret, Ghislain Remy avec qui j'ai eu plaisir à travailler et à partager du temps, mais aussi Michel Police, Emmanuel Blanc, Jean-Paul Kleider qui ont toujours été disponibles.

Au cours de ces années, de nombreuses collaborations ont vu le jour et grâce à elles j'ai eu l'occasion de travailler avec des personnes provenant d'autres laboratoires et je tiens également à les remercier : Jordi Bardosa et Martial Haeffelin du Laboratoire de Météorologie Dynamique (LMD), Joaquim Nassar du Laboratoire de Physique des Interfaces et des couches Minces (LPICM), Vincent Bourdin du Laboratoire d'informatique pour la mécanique et les sciences de l'ingénieur (LIMSI) avec qui nos discussions étaient un réel échange et ont permis de donner vie à de nombreuses idées.

Je tiens également à remercier les industrielles qui m'ont appris énormément sur le domaine du photovoltaïque et avec qui j'ai eu plaisir à travailler. Je pense notamment à Anne Labouret et Jacques Méot de la société Solems, Mustapha Elyaakoubi de la société TSFC-Instrument, Laurent Prieur et Vincent Radivoniuk de la société Soleis Technologie, Jean-Louis Queri du Groupe EDF.

Ces années m'ont également permis de rencontrer des personnes qui m'ont toujours soutenu, ont été d'une aide précieuse et avec lesquelles j'ai passé de très bons moments et espère en passer encore d'autres, aussi bien sur le plan professionnel que personnel. Je voudrais pour cela dire un grand merci à Federico Ventosimos, Sofia Gaiaschi, Peqing Yu, Romaric Lanfried, Alexandre Jaffre, Djicknoum Diouf, Vanessa Gorge, Amir Fath Allah, Erwann Coppola et Marko Pavlov.

Enfin je souhaite remercier mes amis, toute ma famille et notamment mes frères Baptiste, Antonin, Jérémy Mambrini ainsi que mes parents Sylviane et Frédéric Mambrini pour leur soutien de tous les jours et à qui je dois beaucoup.

Table des matières

Résumé.....	3
Chapitre 1 : Introduction	3
1) Contexte énergétique	6
A) Électricité PV dans le monde.....	6
B) Électricité PV en Europe	8
C) Électricité PV en France.....	10
2) Contexte de l'étude	13
A) Domaines d'application du PV	13
B) Axes d'études dans le PV terrestre sans concentration.....	15
C) Intérêts et objectifs de la thèse	17
Bibliographie	18
Table des illustrations	19
Chapitre 2 : Rayonnement solaire terrestre	20
1) Trajectoire apparente du soleil dans l'espace local et rayonnement extraterrestre	21
A) Les systèmes de coordonnées.....	21
B) Calcul des grandeurs utiles (mesure des paramètres au LGEP (48°,42N 2°10E)).....	22
C) Le rayonnement extraterrestre	26
2) Le rayonnement à la surface de la terre	27
A) Le rayonnement électromagnétique du soleil	28
B) Les rayonnements direct, diffus et global (choix d'un modèle de calcul du diffus)	31
C) Étude des principaux facteurs de variation du spectre solaire	32
3) La métrologie du rayonnement terrestre	34
A) L'instrumentation au sol	34
B) Les relevés satellites	37
C) Accès aux relevés atmosphériques.....	38
D) Les modèles d'extrapolation de paramètres atmosphériques :.....	39
E) Les normes pour l'application et l'exploitation des données météorologiques pour le PV....	41
4) Conclusion	42
Bibliographie	43
Table des illustrations	45

Chapitre 3 : La cellule photovoltaïque	46
1) Le principe de la conversion photovoltaïque	46
A) L'absorption de la lumière dans le matériau.....	47
B) Le transfert de l'énergie des photons aux charges électriques.....	48
C) La collecte des charges.....	50
D) La diffusion et les recombinaisons des porteurs.....	50
2) Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	51
A) La courbe courant-tension.....	51
B) La réponse spectrale (mesure de réponse spectrale pour le silicium cristallin et amorphe) .	53
3) La modélisation électrique d'une cellule PV (comparaison modèles/mesures)	55
4) Les technologies de cellules PV	60
A) Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin	60
B) Les cellules photovoltaïques en couches minces	62
C) Les cellules photovoltaïques de troisième génération	65
5) Conclusion	66
Bibliographie	66
Table des illustrations	67
Chapitre 4 : De la cellule au module	68
1) De la cellule au module PV.....	68
A) L'encapsulation des cellules PV.....	68
B) L'association de cellules photovoltaïques.....	70
C) Les déséquilibres dans l'association de cellules PV	72
D) L'effet d'un ombrage partiel (expérimentation d'ombrage partiel sur module amorphe)	75
E) La protection par diode de by-pass.....	78
2) Les normes de caractérisation et de résistivité des modules PV	79
A) Les conditions standard de test.....	80
B) Mesures et procédures pour l'obtention des caractéristiques I-V (mesure de l'effet capacitif sur module amorphe)	85
3) Exemple de fonctionnement des modules PV en conditions réelles.....	91
A) Les conditions météorologiques de Gif sur Yvette	91
B) Impact des facteurs climatiques sur les performances électriques des modules PV	93
4) Conclusion	96
Bibliographie	97
Table des illustrations	99

Chapitre 5 : Plateforme de caractérisation en extérieur	100
1) L'instrumentation pour les relevés atmosphériques.....	100
A) Le capteur d'éclairement	100
B) Les sondes de température	108
C) La station météorologique	109
D) Le spectromètre	109
E) La programmation.....	109
2) L'instrumentation pour les caractérisations électriques	111
A) La plateforme tracker	112
B) L'algorithme de mesure de la caractéristique I-V.....	114
C) Le programme d'automatisation de la plateforme	114
3) Les autres plateformes PV du LGEP	116
A) Les plateformes PV au LGEP.....	116
B) Les plateformes PV au SIRTA.....	117
4) Conclusion	118
Bibliographie	119
Table des illustrations	120
Chapitre 6 : Utilités d'une plateforme de caractérisation en extérieur	121
1) La plateforme de caractérisation PV au service des projets	123
A) Modélisation du faible éclairement.....	123
B) Modélisation de la correction du "désaccord spectral" (Spectral Mismatch).....	127
C) Modélisation des effets de température	136
D) Paramètres non étudiés.....	141
E) Conclusion	143
2) La plateforme de caractérisation au service de la recherche	143
A) Étude de trois modules PV de structures différentes, à base de silicium amorphe.....	143
B) Études des caractéristiques principales de modules PV commerciaux	148
3) La plateforme à des fins pédagogiques	158
A) PV1 comme plateforme pédagogique	158
B) La plateforme TP PV.....	159
4) Conclusion	159
Bibliographie	161
Table des illustrations	163

Chapitre 7 : Carte du LGEP pour la caractérisation de modules PV	166
1) Description de la carte de caractérisation du LGEP	166
A) Transistor piloté comme charge variable	166
B) Génération du PWM et système de mesure courant-tension	166
2) Applications de la carte de caractérisation du LGEP	166
A) Le suivi du point de puissance maximale (MPPT).....	166
B) Une carte pour le suivi du MPP	169
C) L'analyseur de courbes I-V : un instrument de caractérisation de modules portable.....	170
Bibliographie	174
Table des illustrations	175
Conclusion et Perspectives	176

Résumé

Les travaux développés dans cette thèse concernent l'étude de modules photovoltaïques (PV) en conditions réelles d'utilisation (en extérieur). Le LGEP (Laboratoire de Génie Electrique de Paris), où se sont effectués nos travaux, est spécialisé dans le développement d'outils de caractérisations électriques et optiques, avec et sans contact, pour cellules photovoltaïques. Nous avons donc pu compter sur son expertise pour observer le comportement électrique des modules. Il est nécessaire, pour caractériser des modules en extérieur, d'avoir une connaissance approfondie sur le comportement électrique des différents modules photovoltaïques et également sur les conditions climatiques et atmosphériques. C'est pourquoi des collaborations se sont faites naturellement avec les laboratoires de Polytechnique:

- Le LPICM (Laboratoire de Physique des Interfaces et des Couches Minces) qui travaille sur la génération et le stockage de l'énergie PV;
- Le LMD (Laboratoire de Météorologie Dynamique) qui étudie le climat, la pollution et les atmosphères planétaires;
- Le LIMSI (Laboratoire d'informatique pour la mécanique et les sciences de l'ingénieur) qui apporte son expertise en termes de modélisation;

La thèse s'est déroulée en comptant également sur le soutien des entreprises:

- SOLEMS SA
- Soleïs Technologie
- TFSC-Instrument

Elle a bénéficié du soutien financier de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) par l'intermédiaire du projet POLYSIL dans le cadre du programme Energies Renouvelables des Investissements d'Avenir (dont le LGEP est partenaire).

Dans le premier chapitre, nous abordons les enjeux actuels autour de l'énergie électrique et la place du photovoltaïque dans le contexte mondial, européen et français. Nous y expliquons également ses objectifs et son intérêt.

Le deuxième chapitre est dédié à l'étude des facteurs influençant le rayonnement solaire, source d'énergie utile au PV, et à leurs impacts. Nous citons également les instruments et outils pour les mesurer.

Le troisième chapitre est un rappel sur le principe de la conversion PV, les caractéristiques principales d'une cellule, sa modélisation et les différentes filières PV.

Le quatrième chapitre explique brièvement les étapes qui permettent de passer de la cellule au module PV ainsi que les pertes qui en résultent. Nous citons également les normes en place pour la caractérisation et le test de résistivité des modules PV. Enfin, nous décrivons quels sont les facteurs qui ont une influence sur le comportement des modules et quelles conséquences en termes de divergence par rapport aux conditions standard ils entraînent.

Le cinquième chapitre présente les plateformes installées au LGEP et à Polytechnique dans le but de caractériser les modules PV en extérieur dans de nombreuses conditions et les opportunités pour la recherche d'acquérir une telle expertise.

Le sixième chapitre présente les objectifs et résultats de telles plateformes en évoquant leurs différentes finalités.

Le septième chapitre présente une carte développée au LGEP permettant de caractériser n'importe quel module PV, ses fonctionnalités et ses applications possibles.

Enfin, le huitième chapitre conclut cette thèse en insistant sur ce qui a été effectué depuis le début de celle-ci, les résultats obtenus et les nombreuses perspectives envisagées par le LGEP et les laboratoires en collaboration pour la suite.

Chapitre 1 : Introduction

Sommaire

1) Contexte énergétique	5
A) Électricité PV dans le monde.....	5
B) Électricité PV en Europe	7
C) Électricité PV en France.....	9
2) Contexte de l'étude	12
A) Domaines d'application du PV	12
B) Axes d'études dans le PV terrestre sans concentration.....	14
C) Intérêts et objectifs de la thèse	16
BIBLIOGRAPHIE.....	17
Table des illustrations	18

La montée en puissance de certains pays en voie de développement, plus particulièrement l'Asie et l'Amérique du sud, ainsi que l'augmentation de la population mondiale et l'accroissement du revenu moyen par habitant mènent à une hausse constante en besoins énergétiques comme l'illustre la Fig. 1.1

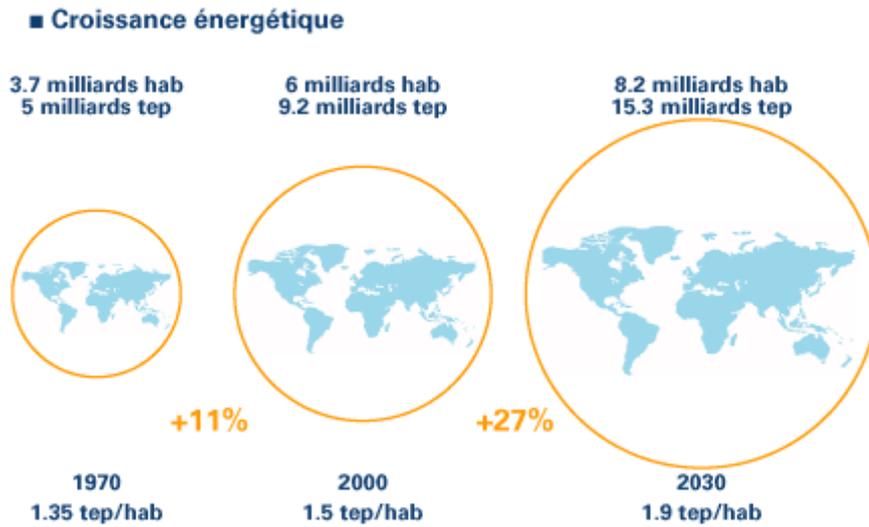


Fig. 1.1. Comparaison de l'évolution de la population mondiale et de la consommation énergétique mondiale, par habitant.

Les combustibles fossiles conservent aujourd'hui une position dominante dans la satisfaction de la demande énergétique, comme nous pouvons le constater sur la Fig. 1.2., ce qui pose des problèmes environnementaux. En effet, ces sources d'énergie présentent des inconvénients majeurs: sont épuisables et contribuent grandement au réchauffement climatique.

World consumption
Million tonnes oil equivalent

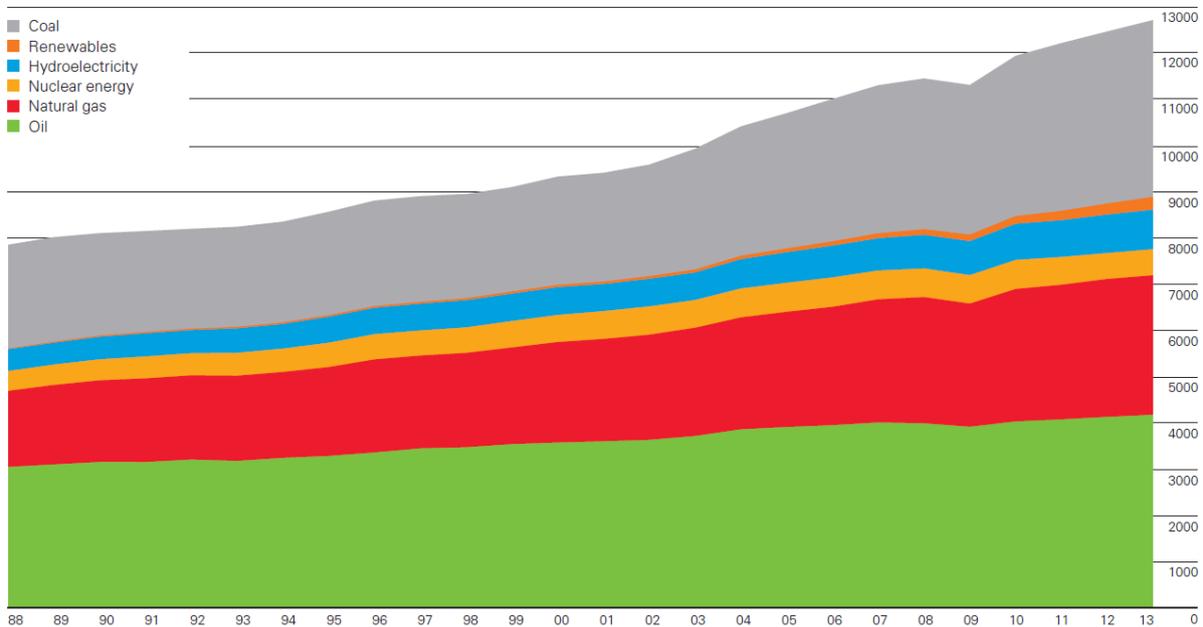


Fig. 1.2. Évolution de la consommation mondiale en énergie primaire de 1988 à 2013.

Le secteur énergétique, responsable des deux tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre, va devenir déterminant pour atteindre les objectifs de lutte contre le changement climatique. Ainsi, diverses initiatives visant à limiter la hausse des émissions de CO₂ liée au secteur énergétique, sont mises en place tels que le plan d'action sur le climat aux États-Unis, le plan de réduction de la part du charbon dans le mixte énergétique domestique, les objectifs énergétiques et climatiques fixés par l'Europe pour l'horizon 2030 et les discussions au Japon pour un nouveau plan énergétique. Les

orientations envisagées pour limiter l'augmentation de ces émissions, sans affecter la croissance économique, sont la stimulation de l'efficacité énergétique, la limitation de la construction et de l'utilisation des centrales à charbon les moins efficaces, la réduction des émissions de méthane dans les secteurs gazier et pétrolier en amont, et une réforme des subventions aux combustibles fossiles. Cette série de mesures viendrait porter main-forte aux développements des énergies renouvelables. En s'appuyant sur ces mesures, l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, International Energy Agency) propose des scénarii sur l'avenir énergétique et son impact sur l'économie ou le climat. Dans leur scénario central [2], les énergies renouvelables tiennent une place particulièrement importante, et notamment le solaire photovoltaïque, comme nous pouvons le constater sur la Fig.1 3.

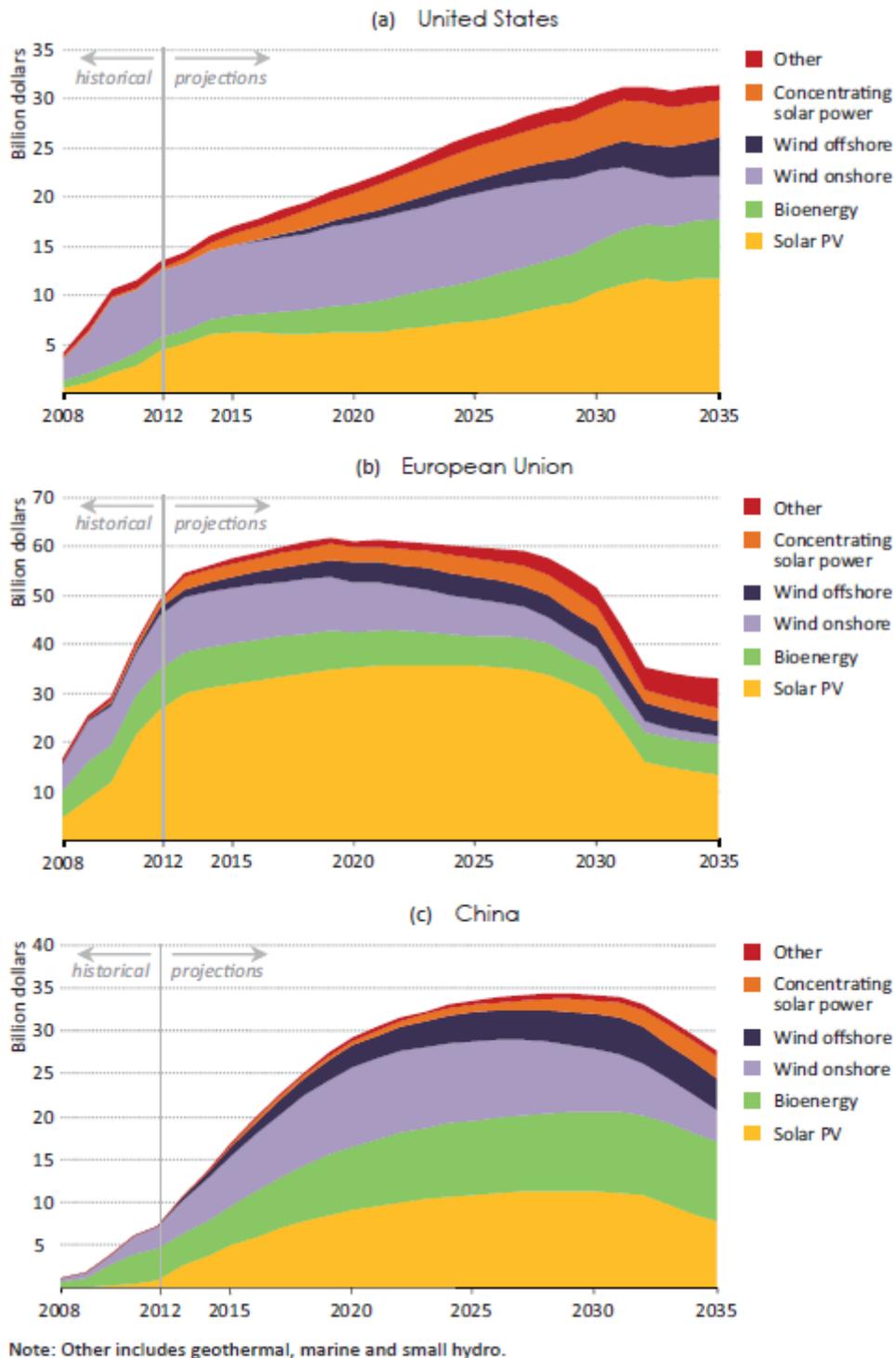


Fig.1 3. Scénario avancé par l'IEA quant aux investissements à venir pour les différentes énergies renouvelables concernant les États-Unis (a), l'Union Européenne (b) et la Chine (c)

Dans ce scénario, les énergies renouvelables participent pour près de la moitié à l'augmentation de la production électrique mondiale jusqu'en 2035 et les sources intermittentes, à savoir le solaire photovoltaïque et l'éolien, comptent pour 45% de la croissance des énergies renouvelables.

Cette introduction décrit, en premier lieu, le contexte énergétique en se focalisant sur la place de l'électricité provenant du photovoltaïque (PV) dans le mixte énergétique mondial, européen et finalement français. Dans un second temps, les différentes applications liées au photovoltaïque sont décrites, ce qui nous permet, par la même occasion, de délimiter le champ de recherche de cette thèse. Enfin une dernière partie explique l'objectif et l'intérêt de nos recherches.

1) Contexte énergétique

Avec environ 38.4 GW de capacité PV installée en 2013 dans le monde (cf. Fig. 4) pour atteindre une capacité totale PV de 138.9 GW (Fig.1.5), comme indiqué dans le rapport 2014 de l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association) [3], le PV continue de croître rapidement. Mais qui est responsable de l'évolution du PV ? Quelle est la situation actuelle ? Quel est son avenir dans le monde, en Europe et en France ?

A) Électricité PV dans le monde

Le marché du PV a progressé ces dernières années à très grand rythme comme nous pouvons le constater sur la Fig.1.5 et cela malgré les difficultés économiques auxquelles le marché a dû faire face. Le PV est en passe de devenir une source majeure d'électricité dans le monde.

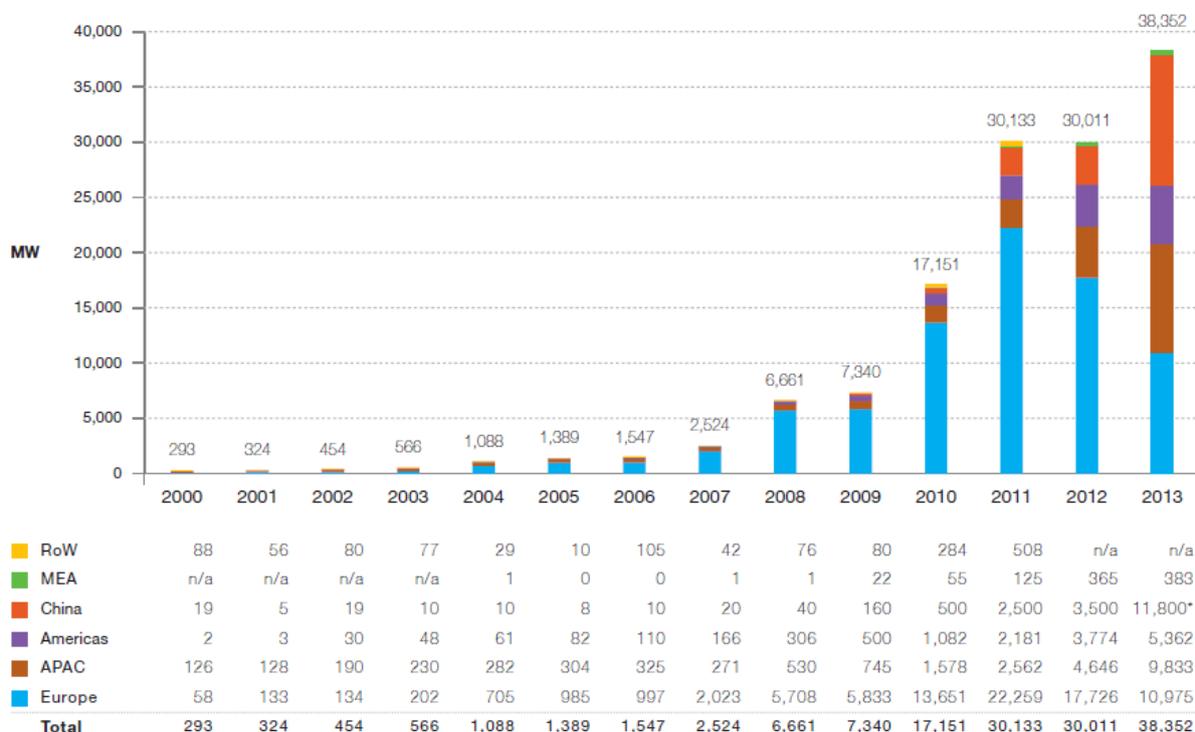


Fig. 4. Evolution de la capacité PV installée par an, dans le monde, entre 2000 et 2013 [3]

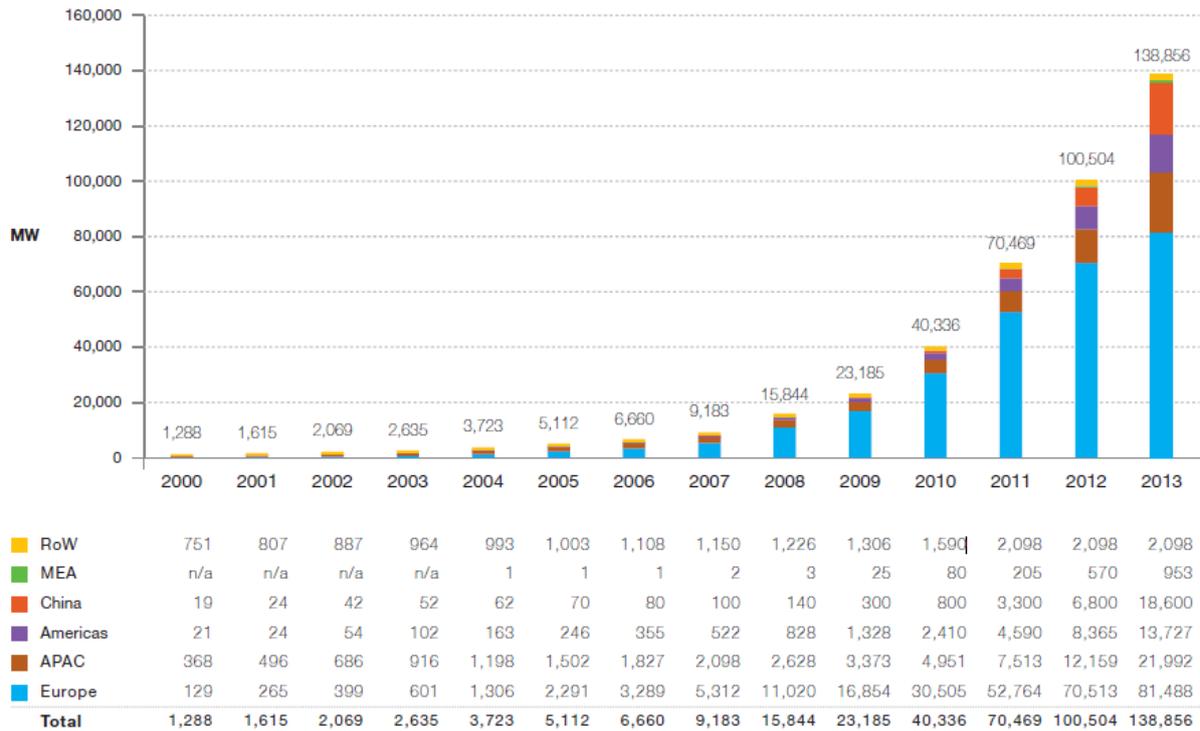


Fig.1.5. Evolution de la capacité PV globale cumulée, installée dans le monde, entre 2000 et 2013 [3]

Ce fort développement du PV s'explique, d'une part grâce aux mesures gouvernementales énoncées précédemment, et d'autre part, grâce à la baisse impressionnante du prix des modules PV qui a chuté de plus de 40% entre 2010 et 2012 (cf. Fig.1 6). Celui-ci atteint, aujourd'hui, environ 80 c€ du watt crête. Cette diminution impressionnante est principalement due aux avancés en recherche et aussi à la surcapacité de fabrication des modules, surtout en Chine. Si les prix des modules ont été divisé par 5 au cours des 6 dernières années, le prix de l'installation d'un système PV a été divisé par 3 dans plusieurs marché [4].

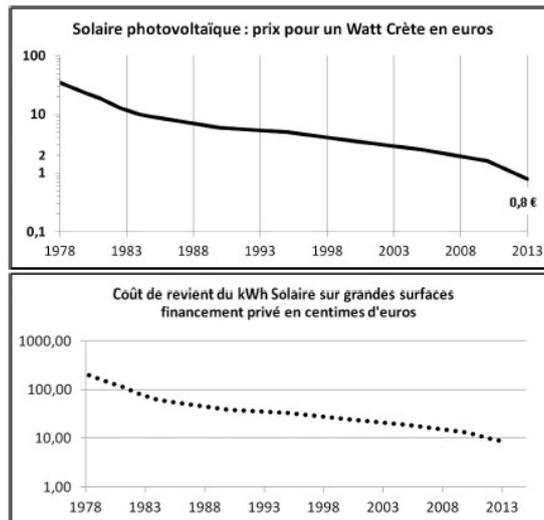


Fig.1 6. Evolutions des prix du Watt crête photovoltaïque et d'une installation solaire entre 1978 et 2013.

Cette baisse du prix des modules rend le PV aujourd'hui concurrentiel (voire même avantageux) vis-à-vis des autres sources d'électricité dans des pays où le réseau n'est pas encore bien développé et/ou ayant un taux d'ensoleillement annuel élevé, ce qui était inimaginable il y a encore quelques années.

L'Europe reste le leader mondial en terme de puissance totale cumulée, avec 81.5 GW au total fin 2013. Ceci représente environ 59% de la capacité mondiale totale installée mais l'Asie fait pencher le marché en sa faveur ces dernières années. On voit sur la Fig. 4 que la Chine a installée plus de 11.8 GW en 2013, un record jamais égalé jusqu'à présent, et la croissance continue extrêmement rapidement. Viennent ensuite l'Europe avec 10.9 GW et le Japon, avec 9.8 GW.

Le marché du PV a tendance à perdre de la vitesse en Europe (voir même à stagner). Cela est dû aux difficultés économiques rencontrées ces dernières années et à une diminution de l'aide gouvernementale dans de nombreux pays membres.

B) Électricité PV en Europe

Comme l'indique la Fig.1.8, le PV a progressé très rapidement jusqu'en 2011 en Europe et cela grâce principalement, à des politiques gouvernementales telles que les obligations de rachat ou encore des objectifs à atteindre :

- Suite au protocole de Kyoto en 2008, l'Union Européenne (UE) s'est engagée à réduire de 20% ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020;
- L'UE s'est également fixé l'objectif de dépasser 20% d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique de ses pays membres d'ici 2020;
- La conséquence, en France, en est l'adoption du Grenelle de l'environnement avec un projet ambitieux de 5 400 MW d'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2020, sachant que la capacité totale installée en 2008 en France était seulement de 80 MW.

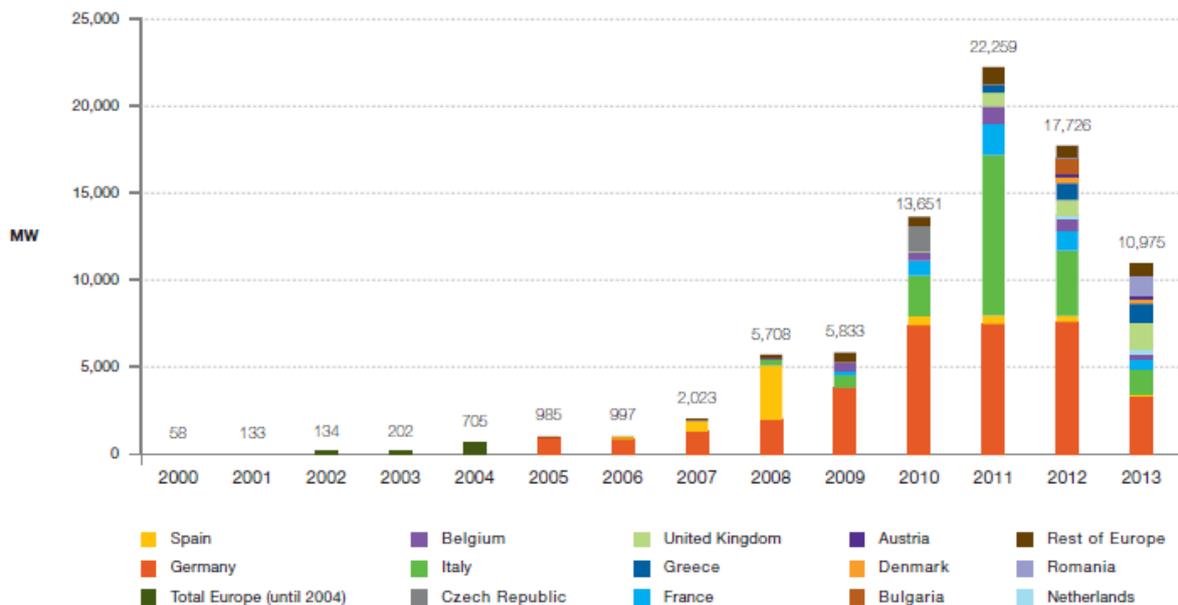


Fig.1.7. Evolution de la capacité PV installée par an, en Europe, entre 2000 et 2013 [3]

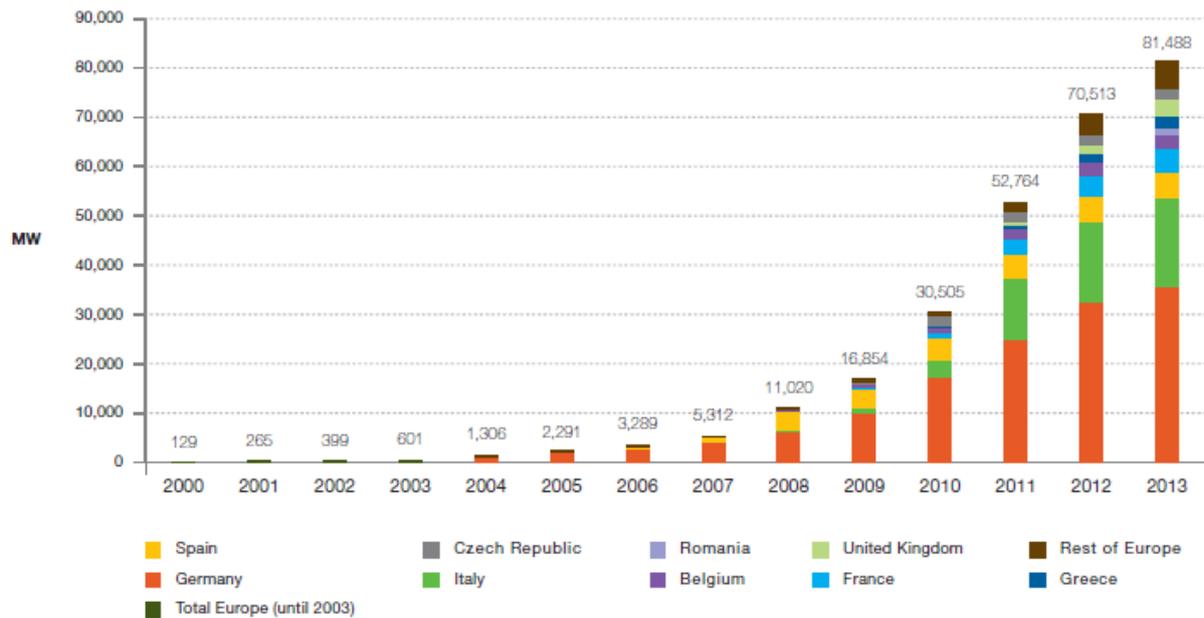


Fig.1.8. Evolution de la capacité PV globale cumulée, installée en Europe, entre 2000 et 2013 [3]

A partir de 2012, l'évolution du marché PV Européen a commencé à ralentir comme nous pouvons le voir sur la Fig.1.7 qui représente l'évolution annuelle du marché du PV par pays et par année en Europe.

L'ENSTO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) est une association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ayant pour but de promouvoir les aspects importants des politiques électriques tels que la sécurité, le développement des énergies renouvelables et le marché de l'électricité. D'après leur rapport de 2013 [5], la consommation annuelle globale européenne est en légère baisse de 0.6% entre Juin 2012 et Juin 2013. Cette tendance orientée à la baisse s'explique par les effets conjoints de la crise et des mesures d'efficacité énergétique. La Fig.1.9 (a) représente l'évolution de la consommation annuelle d'électricité en Europe calculée sur 12 mois entre Juin 2012 et Juin 2013.

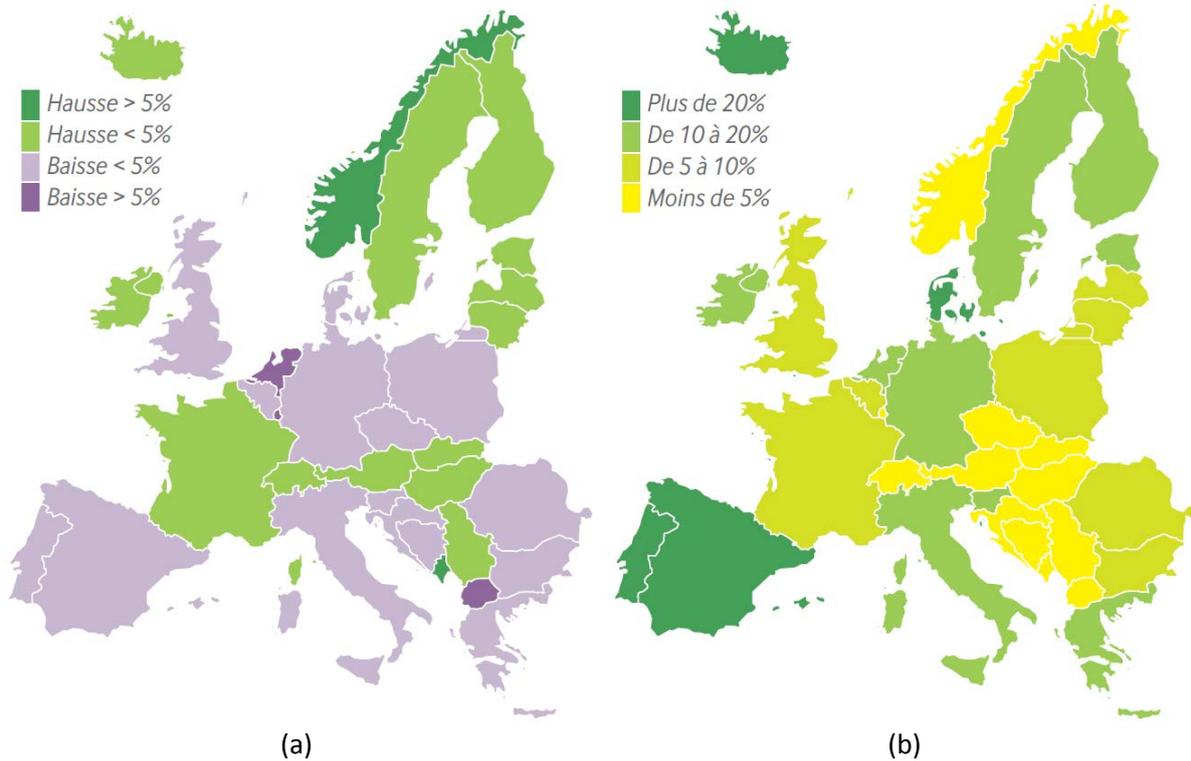


Fig.1.9. Evolution de la consommation annuelle d'électricité en Europe (a) et part de la consommation couverte par les EnR (hors hydraulique) (b) calculées sur 12 mois entre Juin 2012 et Juin 2013.

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, hors hydraulique, augmente en Europe pour atteindre en Juin 2013 une part dans la consommation annuelle d'électricité de 11.8%. La Fig.1.9 (b) représente la part de la consommation couverte par les énergies renouvelables, hors hydraulique, en Europe. La production éolienne couvre entre un cinquième et un tiers de la consommation en Espagne, au Portugal et au Danemark, et couvre de l'ordre de 8% de la consommation en Allemagne. La production photovoltaïque couvre de l'ordre de 5% de la consommation en Allemagne, Espagne, Italie et Grèce.

C) Électricité PV en France

En France, on observe une stagnation globale de la consommation annuelle d'électricité sur les dernières années, comme l'indique la Fig.1.10, extraite du rapport du réseau de transport d'électricité (RTE) [6]. La consommation de l'électricité est donc relativement stable ces dernières années, et les fluctuations entre les différentes années ou mois sont principalement dues à des variations de température.

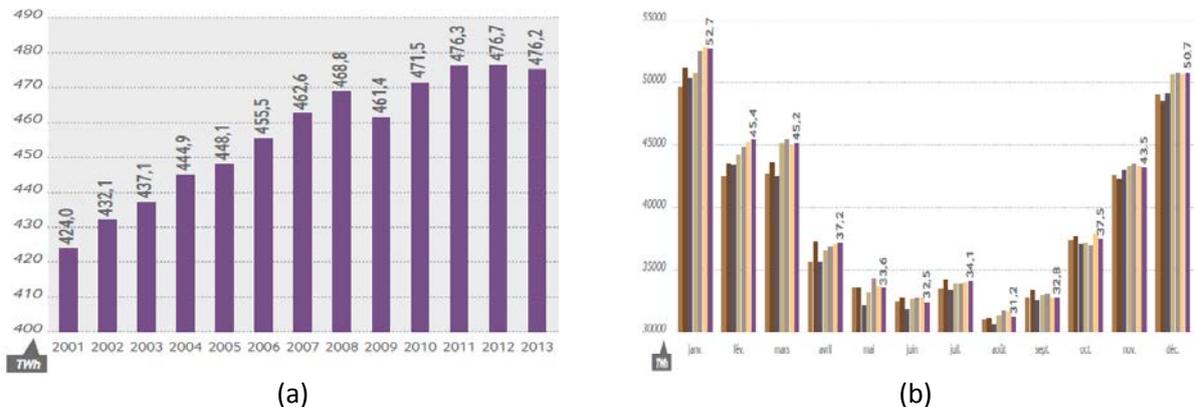


Fig.1.10. Consommation électrique Française de ces dernières années globale (a) et par mois, en 2013 (b) [6]

Globalement, la puissance installée du parc de production d'électricité en France a diminué de 785MW au cours de l'année 2013. Cette baisse est le résultat de la fermeture de centrales thermiques classiques, en partie compensée par une hausse de l'éolien, du photovoltaïque et des autres sources d'énergies renouvelables comme nous pouvons le constater dans le Tab.1.1, qui représente la puissance installée et l'énergie produite par les différentes sources d'électricité en France en Juin 2013.

Puissance installée au 31/12/2013 (MW)	Ensemble France		
	Puissance (MW)	Evolution (%) par rapport au 31/12/2012	Evolution (MW)
Nucléaire	63 130	0,0%	0
Thermique à combustible fossile	25 576	-8,1%	-2 251
<i>dont charbon</i>	6 341	-19,9%	-1 573
<i>fioul</i>	8 779	-6,5%	-607
<i>gaz</i>	10 456	-0,7%	-71
Hydraulique	25 404	0,0%	-3
Eolien	8 143	+8,4%	+630
Photovoltaïque	4 330	+21,0%	+752
Autres sources d'énergies renouvelables	1 478	+6,3%	+88
Total	128 061	-0,6%	-785

(a)

Energie produite	TWh	Variation 2013/2012	Part de la production	Emissions de CO ₂ (millions de tonnes)
Production nette	550,9	+1,7%	100,0%	29,1
Nucléaire	403,7	-0,3%	73,3%	0,0
Thermique à combustible fossile	44,7	-7,1%	8,1%	26,1
<i>dont charbon</i>	19,8	+14,0%	3,6%	19,0
<i>fioul</i>	5,4	-19,2%	1,0%	1,4
<i>gaz</i>	19,5	-18,9%	3,5%	5,6
Hydraulique	75,7	+18,7%	13,8%	0,0
Eolien	15,9	+6,4%	2,9%	0,0
Photovoltaïque	4,6	+16,2%	0,8%	0,0
Autres sources d'énergies renouvelables	6,3	+7,0%	1,1%	3,0

(b)

Tab.1.1. Puissance installée (a) et énergie produite (b) en fonction des différentes sources d'électricité en France en Juin 2013

Plus de la moitié de la production électrique issue des énergies renouvelables hors hydraulique provient des éoliennes. Le nombre d'installations PV a augmenté de 21% en 2013 pour atteindre 4 330 MW et par conséquent, la production a également augmenté (+16.2%) par rapport à 2012 et atteint 4.6 TWh. La production issue des centrales à combustible renouvelable (déchets ménagers, déchets de papeterie, biomasse et biogaz) augmente de 7 %.

Au total, la production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique augmente en 2013 (+8.1%) et atteint 20.7% de la production totale d'électricité, si l'on inclut l'hydraulique.

L'électricité provenant du nucléaire représente toujours la part la plus importante de la production d'électricité en France en Juin 2013 (73.3%) mais a tendance à stagner par rapport à l'année 2012.

Le parc photovoltaïque français total atteint 4 330 MW en 2013 comme indiqué sur la Fig.1.11 (a).

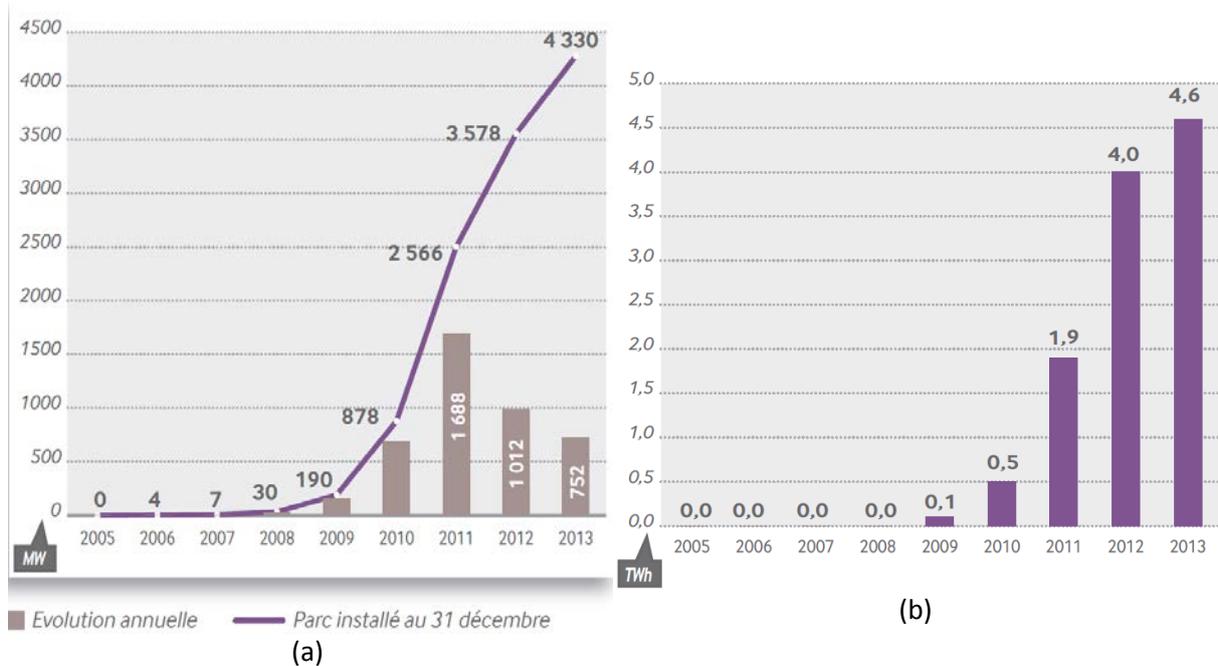


Fig.1.11. Evolution du parc(a) et de la production (b) photovoltaïque en France entre 2005 et 2013.

Malgré le développement de la filière PV française, la croissance est loin des 1 GW par année annoncés par le gouvernement et n'affiche que 752 MW installés en 2013, ce qui est moins qu'en 2010, 2011 et 2012.

Depuis le début de l'année 2011 et le moratoire sur les tarifs d'achat, le marché PV français est en chute libre. En effet, la Fig.1.12 montre de fortes diminutions des tarifs de rachat de l'électricité PV en France, depuis 2011. Ces diminutions ont été introduites pour tenir compte de la chute des prix des modules énoncée précédemment. Mais cette grille tarifaire post-moratoire a globalement fait baisser l'ensemble des tarifs de 50% en deux ans et demi, ce qui fait que la baisse des tarifs de rachat est plus rapide que la baisse du prix des modules PV (40% de baisse du prix des modules PV entre 2010 et 2012) pourtant très importante. Le marché des moyennes toitures de 36 à 100 kW_c a vu ses tarifs chuter de 60%, et dans le cas des grandes centrales au sol, le recul est de plus de 70%.

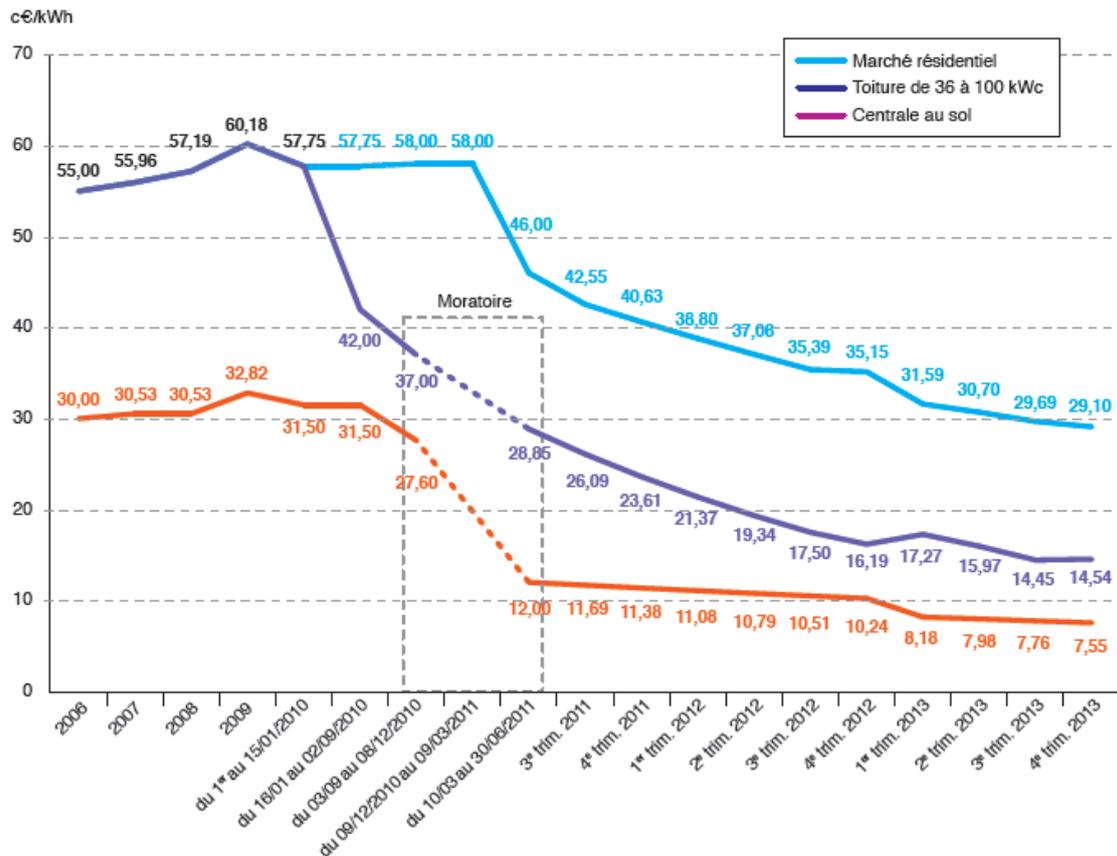


Fig.1.12. Evolution des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque en France [7].

En résumé, l'énergie photovoltaïque n'a plus aujourd'hui une place marginale dans la part de la production d'électricité dans de nombreux pays et continue à croître très rapidement, même si elle subit un ralentissement en Europe et notamment en France. Cependant, cette source d'électricité, tout comme l'éolien, est fortement variable et décentralisée, ce qui peut poser des problèmes lorsque l'on souhaite intégrer cette production dans le réseau. Il devient donc très important, étant donné la croissance de ces deux sources d'énergies renouvelables, de bien comprendre le comportement des modules photovoltaïques en fonction de leurs conditions d'implantation pour pouvoir assurer une certaine fiabilité quant à l'installation de nouvelles centrales et également pouvoir prédire le productible pour faciliter leur intégration dans le réseau. C'est dans ce cadre que s'inscrit cette thèse.

2) Contexte de l'étude

Nous décrivons dans cette partie les différents domaines d'application du photovoltaïque, ses grands axes d'étude. Ce qui nous permet par la suite de délimiter le champ de recherche de notre étude.

A) Domaines d'application du PV

La cellule PV est une découverte assez récente. En 1939, l'ingénieur Russel Ohl découvre la jonction P-N. En 1954, les chercheurs Gerald Pearson, Darryl Chapin et Calvin Fuller mettent au point une cellule PV en silicium pour les laboratoires Bell. En 1958, le satellite américain Vanguard est le premier satellite spatial à être équipé de photopiles solaires. Le PV restera longtemps restreint au spatial à cause de son coût de fabrication élevé et de ses rendements faibles. Ce qui faisait aussi que le PV n'était pas concurrentiel vis-à-vis des autres sources d'énergies électriques. Le spatial reste aujourd'hui encore un domaine d'application privilégié du PV.

Vinrent ensuite les systèmes PV dit autonomes. Pendant de nombreuses années, le marché de l'énergie PV a essentiellement concerné l'électrification rurale aussi bien pour certaines habitations isolées que pour des usages professionnels (refuges, stations de mesures...) ou encore pour de nombreux villages dans les pays en voie de développement.

Depuis le milieu des années 90, et grâce à l'apparition de l'électronique de puissance, l'utilisation du PV pour des systèmes connectés au réseau a pris le dessus pour représenter, en 2007, plus de 90% de la puissance PV installée. On retrouve ces systèmes raccordés au réseau sous plusieurs formes allant de quelques kW à plusieurs MW. On distingue donc les systèmes PV pour particuliers, souvent montés sur les toits des maisons, qui délivrent quelques kW (< 9 kW) et les centrales aux sols qui atteignent souvent des puissances de plusieurs MW. Pour ces centrales, on distingue deux techniques d'utilisation différentes des modules PV. L'une est constituée de modules PV de technologie identique, associés en série et/ou en parallèle. Leurs technologies sont similaires à celles utilisées pour les installations autonomes ou reliées au réseau pour les particuliers et est représenté sur la Fig.3.13 (a). Les filières qu'elles utilisent sont entourées en noir sur la Fig.1.14 qui représente le schéma de l'efficacité des filières PV en fonction des années.

Une deuxième manière d'envisager une centrale au sol PV est le PV à concentration (CPV), représenté sur la Fig.3.13 (b). Le principe du CPV est de concentrer, à l'aide de miroirs paraboliques ou de lentilles de Fresnel, la lumière du soleil sur une cellule PV et d'obtenir ainsi des rendements de conversion plus élevés (< 40%) que ceux des cellules classiques. Ce procédé, qui est plus récent (apparition à partir des années 2 000), utilise des technologies de cellules plus coûteuses mais aussi plus performantes que pour les centrales dites « classiques ». Ces technologies sont proches de celles utilisées pour les applications spatiales et sont entourées en violet sur la Fig.1.14. Elles sont installées dans des lieux qui ont un fort ensoleillement direct et nécessitent des "trackers" pour suivre la course du soleil et ainsi récolter le plus de lumière directe possible.



(a)

(b)

Fig.3.13. Photos d'une centrale PV dite « classique » (a) et d'une centrale à concentration CPV (b).

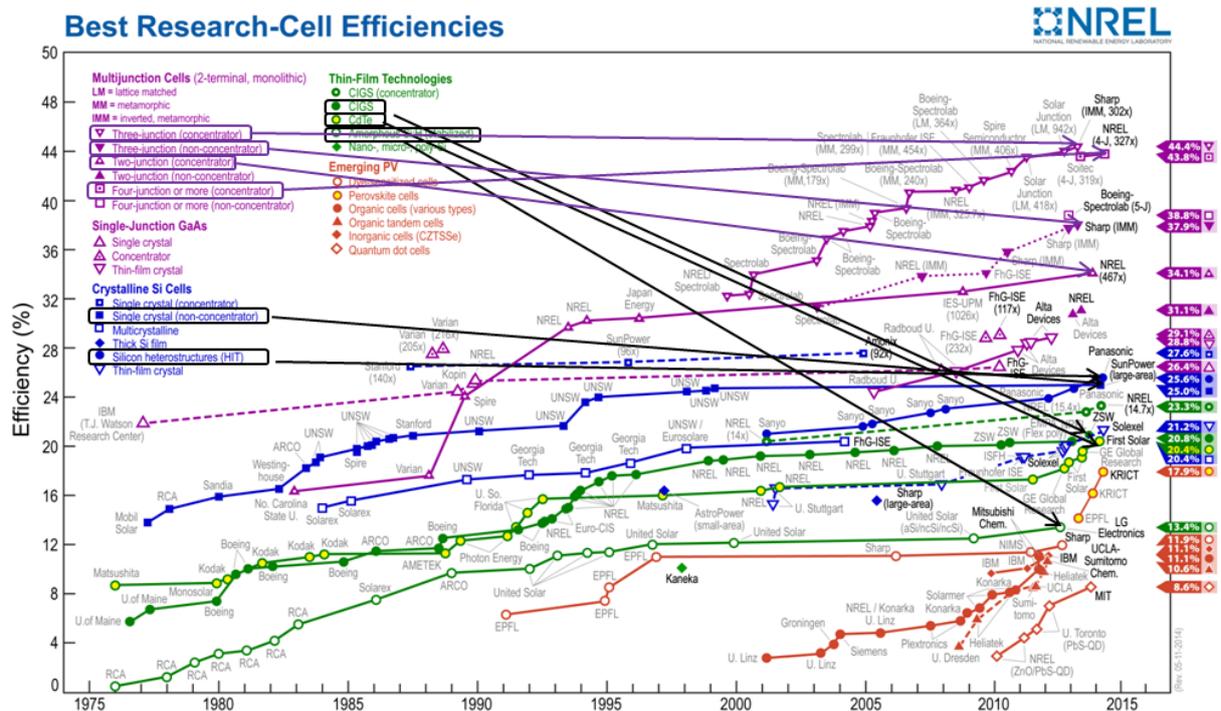


Fig.1.14. Rendements de laboratoires de cellules photovoltaïques, toutes filières confondues, mis à jour régulièrement par la National Renewable Energy Laboratory (NREL) [8].

Les travaux présentés dans cette thèse sont axés sur les filières entourées en noir sur le schéma NREL de la Fig.1.14 utilisées pour le PV terrestre, sans concentration.

Nous nous intéresserons uniquement aux filières développées à l'échelle industrielle, autrement dit capables de produire des modules que l'on trouve sur le marché. Ces filières sont décrites plus précisément dans le chapitre 3.

D'autres filières, représentées en rouge sur la Fig.1.14 (PV émergent), ont des progressions très rapides en termes de rendement mais ne sont toujours qu'au stade de laboratoire. Nous n'aborderons donc pas ces filières dans ce manuscrit.

B) Axes d'études dans le PV terrestre sans concentration

Maintenant que nous savons quel domaine d'application du PV est concerné dans ce manuscrit, nous allons l'étudier plus en détail, pour mieux cibler les thèmes de recherche sur lesquelles nous allons nous pencher. Pour cela nous nous appuyons sur la Fig.1.15 qui représente le schéma d'une centrale PV découpée en différentes parties qui sont des points clés dans la conception et la réalisation de celle-ci.

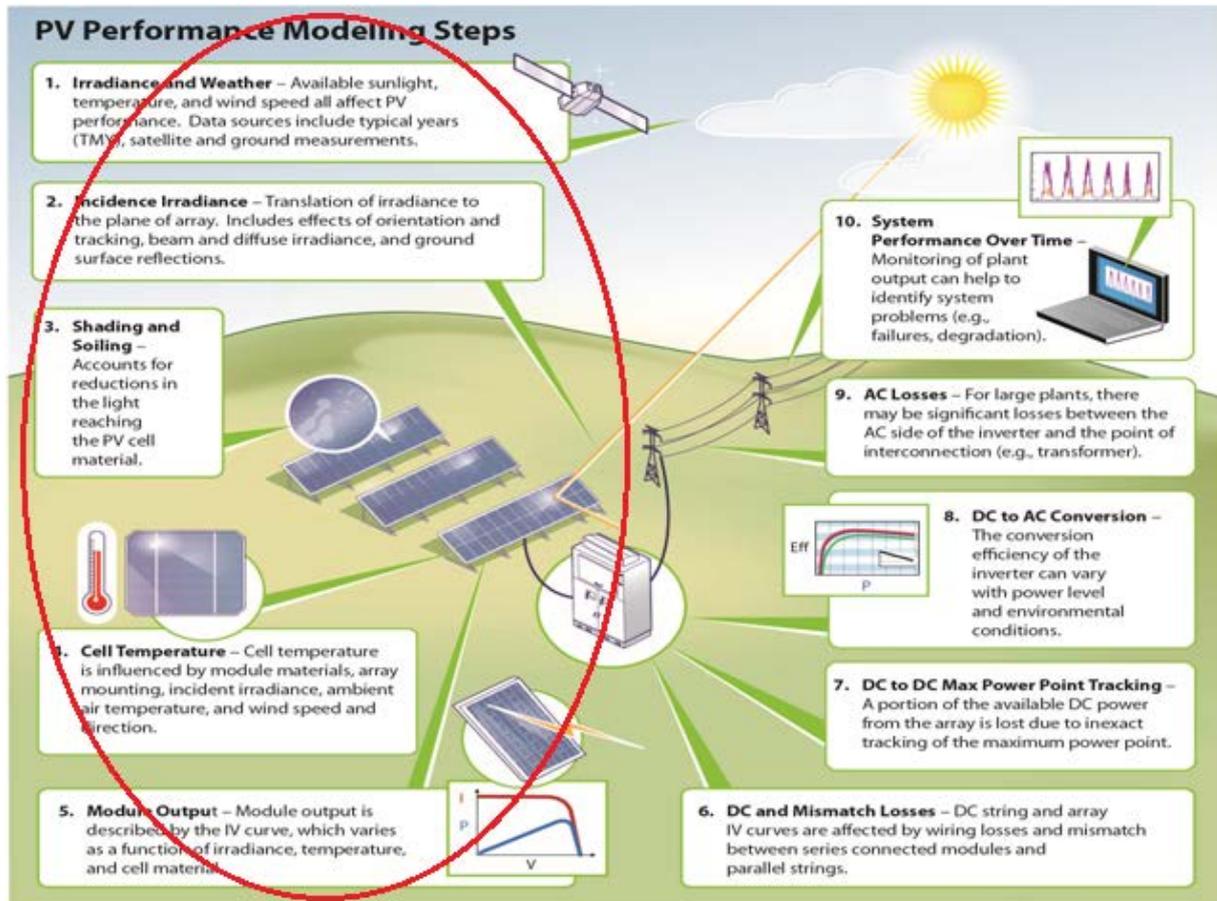


Fig.1.15. Schéma d'une centrale PV terrestre sans concentration [9].

La représentation de cette centrale PV divisée en différentes thématiques d'études, nous permet de voir tous les paramètres à prendre en compte lors de la conception d'une centrale et ainsi de visualiser lesquels feront l'objet d'études dans ce manuscrit.

1. Prédiction de l'intensité lumineuse et des conditions météorologiques à partir de données en station au sol ou satellites.
2. Transposition de ces données dans le plan du panneau à partir de modèles.
3. Evaluation des pertes d'intensité lumineuse à cause de l'ombrage ou de la salissure.
4. Calcul de la température des panneaux en fonction de la technologie PV, du montage, de la lumière incidente, de la température extérieure, de la vitesse du vent...
5. Modélisation des courbes $I(V)$ en fonction des conditions d'éclairement et de température.
6. Prise en compte des pertes dues aux câbles et aux mismatch (les panneaux ne produisent pas tous le même courant pour diverses raisons et le courant est imposé par le panneau le plus faible).
7. Recherche du point de fonctionnement optimum (puissance maximale) du panneau (MPPT, Maximum Power Point Tracking).
8. Prise en compte des pertes dues à l'onduleur (passage d'une tension continue à une tension alternative pour injection dans le réseau électrique).
9. Prise en compte des pertes AC lors de la distribution du courant (câbles et transformateur).
10. Monitoring du système afin de vérifier que le système délivre une puissance convenable en comparant avec les valeurs attendues, calculées à partir des valeurs d'éclairement et de température mesurées.

Comme il est indiqué à l'aide du cercle rouge dans la Fig.1.15, les centres d'intérêts au cours de cette thèse vont de la mesure et la prédiction de l'intensité lumineuse aux signaux continus en sortie des modules PV. Tout l'aspect système, qui a lieu à la sortie des modules PV, n'est pas encore étudié,

pour le moment au sein du laboratoire, mais le LGEP, dans lequel j'ai effectué ma thèse, souhaite très prochainement s'y intéresser.

C) Intérêts et objectifs de la thèse

Dans un contexte de fort déploiement du PV, de plus en plus de recherches sont menées pour assurer une certaine fiabilité et prédictibilité de la production provenant du PV. Les investisseurs se plaignent d'un manque de visibilité dans cette filière et hésitent à investir dans le PV (surtout avec les baisses régulières des tarifs d'achats). Il est donc fondamental, pour le développement de la filière PV, de comprendre les systèmes PV en fonctionnement et ainsi percevoir les améliorations à apporter aux systèmes, à leur monitoring, une plus grande fiabilité et pouvoir prévoir plus précisément le productible PV en améliorant les modèles de prédiction déjà existants. L'enjeu est de plus en plus patent étant donné la croissance extrêmement rapide du PV qui représente aujourd'hui plus de 135 GW_c de puissances installées et donc un gros marché. Les centrales PV sont de plus en plus grandes et représentent donc un investissement conséquent ce qui amène les investisseurs à être plus prudents. Une centrale de 1 MW coûte environ 3 Millions d'euros d'investissement.

C'est dans ce cadre que s'inscrit cette thèse dont l'objet est de caractériser les modules PV en conditions réelles d'utilisation pour différentes technologies. Il est impossible de comprendre les innovations en sciences sans l'aide des caractérisations et mesures. Les mesures sont nécessaires à tous les niveaux, de la R&D à la production et donc du fonctionnement des principes physiques de la cellule PV jusqu'au module PV en opération. En effet, les caractérisations en laboratoire, dans des conditions dites standard de test, que l'on précisera par la suite, sont importantes pour comparer les cellules ou modules entre eux, mais ne traduisent pas leur fonctionnement dans d'autres conditions. Nous étudions, dans cette thèse, les facteurs extérieurs les plus influents, sur le comportement des modules de différentes filières, pour tenter de rendre le PV plus fiable et prévisible.

C'est donc un axe de recherche qui vient en complément de la caractérisation en laboratoire dont l'objectif est l'amélioration des rendements des cellules. C'est pour cette raison que le LGEP, qui a une expertise reconnue dans les techniques de caractérisations de cellules PV, décide en 2011 d'élargir ses compétences dans le domaine du PV de la caractérisation de cellules jusqu'aux modules en envisageant l'installation de plateformes de caractérisation en extérieur prenant en compte les caractéristiques électriques des modules et les paramètres extérieurs qui ont une influence sur le comportement de ces modules.

L'objectif de ma thèse est donc, dans un premier temps, de connaître les paramètres extérieurs qui influent sur le fonctionnement du module et de définir comment les étudier, ce qui constitue l'objet des chapitres 2 à 4 de ce manuscrit. Dans un second temps, le chapitre 5 se focalise sur le montage d'une plateforme en extérieur (sur le toit du LGEP) permettant d'étudier le comportement des modules PV en fonction des conditions météorologiques et atmosphériques. Il faut pour cela choisir en toute connaissance, le bon matériel et le piloter pour obtenir les résultats souhaités. Et enfin, il faut pouvoir analyser les résultats obtenus pour en tirer des conclusions, ce qui demande réflexion car les conditions de caractérisations changent continuellement et par conséquent les paramètres varient tous en même temps, ce qui est l'objet du chapitre 6.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] B. Dudley, BP Statistical Review of World Energy, bp.com/statisticalreview#BPstats, 2014
- [2] World Energy Outlook 2013, International Energy Agency (IEA), 2013
- [3] Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018, EPIA, 2014
- [4] Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy, International Energy Agency (IEA), Edition 2014
- [5] <https://www.entsoe.eu/>
- [6] Bilan Electrique 2013, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), 2013
- [7] Photovoltaïque info 2013, <http://www.photovoltaique.info/Chiffres-cles.html>
- [8] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta et E. D. Dunlop, Solar cell efficiency tables, NREL, 2013
- [9] D.L. King, W.E. Boyson and J.A. Kratochvil, Photovoltaic Array Performance Model, Sandia Report SAND2004-3535, 2004

Table des illustrations

Fig. 1.1. Comparaison de l'évolution de la population mondiale et de la consommation énergétique mondiale, par habitant.....	3
Fig. 1.2. Évolution de la consommation mondiale en énergie primaire de 1988 à 2013.	3
Fig.1 3. Scénario avancé par l'IEA quant aux investissements à venir pour les différentes énergies renouvelables concernant les États-Unis (a), l'Union Européenne (b) et la Chine (c).....	5
Fig. 4. Evolution de la capacité PV installée par an, dans le monde, entre 2000 et 2013 [3].....	5
Fig.1.5. Evolution de la capacité PV globale cumulée, installée dans le monde, entre 2000 et 2013 [3].....	6
Fig.1 6. Evolutions des prix du Watt crête photovoltaïque et d'une installation solaire entre 1978 et 2013.	6
Fig.1.7. Evolution de la capacité PV installée par an, en Europe, entre 2000 et 2013 [3].....	7
Fig.1.8. Evolution de la capacité PV globale cumulée, installée en Europe, entre 2000 et 2013 [3].....	8
Fig.1.9. Evolution de la consommation annuelle d'électricité en Europe (a) et part de la consommation couverte par les EnR (hors hydraulique) (b) calculées sur 12 mois entre Juin 2012 et Juin 2013.	9
Fig.1.10. Consommation électrique Française de ces dernières années globale (a) et par mois, en 2013 (b) [6].....	9
Fig.1.11. Evolution du parc(a) et de la production (b) photovoltaïque en France entre 2005 et 2013.....	11
Fig.1.12. Evolution des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque en France [7].	12
Fig.3.13. Photos d'une centrale PV dite « classique » (a) et d'une centrale à concentration CPV (b).	13
Fig.1.14. Rendements de laboratoires de cellules photovoltaïques, toutes filières confondues, mis à jour régulièrement par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) [8].....	14
Fig.1.15. Schéma d'une centrale PV terrestre sans concentration [9].....	15

Chapitre 2 : Rayonnement solaire terrestre

Sommaire

1) Trajectoire apparente du soleil dans l'espace local et rayonnement extraterrestre	21
A) Les systèmes de coordonnées	21
a) Le système de coordonnées horizontales	21
b) Le système de coordonnées équatoriales	22
B) Calcul des grandeurs utiles (mesure des paramètres au LGEP (48°42N 2°10E))	22
a) Déclinaison solaire	22
b) Equation du temps et angle horaire	23
c) Hauteur solaire et angle zénithal	24
d) Azimut	25
C) Le rayonnement extraterrestre	26
2) Le rayonnement à la surface de la terre	27
A) Le rayonnement électromagnétique du soleil	28
B) Les rayonnements direct, diffus et global (choix d'un modèle de calcul du diffus)	31
C) Étude des principaux facteurs de variation du spectre solaire	32
3) La métrologie du rayonnement terrestre	34
A) L'instrumentation au sol	34
a) La mesure d'intensité lumineuse	35
b) La mesure du spectre solaire	36
B) Les relevés satellites	37
C) Accès aux relevés atmosphériques	38
D) Les modèles d'extrapolation de paramètres atmosphériques :	39
a) L'indice de clarté	39
b) Les modèles de prévision du ratio (rayonnement diffus) / (rayonnement global)	39
c) Les modèles d'analyse du spectre solaire	40
E) Les normes pour l'application et l'exploitation des données météorologiques pour le PV	41
a) La mesure d'éclairement	41
b) La mesure de température ambiante	42
c) La mesure de vitesse du vent	42
4) Conclusion	42
BIBLIOGRAPHIE	43
Table des illustrations	45

La source principale de lumière utilisée pour la conversion photovoltaïque (PV) est la lumière dite naturelle du soleil. Il nous faut donc connaître et comprendre le rayonnement solaire terrestre (ayant traversé l'atmosphère) pour étudier les dispositifs photovoltaïques développés pour convertir cette énergie en électricité.

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique composée de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium. Il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K. Comme tout corps chaud, il va rayonner et c'est la portion du spectre émis arrivant à la surface de la terre qui nous intéresse. A la surface du soleil, la densité de puissance peut être modélisée par la température d'un corps noir à environ 5780 K. L'intensité lumineuse par longueur d'onde d'un corps noir est donnée par la relation de Planck [1] :

$$F(\lambda) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left[e^{\left(\frac{hc}{k\lambda T}\right)} - 1 \right]} \quad (1)$$

Où λ est la longueur d'onde de la lumière (m), T la température du corps noir (K), F est l'intensité lumineuse par longueur d'onde ($\text{W m}^{-2} \text{nm}^{-1}$), h est la constante de Planck (Joules.s⁻¹), c est la célérité de la lumière (m.s⁻¹) et k est la constante de Boltzmann (Joules.K⁻¹).

La Fig.2.1 ci-dessous découle de cette équation.

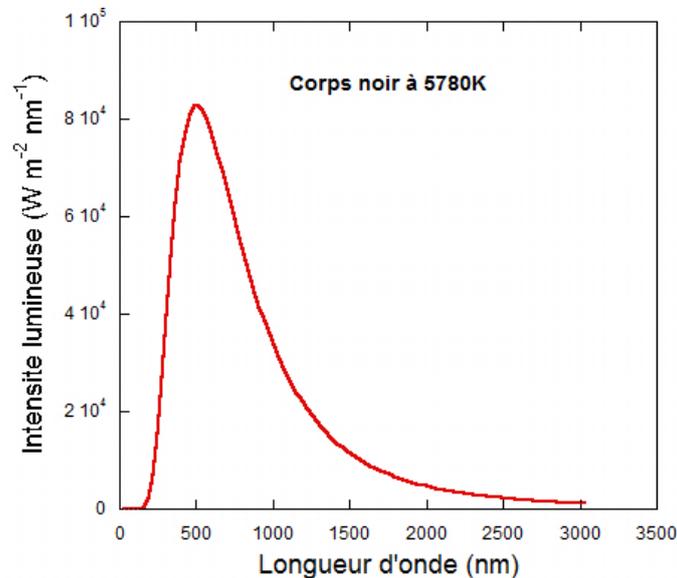


Fig.2.1. Intensité lumineuse par longueur d'onde d'un corps noir à 5780 K en fonction de la longueur d'onde

La densité de puissance totale d'un corps noir est déterminée en intégrant l'intensité lumineuse par longueur d'onde sur tout son spectre et peut être déduite par l'équation suivante :

$$H = \sigma T^4 \quad (2)$$

Où σ est la constante de Stefan-Boltzmann ($5.67 \times 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$) et T la température du corps noir (K) Dans le cas de notre corps noir à 5780 K, H équivaut à $63\,288\,535 \text{ W m}^{-2}$.

Ce chapitre sera dédié à l'étude des facteurs influençant le rayonnement solaire et à leurs impacts. Pour connaître le rayonnement solaire dont peut disposer un dispositif photovoltaïque en un site géographique donné, il faut tout d'abord pouvoir calculer le rayonnement solaire hors atmosphère terrestre. Celui-ci n'implique que les mouvements de la terre autour du soleil et se calcule en fonction de la date, de l'heure et de la localisation géographique du site considéré. Ce sera la première partie de ce chapitre. La prévision du flux lumineux après traversée de l'atmosphère est en revanche moins accessible car viennent s'ajouter des phénomènes aléatoires tel que le passage de nuages ou une variation de la distribution de petites particules ou aérosols. Cela représentera l'objet

d'étude de la seconde partie de ce chapitre. Ensuite nous introduirons des outils qui permettent d'analyser le rayonnement disponible en un point d'observation.

1) Trajectoire apparente du soleil dans l'espace local et rayonnement extraterrestre

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe un foyer et tourne sur elle-même autour d'un axe nord-sud incliné de $23^{\circ}27'$ par rapport au plan de la trajectoire. Pour un observateur sur terre, le soleil aura donc une trajectoire apparente qui varie au cours de l'année et dont il est essentiel de connaître la position pour estimer son apport en énergie.

A) Les systèmes de coordonnées

Pour repérer un astre, on utilise habituellement deux systèmes de coordonnées, comme on peut le voir sur la Fig.2. 2.

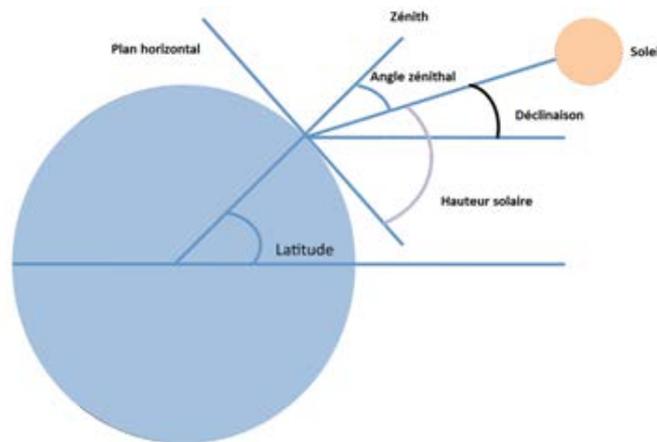


Fig.2. 2. Systèmes de coordonnées pour repérer la position apparente du soleil

a) Le système de coordonnées horizontales

Le système de coordonnées horizontales (cf. Fig.2.3) correspond à la vision qu'un observateur a du ciel, en un point donné sur la surface de la terre défini par sa longitude, sa latitude, ϕ , et son altitude. On situe alors le soleil dans l'espace grâce à son azimut, ψ , (angle entre la direction nord-sud et la direction de l'objet) et sa hauteur solaire (hauteur angulaire au-dessus de l'horizon). L'angle zénithal, θ_z , est le complément de la hauteur solaire pour atteindre le zénith.

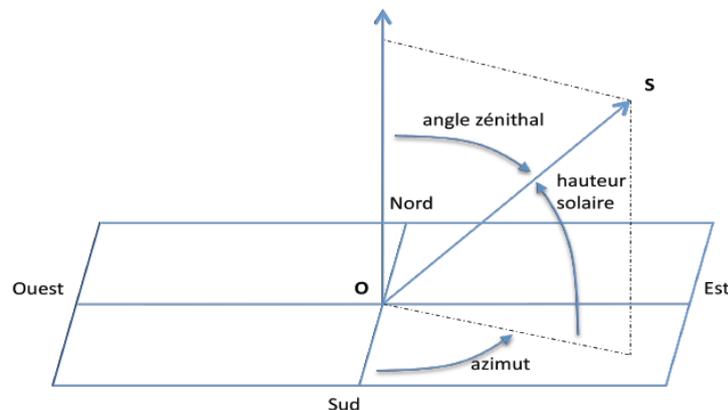


Fig.2.3. Système de coordonnées plan horizontales

b) Le système de coordonnées équatoriales

Le deuxième système de coordonnées est centré sur la terre elle-même (cf. Fig.2.4). On repère un astre grâce à sa déclinaison solaire, δ , (hauteur angulaire par rapport au plan équatorial) et à son angle horaire, ω , (angle sur le plan équatorial entre un méridien de référence et le méridien en face de l'astre observé).

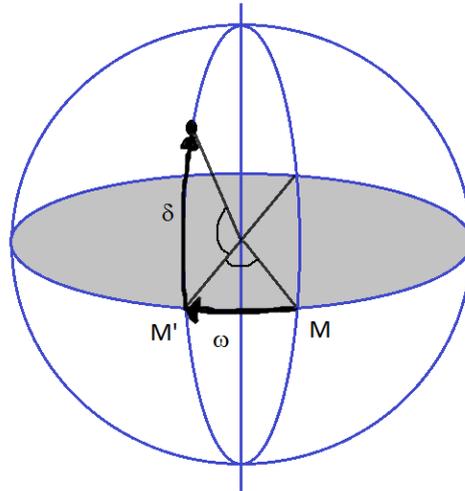


Fig.2.4. Système de coordonnées équatoriales

B) Calcul des grandeurs utiles

a) Déclinaison solaire

L'axe de rotation de la terre est incliné de $23^{\circ}27'$ par rapport au plan de l'écliptique. La déclinaison solaire, δ , est l'angle formé par l'axe terre / soleil et le plan de l'équateur, à un moment donné de l'année. Elle dépend du jour de l'année, d_n , et s'exprime de différentes façons. Nous choisissons la formule de Spencer [2] qui présente un maximum d'erreur de 0.0006 rad :

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cdot \cos(\Gamma) + 0.070257 \cdot \sin(\Gamma) - 0.006758 \cdot \cos(2\Gamma) + 0.000907 \cdot \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cdot \cos(3\Gamma) + 0.001480 \cdot \sin(3\Gamma) \quad (3)$$

Où l'angle du jour Γ est l'angle entre le vecteur rayon du jour d_n et le vecteur rayon au premier janvier ($d_n = 1$). d_n représente le jour de l'année (1 pour le premier janvier et 365 pour le 31 décembre).

$$\Gamma = \frac{(d_n - 1)}{365.2425} \quad (4)$$

La déclinaison solaire varie de $+23^{\circ}27'$ (solstice d'été) à $-23^{\circ}27'$ (solstice d'hiver), comme le montre la Fig.2.5, où cette dernière a été calculée grâce à l'équation (3).

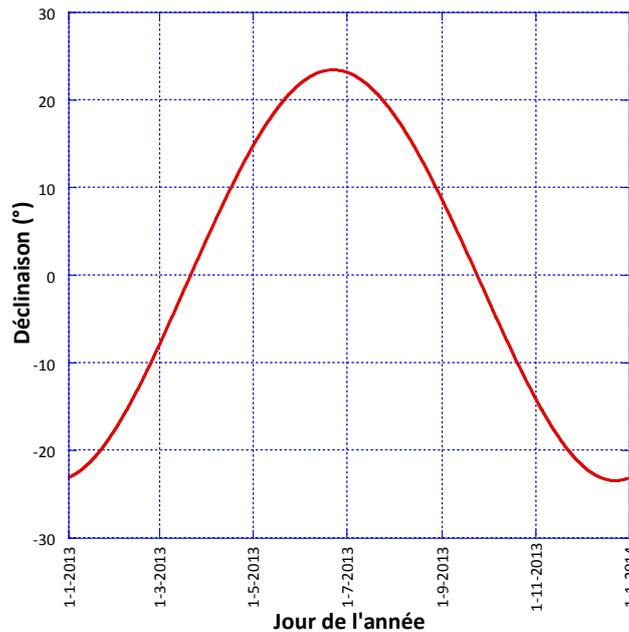


Fig.2.5. Déclinaison solaire en fonction du jour de l'année, selon les équations (3) et (4)

b) Equation du temps et angle horaire

On définit le jour solaire vrai comme étant la durée entre deux retours successifs du soleil au méridien local et l'heure solaire vraie comme 1/24 de cette durée.

Le temps solaire moyen est basé en revanche, sur un soleil moyen fictif, qui se déplacerait autour de l'équateur à vitesse constante tout au long de l'année : c'est celui donné par nos montres. Cette moyenne est de 24 heures. Il y a un léger décalage entre le temps solaire moyen et le temps solaire vrai du fait que la terre ne parcourt pas son orbite à vitesse constante et que l'axe de rotation de la terre est incliné sur son orbite. Cette différence peut être calculée précisément grâce à l'équation du temps dont une formule est donnée par Spencer [2] :

$$E_t = 0.0000075 + 0.001868 \cdot \cos(\Gamma) - 0.032077 \cdot \sin(\Gamma) - 0.014615 \cdot \cos(2\Gamma) - 0.040849 \cdot \sin(2\Gamma) \quad (5)$$

Γ est défini ci-dessus, par l'équation (4). Cette équation permet de calculer une différence de temps en radian. En multipliant ce résultat par $180/\pi$ nous obtenons l'équation du temps en minutes.

Par convention, une valeur négative de E_t indique que le soleil vrai est en retard sur le soleil moyen, c'est-à-dire plus à l'est [3]. L'équation du temps varie, au cours d'une année, au maximum de 17 minutes en moins à 14 minutes en plus, comme le montre la Fig.2.6.

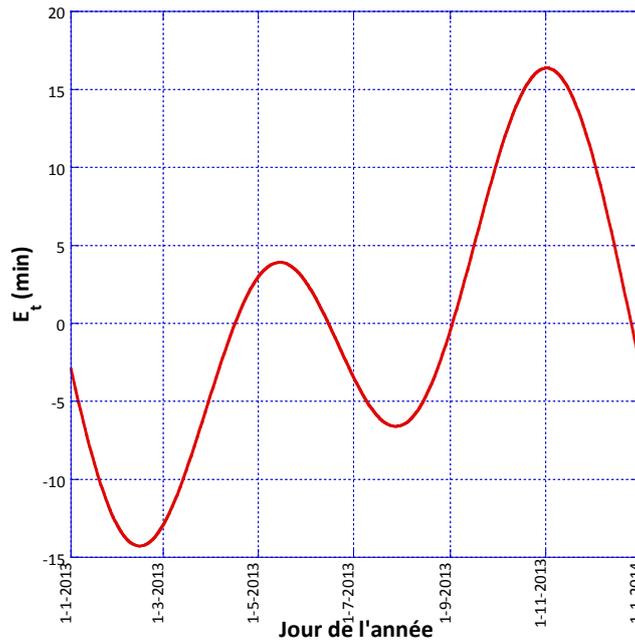


Fig.2.6. Equation du temps en fonction du jour de l'année, selon les équations (4) et (5)

Ensuite, il faut prendre en considération l'heure locale qui se réfère au méridien du lieu. En effet, le temps légal pour un lieu donné, diffère du temps universel (TU) en fonction de sa longitude. Par convention, on a choisi de définir le temps universel comme le temps solaire moyen correspondant au méridien de Greenwich. Chaque différence de fuseau horaire par rapport au méridien de Greenwich, correspond à un décalage de 1 heure (négatif vers l'ouest et positif vers l'est). On a partagé la terre en 24 fuseaux horaires, ce qui correspond à une différence de longitude de 15°. La France est rattachée au fuseau horaire +1 (15° à l'Est) en hiver et on ajoute 1 heure de décalage supplémentaire due à l'heure d'été (instaurée pour des raisons économiques), du dernier dimanche de mars au dernier dimanche d'octobre. Enfin, pour prendre en compte le décalage horaire dû à l'écart de longitude (de 4 mn par degré de décalage de longitude) entre le méridien local et celui de référence du fuseau, on utilise la formule suivante :

$$\Delta H_g = \text{longitude} \times 4 \quad (6)$$

Ce décalage est calculé en minute et la longitude est en degré.

Le temps utilisé dans notre étude pour calculer l'angle horaire, est le temps solaire vrai. Ce dernier peut être déduit de l'heure locale de la façon suivante:

$$H = H_l + \Delta H_l + \Delta H_g + E_t \quad (7)$$

H est le temps solaire vrai, H_l est l'heure locale, ΔH_l le décalage lié à l'heure d'été ou d'hiver et ΔH_g est le décalage du au site considéré, défini par l'équation (6) et E_t est l'équation du temps.

Ensuite, l'angle horaire se calcule en degré à partir de ce temps :

$$\omega = 15 \times (12 - H) \quad (8)$$

L'angle horaire est zéro à midi, positif avant et négatif après. Il représente l'angle du dièdre formé par le méridien du lieu et le méridien où il est exactement midi solaire.

L'heure présentée par la suite dans toutes les figures est l'heure locale.

c) Hauteur solaire et angle zénithal

La hauteur solaire est l'angle formé entre la position du soleil et l'horizon (du point de vue de l'observateur). Elle est égale à 0° au lever/coucher du soleil et atteint 90° au zénith.

L'angle zénithal est l'angle complémentaire de la hauteur solaire. Il se déduit d'une relation trigonométrique et est également compris entre 0° et 90°:

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \quad (9)$$

Où δ est la déclinaison solaire, ϕ est la latitude du point donné et ω est l'angle horaire. La figure 7 représente la hauteur solaire et l'angle zénithal sur toute une année à Gif-sur-Yvette (48°42'N, 2°10'E) pour 12h et 14h (heure locale)

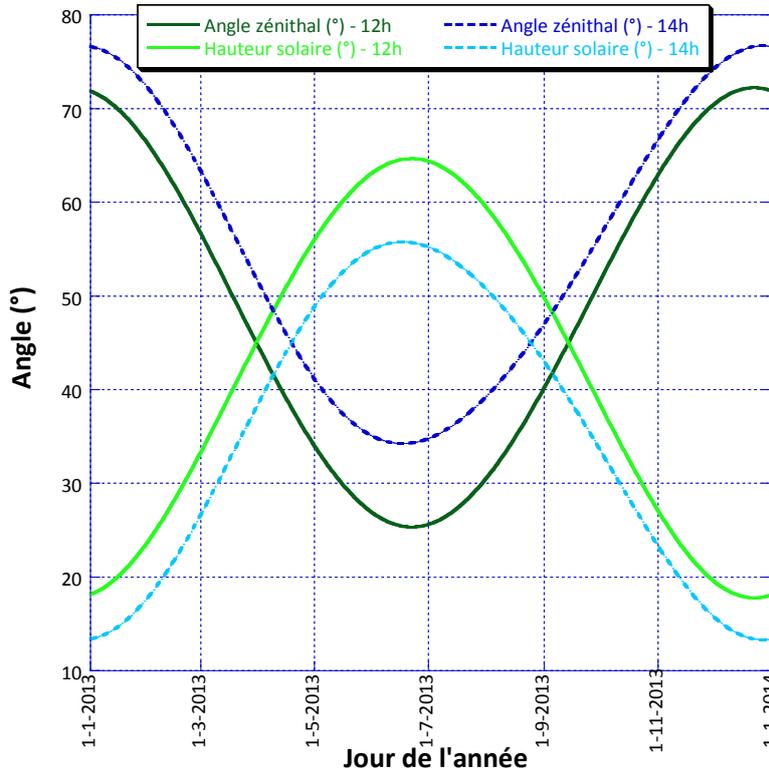


Fig.2.7. Hauteur solaire et angle zénithal en fonction du jour de l'année à 12h et à 14h (heure locale), selon l'équation (9)

d) Azimut

L'azimut est l'angle, dans le plan horizontal, entre le soleil et le sud, pris comme direction de référence. Il peut se calculer de la manière suivante [3] :

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\delta) \cdot \cos(\phi) - \cos(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \cos(\omega)}{\sin(\theta_z)} \quad (10)$$

Où δ est la déclinaison solaire, ϕ est la latitude du point donné et ω est l'angle horaire.

La connaissance de la hauteur solaire et de l'azimut est primordiale dans le domaine du photovoltaïque car elle permet de prédire la trajectoire du soleil pour un site donné, en connaissant uniquement sa longitude et sa latitude. Le diagramme solaire, c'est-à-dire le tracé de la hauteur solaire en fonction de l'azimut est représenté sur la Fig.2.8 (a), pour le toit du LGEP (48.7° N, 2.17°E). Grâce à cette connaissance de la position du soleil à n'importe quel moment de l'année, il est alors possible de calculer les masques lointains (prenant en compte le relief), ou proches (considérant les obstacles directs cachant les rayons du soleil). On peut en déduire les périodes où l'installation photovoltaïque sera à l'ombre, par exemple. La Fig.2.8 (b) montre les masques solaires proches et lointains sur le toit du LGEP.

Connaissant la trajectoire du soleil, on peut aussi calculer l'angle d'incidence des rayons sur les modules PV, en fonction de leur inclinaison.

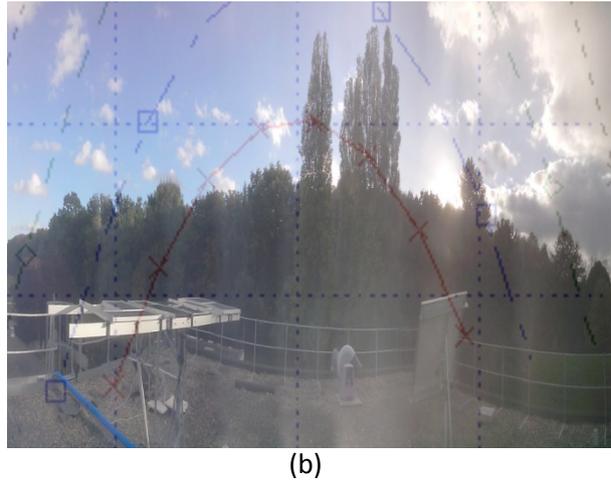
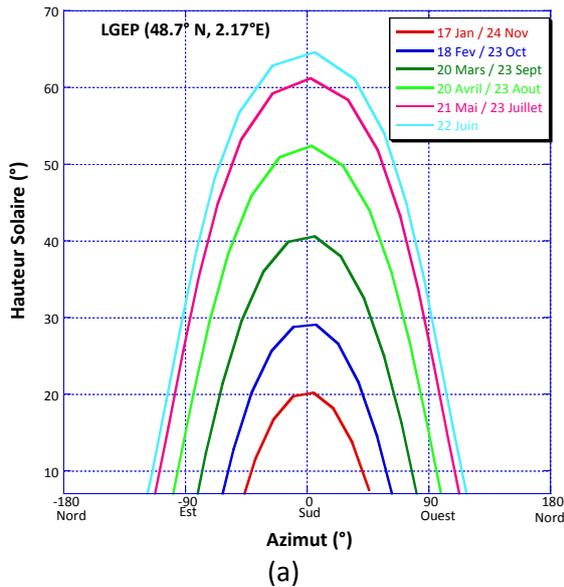


Fig.2.8. Hauteur solaire en fonction de l'azimut à différents moments de l'année (a) et projection de (a) sur une photo prise le 29/10/2013 à 15h57 sur le toit du LGEP à Gif-sur-Yvette pour le calcul du masque solaire (b)

C) Le rayonnement extraterrestre

La quantité de rayons provenant du soleil et atteignant l'atmosphère terrestre pour une distance moyenne Terre-Soleil, r_0 , de 1.496×10^{11} m est nommée constante solaire (I_{cs}) et vaut 1366.1 Wm^{-2} [4]. Celle-ci varie légèrement en fonction des activités solaires et variations de la distance Terre-Soleil dues à la trajectoire elliptique de la Terre autour du Soleil. C'est une variation journalière définie par la relation suivante et présentée sur la Fig.2.9 :

$$I_0 = E_0 \times I_{cs} \tag{11}$$

Où I_0 est le rayonnement extraterrestre, c'est-à-dire hors atmosphère, E_0 représente le facteur de correction d'excentricité de l'orbite terrestre et vaut [2] :

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1.00011 + 0.034221 \cdot \cos(\Gamma) + 0.00128 \cdot \sin(\Gamma) + 0.000719 \cdot \cos(2\Gamma) + 0.000077 \cdot \sin(2\Gamma) \tag{12}$$

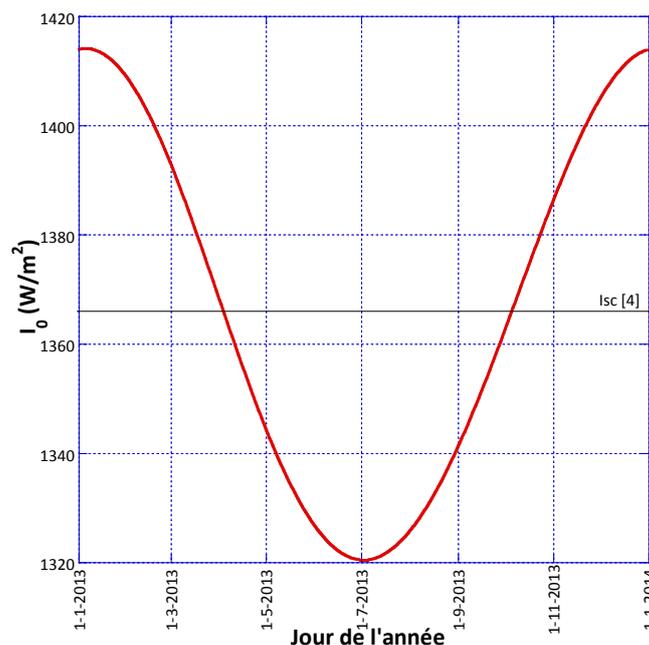


Fig.2.9. Constante solaire en fonction du jour de l'année, selon les équations (11) et (12)

On ne prendra pas en compte les variations de la constante solaire dans la suite du travail.

Grâce à ces équations, il est possible de connaître la position apparente du soleil et le rayonnement extraterrestre arrivant sur n'importe quelle partie de la Terre à tout moment de l'année. Il reste maintenant à étudier les phénomènes agissant sur les photons traversant l'atmosphère terrestre.

2) Le rayonnement à la surface de la terre

L'énergie lumineuse extraterrestre ne nous parvient pas intégralement car elle subit des transformations en traversant l'atmosphère terrestre. En effet, son intensité lumineuse ainsi que son spectre dépend de la composition de l'atmosphère non seulement en particules et en gaz mais aussi des nuages.

En fonction de la position du soleil, la trajectoire des rayons sera plus ou moins longue dans l'atmosphère. Pour tenir compte de ce phénomène, on définit la masse d'air, AM, comme le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu, comme illustré sur la Fig.2.10.

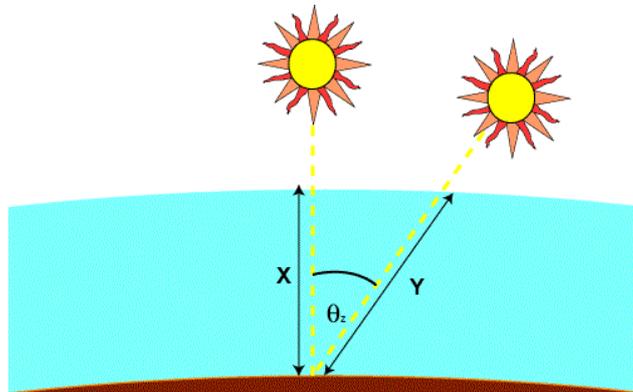


Fig.2.10. Représentation schématique de la quantité d'atmosphère traversée par les rayons solaires

$$AM = \frac{Y}{X} = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (13)$$

Où θ_z est l'angle zénithal.

En réalité, en raison de la courbure de l'atmosphère, le calcul de la masse d'air traversée par la lumière lorsque le soleil est proche de l'horizon n'est pas juste. En effet, avec l'équation ci-dessus, AM est infini lorsque l'angle zénithal est égal à 90° . Ce n'est évidemment pas le cas dans la réalité et pour tenir compte de cette courbure et ainsi éviter la divergence de AM au coucher du soleil on utilise la formule suivante [5] :

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0.50572 \times (96.07995 - \theta_z)^{-1.6364}} \quad (14)$$

La représentation graphique de l'AM, calculé selon l'équation (14), pour le site de Gif-sur-Yvette, est montrée sur la Fig.2.11.

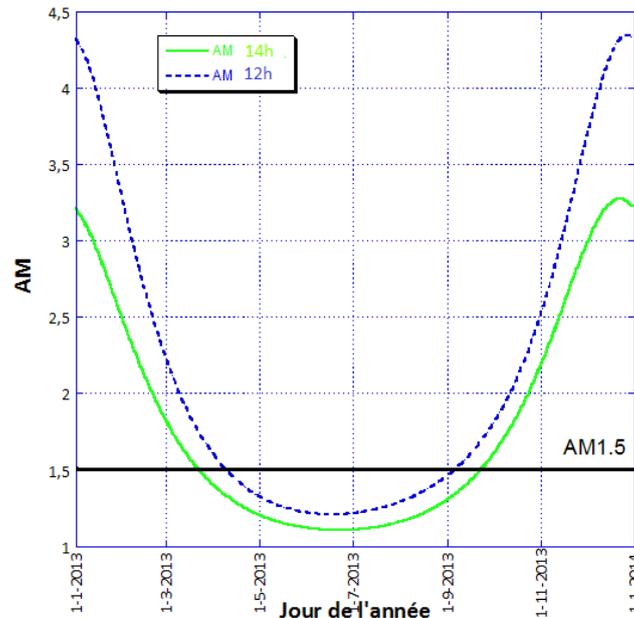


Fig.2.11. AM calculé à partir de l'équation (14), en fonction du jour de l'année, en prenant chaque jour à 12h et à 14h pour le site du LGEP à Gif sur Yvette (48°42'N, 2°10'E)

Afin d'évaluer la puissance délivrée par les cellules photovoltaïques, des spectres de références AMX ont été imposés (avec $x = 0, 1, 1.5$). AM0 correspond au rayonnement solaire hors atmosphère, AM1 à un soleil au zénith (au niveau de la mer), AM1.5D et AM1.5G correspondent respectivement au flux direct et au flux global pour un soleil à 41.8° (choisi comme référence pour le photovoltaïque) et AM2 à un soleil à 30°.

A) Le rayonnement électromagnétique du soleil

Le rayonnement solaire est atténué par différents éléments atmosphériques comme les molécules, les aérosols, les gaz, les gouttelettes nuageuses ou les cristaux de glace. Les particules d'aérosols diffusent et absorbent le rayonnement solaire à travers l'atmosphère. Les propriétés de diffusion et d'absorption dépendent de leur composition chimique et de l'humidité de leur environnement. La vapeur d'eau, l'ozone, le dioxyde de carbone et l'oxygène sont les principaux gaz absorbants du spectre solaire. L'absorption de l'ozone se produit dans les domaines du visible et de l'ultraviolet du spectre solaire, alors que la majeure partie de la bande d'absorption de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone se trouve dans les domaines spectraux du proche infrarouge au rouge. Par ailleurs, l'oxygène présente de petites bandes d'absorption dans le spectre visible. L'influence de ces éléments atmosphériques se retrouve sur la distribution spectrale du rayonnement spectral solaire direct et diffus, comme on peut le voir sur la Fig.2.12. Les aérosols sont des particules solides ou liquides de diamètre allant de 10^{-4} à $10 \mu\text{m}$. Ces minuscules particules en suspension dans l'air peuvent avoir toutes les tailles y compris si elles sont formées à partir de la même substance. Par exemple, il peut y avoir de minuscules particules solides en suspension dans l'air et chaque cristal aura sa propre taille.

Le phénomène d'absorption, contrairement à celui de la diffusion que nous verrons par la suite, est sélectif au niveau des longueurs d'ondes. La Fig.2.13 présente différents spectres solaires obtenus grâce au code FORTRAN SMART (Simple Model for Atmospheric Transmission of Sunshine) [6][7][8][9][10] fourni par le NREL (National Renewable Energy Laboratory). C'est un programme utilisé pour modéliser le spectre solaire sous ciel clair en injectant des données atmosphériques et géographiques comme paramètres d'entrée. Il couvre toutes les longueurs d'onde du spectre (280 nm à 4 000 nm). C'est le programme utilisé par l'ASTM (American Society for Testing and Materials) pour modéliser le spectre de référence AM1.5, ASTM G 173-03 [11]. Il est basé sur la

paramétrisation de la fonction d'absorption des constituants de l'atmosphère tels que l'ozone, la colonne d'eau, différents gaz et l'influence des aérosols. Au vu de la plage d'absorption des cellules PV, nous ne nous intéresserons qu'à la partie allant de 300 à 1 100 nm du spectre solaire.

La répartition spectrale de l'éclairement solaire de référence AM1.5 est représentée dans la Fig.2.13. C'est une répartition de l'éclairement solaire global (direct+diffus), correspondant à un éclairement de $1\ 000\ \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, sur une surface plane inclinée de 37° par rapport à l'horizontale dans les conditions suivantes :

- Atmosphère type des Etats-Unis avec une concentration en CO_2 s'élevant jusqu'au niveau courant (370 ppm), un modèle d'aérosol rural et sans pollution ;
- Vapeur d'eau (w) : 1.4164 cm ;
- Teneur en ozone : 0.3438 atm-cm (ou 343.8 DU) ;
- Turbidité (AOD) : 0.084 à $\lambda = 500\ \text{nm}$;
- Pression : 1013.25 hPa (c'est-à-dire au niveau de la mer).

La vapeur d'eau, w, correspond à la profondeur de l'eau dans une colonne d'atmosphère si toute la vapeur de cette colonne était précipitée sous forme de pluie.

La teneur en ozone correspond à la hauteur d'ozone restant dans un cylindre d'atmosphère, vidé de tout gaz, à la température et pression de référence. L'unité de Dobson (Dobson Unit, DU) est définie telle que 0.1 atm-cm corresponde à 100 DU.

La turbidité est une mesure de la clarté du ciel. L'épaisseur optique des aérosols (AOD, Aerosol Optical Depth), est une mesure de l'extinction du faisceau solaire due à la poussière et à la brume. L'AOD nous dit combien la lumière solaire directe est empêchée d'atteindre le sol par ces particules d'aérosol. Il s'agit d'un nombre sans dimension lié à la quantité d'aérosol dans l'atmosphère de la colonne verticale au-dessus de l'emplacement d'observation. Une valeur de 0.01 correspond à une atmosphère très propre, et une valeur de 0.4 correspond à un état très trouble.

La principale contribution au phénomène de diffusion de la lumière, par temps de ciel clair, est la diffusion de Rayleigh, due à l'atténuation de molécules (qui est en fait une condition limite de la diffusion de Mie). Cette dernière se produit pour des éléments de taille dix fois supérieure à la longueur d'onde en question. Ce qui signifie d'une part que les éléments responsables de cette diffusion sont de taille inférieure à ceux responsables de la diffusion de Mie mais également que les ondes diffusées seront de faible longueur (principalement la lumière bleue). C'est donc une diffusion sélective. Ce phénomène explique pourquoi nous voyons le ciel bleu.

La seconde contribution à la diffusion est celle de la diffusion de Mie et est due aux aérosols (poussières, pollution) dont le diamètre est approximativement de même taille que les longueurs d'ondes incidentes.

Le dernier phénomène contribuant à l'appauvrissement du rayonnement solaire est dû à de multiples réflexions entre la surface de la Terre et l'atmosphère, sur les nuages, par exemple.

Sous ciel couvert intervient l'effet des nuages qui devient, dans un certains cas, le principal facteur de diffusion mais aussi le plus difficile à estimer à cause du caractère aléatoire de la présence de nuages. De plus, la diffusion de la lumière dépendra de la nature du nuage, de l'étendue de sa couche, de son altitude et de son épaisseur. Dans le cadre de cette étude, nous ne ferons pas la distinction entre ces types de nuages car ce serait beaucoup trop fastidieux.

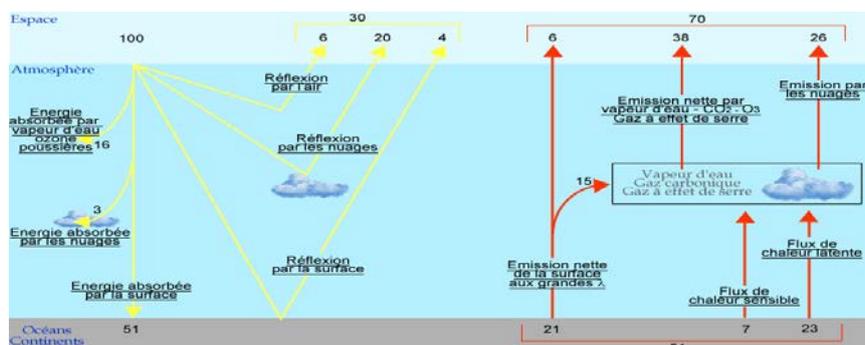


Fig.2.12. Les transformations de l'énergie solaire incidente

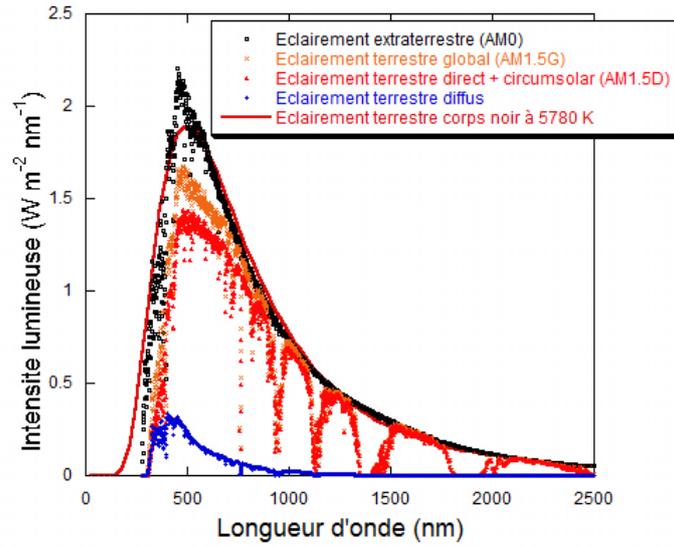


Fig.2.13. Spectres de référence modélisés grâce au programme SMARTS et rayonnement reçu par la terre d'un corps noir à une distance égale à celle du soleil

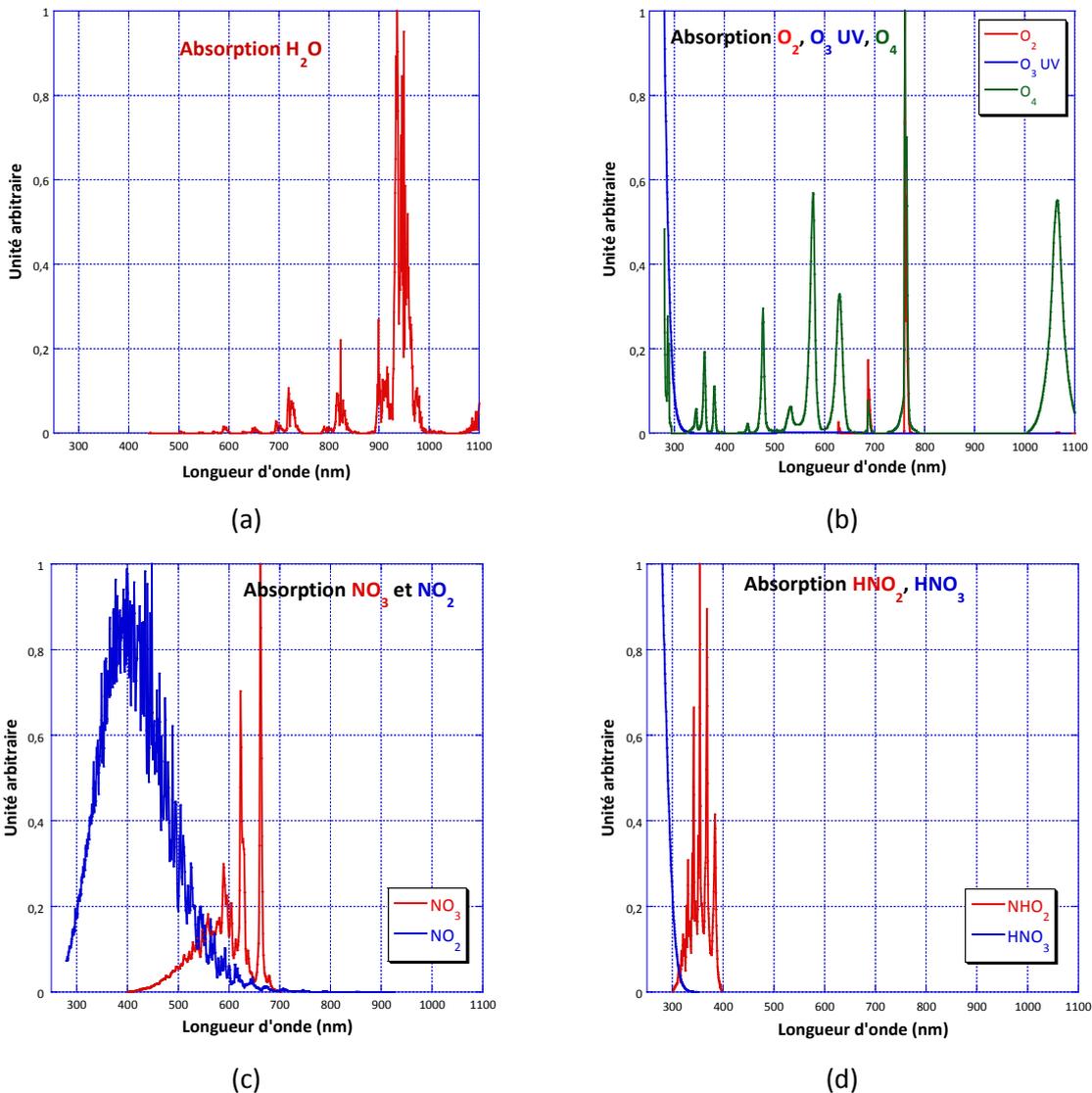


Fig.2.14. Influence des molécules atmosphériques absorbant une partie du spectre solaire dans le domaine de longueurs d'ondes allant de 300 nm jusqu'à 1100 nm.

La Fig.2.14 montre la contribution des molécules et particules au phénomène d'absorption et de diffusion du rayonnement solaire incident. Sur cette figure sont représentées les molécules qui absorbent principalement des parties du spectre solaire dans la gamme de longueurs d'onde allant de 300 à 1 100 nm.

Dans la partie des UV, l'ozone (O_3) et le dioxyde d'azote (NO_2) sont les principaux responsables de l'absorption du spectre :

- O_3 absorbe beaucoup dans les UV (bande de Huggins et Harthley), modérément dans le visible (bande de Chappuis) et très faiblement dans le proche infrarouge (bande de Wulf).
- NO_2 est présent naturellement dans la stratosphère, comme O_3 . Il est également visible dans la troposphère avec une concentration variant avec la pollution du site considéré. Cette deuxième contribution à l'absorption du spectre par NO_2 est donc due à l'homme et varie énormément d'un site à l'autre. NO_2 est dans ce cas concentré proche de la surface du sol, comme les aérosols. Suivant le niveau de pollution, NO_2 peut être soit négligeable, soit plus important que O_3 en ce qui concerne l'absorption du spectre solaire.

De 500 à 1 100 nm, des pics d'absorptions sont liés aux molécules H_2O , O_2 , O_4 , NO_3 . Dans le proche infrarouge, H_2O est de loin la molécule ayant le plus d'influence sur l'absorption du spectre. D'autres molécules ont un effet nettement moindre dans la gamme 300-1 100 nm (CH_2O , BrO , $CINO$, HNO_3 , HNO_2).

B) Les rayonnements direct, diffus et global

Suite à ces phénomènes de diffusion, on divise la lumière reçue à la surface de la terre en différentes composantes, comme le montre la Fig.2.15 :

- Le rayonnement direct arrive du Soleil en ligne droite et n'est, à aucun moment, diffusé. Il forme les ombres.
- Le rayonnement diffus correspond à la lumière qui a été diffusée soit par l'atmosphère, soit par les nuages. Par temps couvert ou par temps très clair, celle-ci est considérée comme isotrope. Par temps légèrement voilé, il se peut qu'une couronne (appelée circumsolar) plus brillante autour du soleil se forme et accentue la puissance lumineuse en provenance du soleil. Dans ce cas, la lumière n'est pas isotrope. Il faut préciser que suivant la nature des nuages, leur épaisseur, leur position dans le ciel, leur influence sur le rayonnement ne sera pas la même. Ces informations ne sont pas disponibles et dans le cadre de notre étude nous décidons de considérer tout rayonnement diffus comme isotrope.
- L'albedo est la partie du rayonnement réfléchi par le sol et dépend donc directement du site d'observation. Pour notre installation, le sol (gravier pour le toit du LGEP et herbes pour le SIRT) renvoie très peu de lumière et nous négligerons dans notre étude l'albedo.
- Le rayonnement global est la somme des trois composantes énumérées ci-dessus. C'est ce dernier qui est systématiquement mesuré par les stations météorologiques.

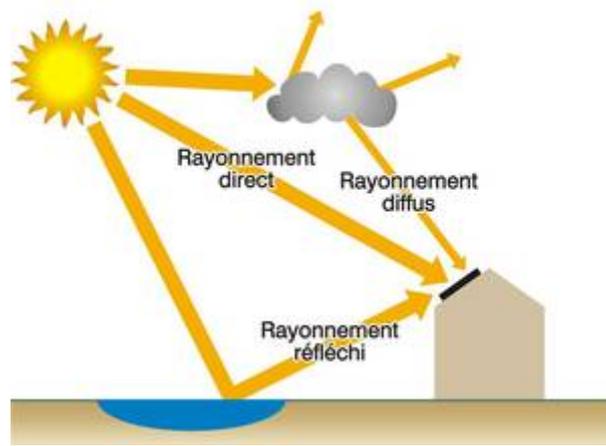


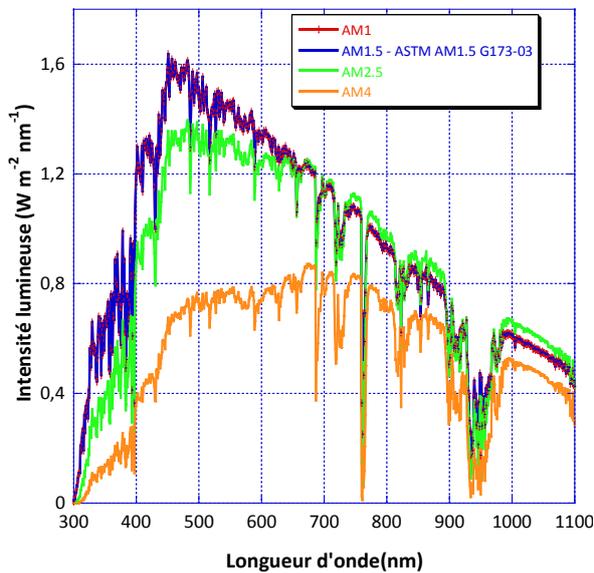
Fig.2.15. Les différentes composantes du rayonnement solaire

C) Étude des principaux facteurs de variation du spectre solaire

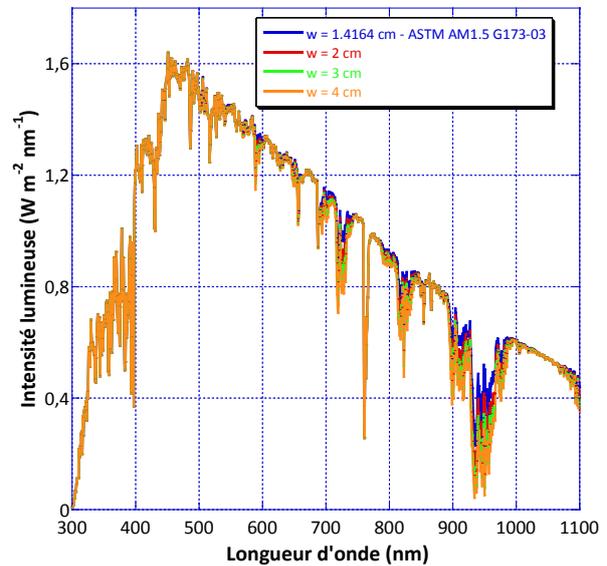
Les principaux facteurs impactant le spectre solaire, dans la gamme de longueurs d'ondes intéressantes pour le PV, à savoir de 300 à 1 100 nm sont :

- la couche d'atmosphère traversée par les rayons lumineux (AM),
- la vapeur d'eau présente dans l'atmosphère (w),
- le volume et la taille des aérosols (AOD),
- le niveau de pollution.

Tous ces paramètres dépendent du site considéré et varient continuellement en fonction de la date. L'impact de ces paramètres sur le spectre solaire a été étudié grâce au modèle SMARTS et les principaux résultats sont résumés dans la Fig.2.16 [12].



(a)



(b)

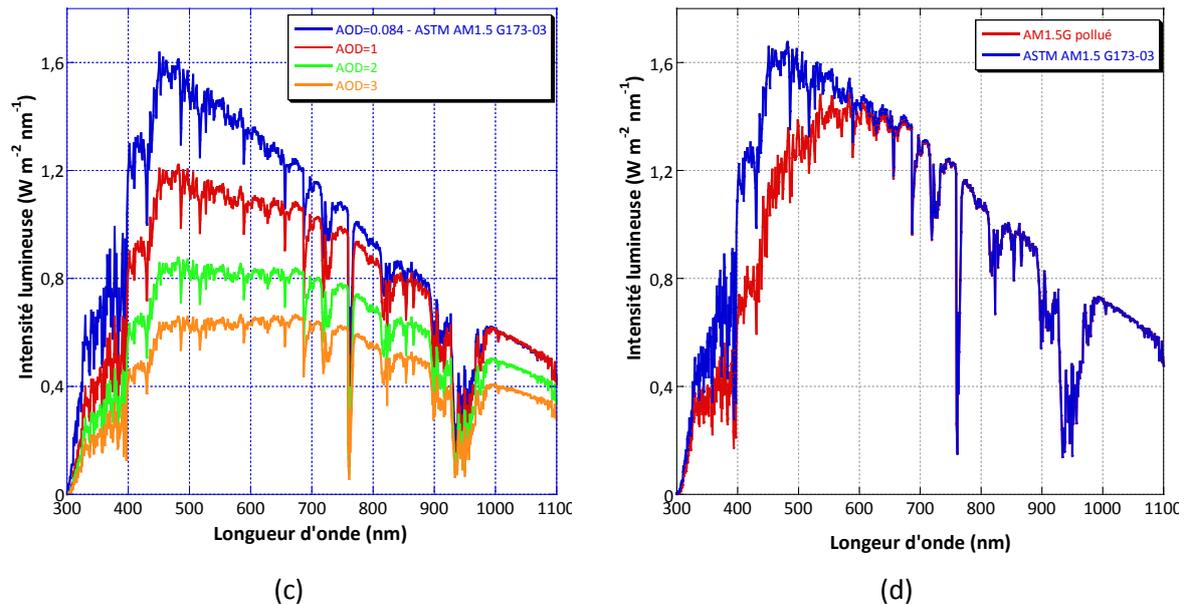


Fig.2.16. Spectres modélisés par SMARTS pour différentes quantités d'atmosphère traversée (a), hauteur de colonnes de vapeur d'eau (b), quantité d'aérosols à 500 nm (c) et niveau de pollution (d)

La Fig.2.16 (a) montre que la quantité d'atmosphère traversée par les rayons du soleil modifie l'intensité lumineuse reçue ainsi que la distribution spectrale : lorsque l'AM est important, ce sont les courtes longueurs d'ondes qui sont majoritairement diffusées.

Les bandes d'absorptions dues à la vapeur d'eau sont centrées autour de 724 nm, 824 nm et 938 nm, dans la plage de longueurs d'ondes considérée. C'est ce que l'on peut voir sur la Fig.2.16 (b).

Pour prendre en compte la turbidité de l'atmosphère, les effets spectraux causés par différentes valeurs d'AOD à 500 nm sont reportés dans la Fig.2.16 (c). Cependant, l'impact des aérosols sur le spectre solaire dépend également des propriétés des aérosols, tels que la taille des particules et leur absorption, ce qui n'est pas modifié ici. Augmenter l'AOD diminue l'intensité lumineuse avec une incidence plus grande pour les courtes longueurs d'onde.

Une autre contribution peut se révéler importante quant à la variation du spectre solaire, elle est due uniquement à l'homme : il s'agit de la pollution. Les conditions de pollution changent énormément en fonction du site considéré et au cours du temps. La Fig.2.16 (d) présente une comparaison entre le spectre AM1.5G de référence (très peu pollué) et un spectre dans un environnement très pollué. Pour donner une idée du taux d'aérosols lors du pic de pollution du 9 au 14 Mars 2014 en région parisienne, il était de 0.8. Il a été observé, durant l'été 2010 à Moscou, des valeurs d'AOD mesurées à 550 nm qui ont atteint 4.3 suite à un feu de forêt aux environs de la capitale Russe [13]. Le Tab.2.1 compare les molécules absorbantes dans les deux cas.

On voit sur la Fig.2.16 (d) que les polluants ont une grande influence sur les UV ainsi que sur la lumière bleue. Encore une fois les conditions de pollution dépendent du site et du moment de l'année considérés.

Gaz	Concentration (ppmv)	
	AM1.5G standard	AM1.5G très pollué
CH ₂ O	0.003	0.01
CH ₄	0	0.4
CO	0.1	9.9
HNO ₂	9.9×10 ⁻⁴	0.01
HNO ₃	0	0.012
NO	0	0.5
NO ₂	0	0.2
NO ₃	4.9×10 ⁻⁴	2×10 ⁻⁴

Tab.2.1. Comparaison de la quantité de molécules absorbantes dans un environnement pollué et non pollué

Un exemple de l'influence de la pollution sur le spectre nous est donné par le LMD (Laboratoire de météorologie dynamique) grâce au site du SIRTA (Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique) à polytechnique : la Fig.2 17 représente l'évolution du rayonnement global, direct et diffus et des aérosols lors du pic de pollution du 9 au 14 Mars 2014 en région parisienne. L'impact a été durant cette période de -80, +150 et -400 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ sur le rayonnement global, diffus et direct normal, respectivement.

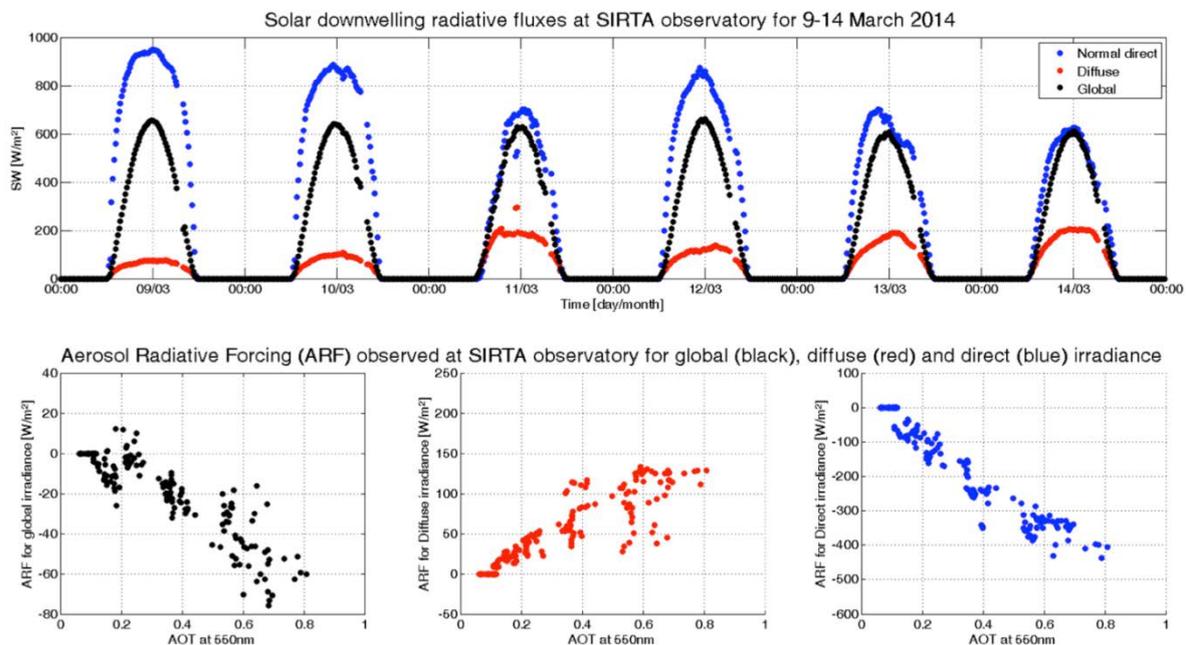


Fig.2 17. Evolution du rayonnement global, direct et diffus et des aérosols lors du pic de pollution du 9 au 14 Mars 2014 en région parisienne observé au SIRTA

Enfin les nuages peuvent avoir une influence notable sur la répartition du spectre solaire dans un cas précis : lorsque des nuages pas très épais se positionnent dans la zone circumsolar [14]. Dans d'autres conditions, les nuages auront bien entendu un effet sur l'intensité lumineuse du spectre mais pas sur la répartition spectrale de celui-ci.

3) La métrologie du rayonnement terrestre

Nous venons de voir que suivant les conditions climatiques et la composition de l'atmosphère, l'intensité lumineuse ainsi que le spectre solaire en un point donné, varient. Il est par conséquent important de recueillir un maximum d'informations sur les conditions atmosphériques et météorologiques du site considéré, comme l'intensité lumineuse incidente, la quantité de nuages, les quantités de rayonnement direct et diffus, le spectre solaire...

C'est la raison pour laquelle nous présentons, dans cette partie, les instruments utilisés pour effectuer des relevés atmosphériques. Nous focaliserons cette liste sur les mesures utiles dans le domaine du PV. Ensuite, nous présenterons les modèles qui permettent de déduire, des relevés précédents, d'autres grandeurs atmosphériques.

A) L'instrumentation au sol

Dans cette partie, une liste non exhaustive, d'appareils de mesures relatives au rayonnement solaire est dressée. On s'intéresse d'abord au rayonnement lumineux puis au spectre solaire.

a) La mesure d'intensité lumineuse

La mesure du rayonnement global

Il existe deux types de capteurs d'éclairement qui permettent une acquisition de l'intensité du rayonnement lumineux global :

- Le pyranomètre :

Suivant le standard International ISO 9060 [15] et la World Meteorological Organization, un pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire global, en $W.m^{-2}$. Il est sensible dans un domaine spectral de $300 \mu m$ à $3\ 000 \mu m$.

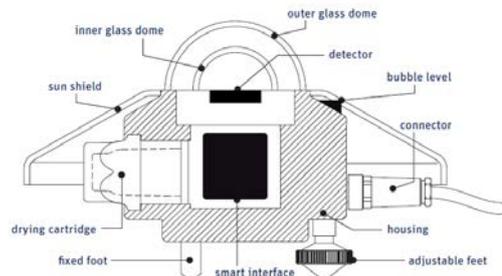


Fig.2.18. Schéma en coupe d'un pyranomètre

- La photodiode de référence :



Fig.2.19. Photodiode de référence

Les photodiodes de référence utilisent une cellule solaire en silicium cristallin, qui présente une résistance de basse impédance, exploitée à la limite du court-circuit, c'est à dire dans la partie de la caractéristique où le courant est exactement proportionnel à l'irradiance. Le coefficient thermique positif du courant induit une faible erreur de mesure. C'est pourquoi certaines photodiodes de référence ont une température de compensation active qui réduit cette erreur d'un facteur de 20.

Toutes les photodiodes de référence exposées au soleil ont été calibrées soit par pyromètre, soit sous simulateur solaire.

Une étude plus poussée de ces deux capteurs est proposée dans le chapitre 5.1.

La mesure du rayonnement direct

Il existe plusieurs méthodes pour mesurer le rayonnement direct :

- Le pyréliomètre :

Cet instrument est en permanence orienté vers le soleil et ne mesure que le rayonnement provenant du seul disque solaire. Une surface noire capte le rayonnement lumineux et la différence de température entre cette surface et le corps de l'instrument est proportionnelle à l'éclairement énergétique du rayonnement direct.



Fig.2.20. Pyréliomètre



Fig.2.21. Pointeur solaire

- Le pointeur solaire :

Une autre solution expérimentale consiste à monter deux pyranomètres sur un suiveur solaire (qui suit en permanence la course du soleil). Un pyranomètre est utilisé pour l'acquisition du rayonnement global et le second, pour le rayonnement diffus grâce à un objet situé entre celui-ci et le soleil qui obstrue le rayonnement direct. La puissance du rayonnement direct est alors calculée en soustrayant la puissance du rayonnement diffus à celle du rayonnement global.

Ces deux solutions sont néanmoins assez coûteuses et nous verrons un peu plus loin dans cette partie que des modèles existent pour déterminer les parts de rayonnements direct et diffus à partir de la mesure du rayonnement global.

b) La mesure du spectre solaire

- Le spectro-radiomètre :

La spectro-radiométrie combine la spectrométrie, qui effectue une étude qualitative d'un rayonnement électromagnétique, et la radiométrie qui s'attache à l'étude quantitative de l'énergie transportée par l'onde.

Sur la Fig.2.22, le diffuseur constitue l'entrée optique de l'instrument. Son rôle est de collecter, de mélanger et de conduire l'ensemble du rayonnement solaire venant du demi-espace supérieur vers la fibre optique. Le faisceau divergent qui sort de la fibre optique est ensuite collimaté par un miroir sphérique. La lumière collimatée est diffractée par un réseau plan, et la lumière diffractée résultante est concentrée par un second miroir sphérique. Une image du spectre est projetée sur un réseau linéaire de photodiodes. Ces photodiodes, polarisées en inverse, déchargent un condensateur, à une vitesse proportionnelle au flux de photons.

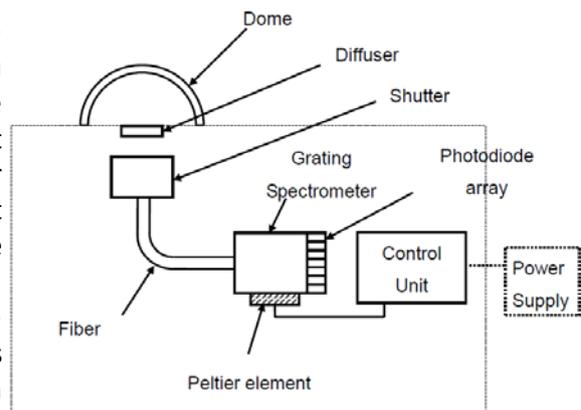


Fig.2.22. Spectro-radiomètre

- Le photomètre solaire

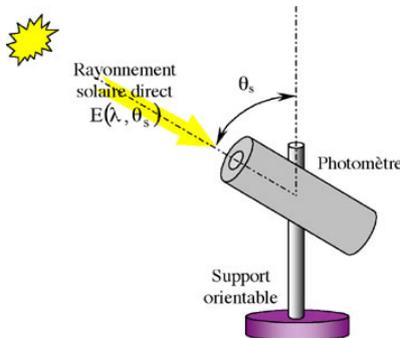


Fig.2.23. Photomètre solaire

Les données d'aérosols (taille et profondeur optique), la caractérisation de la diffusion et de l'absorption dues à des particules ainsi que la colonne de vapeur d'eau sont mesurées à l'aide d'un photomètre solaire. Cet instrument pointe le soleil en permanence pour acquérir le rayonnement direct. Il mesure la luminosité de plusieurs bandes spectrales. Les bandes spectrales visées sont celles qui sont quasiment constantes en fonction de la variation de la position du soleil et spécifiques de l'absorption d'un élément. Ainsi, connaissant la valeur d'une bande spectrale en dehors de l'atmosphère, la variation de celle-ci, lorsqu'elle est mesurée au sol, est due à la quantité de l'élément responsable de l'absorption dans l'atmosphère.

C'est le cas par exemple pour l'ozone ou la vapeur d'eau. Pour les aérosols, plusieurs bandes spectrales sont inspectées à la fois, typiquement 465 nm, 540 nm et 619 nm. On calcule la différence entre les longueurs d'ondes d'intérêt avant et après passage des rayons dans l'atmosphère, on

soustrait à cette différence l'effet connu de certains composés sur ces longueurs d'ondes et apparait alors la composition en aérosols de l'atmosphère étudiée.

B) Les relevés satellites

Une autre manière de connaître l'intensité lumineuse au sol, souvent donnée par heure, est l'utilisation des satellites. Les modèles s'appuient sur les images satellites, prises par un radiomètre, pour déterminer le rayonnement global horizontal au sol. Les modèles, tous différents, reposent sur le même principe. La réflectivité des nuages est déterminée à partir de la couleur des pixels fournis par le satellite. À la suite de quoi, un indice de nuages est calculé. A partir de là, soit on utilise cet indice et des données liées à l'atmosphère (aérosols, vapeur d'eau), soit on s'appuie sur l'indice de clarté K_t , défini juste en dessous (équation 16), pour estimer l'intensité lumineuse en un lieu. La résolution des satellites devenant de plus en plus précise (un pixel couvre une superficie de 5 km par 7 km), l'incertitude sur la mesure d'éclairement est plus petite pour des données satellites que pour les mesures au sol, si la station météorologique se trouve à plus de 20 km du site d'intérêt [16]. Cette incertitude grandit cependant sur des sites enneigés pour lesquels le calcul de l'indice de nuages est faussé.

Lorsque le site considéré est proche de la station météorologique, alors l'écart entre les images satellites et les mesures réalisées au sol peut être grand, en fonction, notamment, de la couverture nuageuse, comme le montre la Fig.2.24, extraite de la référence [17] :

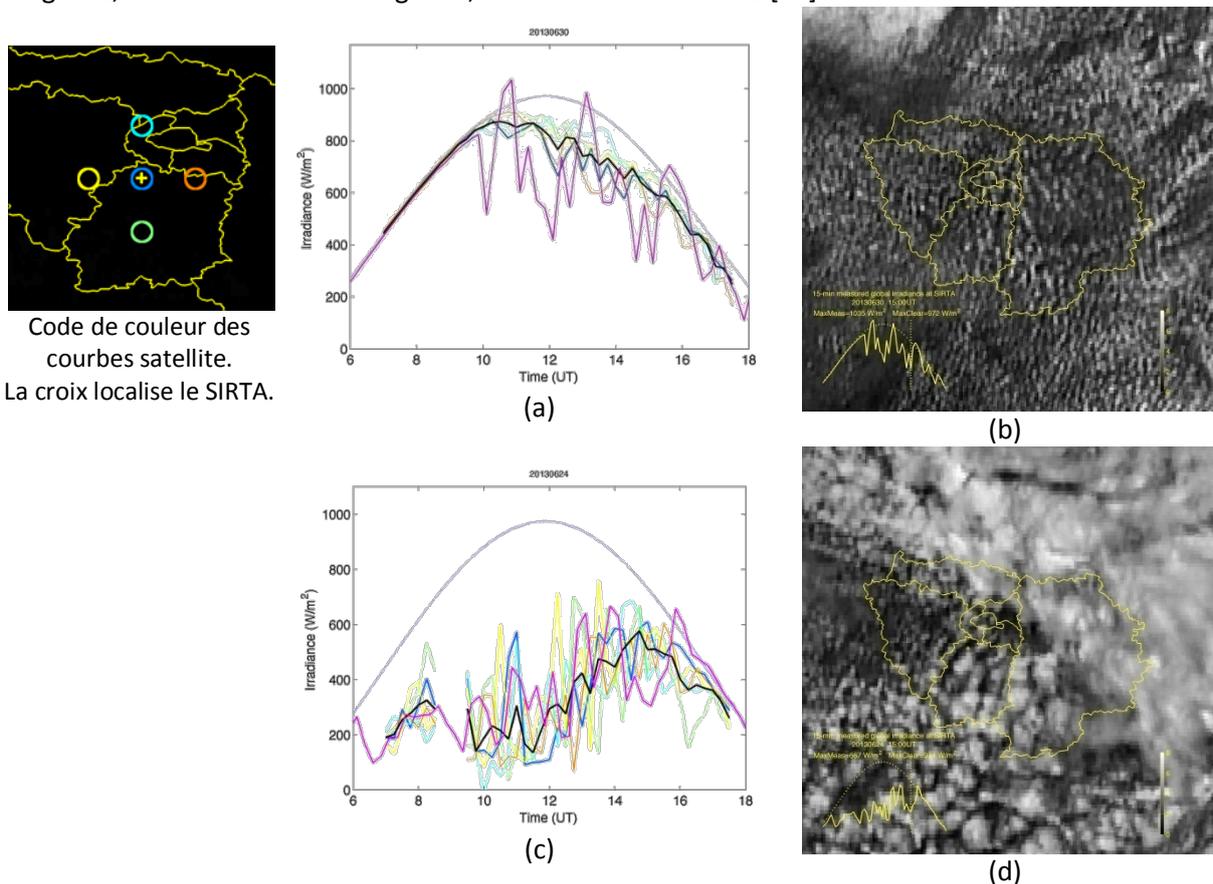


Fig.2.24. Irradiance mesurée au SIRTA (magenta) par pas de 15 minutes comparée à des estimations faites à partir d'images satellite pour deux situations nuageuses différentes

Les tracés d'irradiance en fonction du temps de la figure (a), montrent une différence sensible entre les mesures au sol (magenta) et les estimations faites à partir des images satellites (code couleur précisé, en fonction du pixel sélectionné). Cette différence s'atténue grandement dans la figure (c). Ceci peut s'expliquer par la taille des nuages. En effet, sur la figure (d), les nuages sont plus gros

qu'un pixel de l'image satellite et les estimations sont alors correctes. Par contre, sur la figure (b), les nuages sont plus petits que les pixels.

Les satellites géostationnaires météorologiques, tels que Meteosat (Europe), GOES (Etats-Unis), MTSAT (Japon), Fengyun-2 (Chine), GOMS (Russie) et KALPANA (Inde), sont placés au dessus de l'équateur à une altitude de 35 800 km. Cette position leur permet de tourner autour de la Terre à la même vitesse que celle-ci tourne autour de son axe de rotation. Ainsi, les satellites restent toujours au dessus du même point de la surface de la Terre et voient toujours la même portion du globe (42%). Il faut un réseau de 5 ou 6 satellites pour couvrir l'ensemble du globe. Les pôles ne sont jamais visibles.

Les satellites météorologiques à orbite polaire permettent une couverture globale de la Terre, avec un seul satellite. On peut citer, par exemple, NOAA, QuikSCAT (États-Unis), Meteor (Russie) et Fengyun-1 (Chine).

C) Accès aux relevés atmosphériques

Aujourd'hui, il existe deux approches pour récolter le rayonnement horizontal global en un site précis. La première consiste à récolter ces données auprès des différentes stations météo équipées d'un pyranomètre et disposées un peu partout dans le monde. Les stations météorologiques certifiées par des bases de données telles que la BSRN (Baseline Solar Radiation Network), la CIE (Commission International de l'Eclairage) ou encore WRDC (Word Radiation Data Center) donnent toutes des données de rayonnement global horizontal (GlobH), de rayonnement direct normal (DNI) ou encore de rayonnement direct horizontal (DHI). En revanche les données concernant le rayonnement direct et le rayonnement diffus ne sont accessibles que pour la moitié du temps.

La seconde s'appuie sur les images satellites.

Des bases de données se chargent de conserver et de rendre accessibles au public les données de rayonnement pour une zone géographique définie. Le tableau 2.2 rend compte des différentes bases de données qui permettent d'obtenir des informations sur le rayonnement au sol.

Base de donnée	Région	Valeurs	Source	Période	Variables	Disponibilité
PVGIS	Europe + Afrique	Mois	Meteosat Eumetsat (3×3 km ²)	1998-2010	GHI,DHI	Internet Gratuit
NASA-SSE	Mondial	Mois	Satellites (50×50 km ²)	1983-1993	GlobH	Internet Gratuit
Meteonorm	Mondial	Mois	Station météo + Satellites	1960-2005	GlobH	Internet Payant
		Heures	Modèle à partir de valeurs Mois		GHI,DHI	
Helioclim - 1	Europe + Afrique	Mois	Meteosat (50×50 km ²)	1985-2005	GlobH	Internet Gratuit
Satellight	Europe	Heures	Meteosat (5×7 km ²)	1996-2000	GlobH	Internet Gratuit
US TMY2/3	USA	Heures	NREL 1020 stations	1991-2005	GHI, DHI	Internet Gratuit
Helioclim - 3	Europe + Afrique	Heures	Meteosat	2004 à aujourd'hui	GlobH	Payant
SolarGIS	Mondial	Heures	Meteosat, ERA	1994 à aujourd'hui	GHI, DHI	Payant
3Tiers	Mondial	Heures	Satellites	1998 à aujourd'hui	GHI, DHI, DNI	Payant
EPW	Canada	Heures	CWEC 72 stations	1953-1995	GHI, DHI	Internet Gratuit

Tab. 2.2. Liste non exhaustive des bases de données météorologiques, avec le type de mesures, l'accès et les conditions

D) Les modèles d'extrapolation de paramètres atmosphériques :

Pour connaître plus précisément l'environnement des modules PV, d'autres grandeurs atmosphériques, très peu souvent mesurées, sont utiles. On peut les calculer grâce à des modèles qui s'appuient sur les relevés atmosphériques présentés ci-dessous. Ce paragraphe présente des modèles de calcul de l'indice de clarté, K_t , de la part de rayonnement diffus dans le rayonnement global, I_d/I , ainsi que de l'apport énergétique du rayonnement solaire, UF ou APE.

a) L'indice de clarté

L'indice de clarté, K_t , donne la proportion de rayonnement horizontal extraterrestre atteignant la surface de la terre. Il sert de référence pour caractériser les conditions d'ensoleillement en un site donné quand seulement l'éclairement global est connu [18]. Il prend donc en compte, sans distinction, les phénomènes d'absorption et de diffusion de l'atmosphère et des nuages.

$$K_t = \frac{I_{\text{GlobH}}}{I_0} \cos(\theta_z) \quad (15)$$

I_{GlobH} est le rayonnement global horizontal, I_0 est le rayonnement solaire hors atmosphère et θ_z est l'angle zénithal.

K_t varie entre 0 et 1 et décrit différentes situations liées aux conditions climatiques :

- Un faible indice de clarté signifie une faible portion d'intensité lumineuse atteignant le sol et, par conséquent, est synonyme de ciel couvert ;
- Un indice de clarté élevé représente un ciel clair avec une faible partie de rayonnement diffus.

La relation (15) est cependant dépendante de la hauteur solaire. Pour s'en affranchir, Perez et al [19] proposent un indice de clarté modifié :

$$K'_t = \frac{K_t}{1.031 \exp\left(\frac{-1.4}{0.9 + \frac{9.4}{AM}}\right) + 0.1} \quad (16)$$

b) Les modèles de prévision du ratio (rayonnement diffus) / (rayonnement global)

Plusieurs équipes ont proposé des modèles qui permettent de décomposer le rayonnement global pour obtenir les composantes de rayonnement diffus et de rayonnement direct.

Les travaux effectués par Liu et Jordan [20] montrent une corrélation entre l'indice de clarté et le ratio de rayonnement diffus par rapport au rayonnement global sur une surface horizontale. Le programme Heliosat-2, qui estime le rayonnement global à partir de données satellites, utilise aujourd'hui leur modèle pour obtenir une estimation des rayonnements diffus et direct à partir du rayonnement global [21].

D'autres modèles, s'appuyant tous sur l'indice de clarté, ont été développés [22][23][24]. Ces modèles empiriques sont comparés entre eux à l'aide de données d'éclairement provenant de stations météorologiques couvrant le monde entier, dans le rapport présenté par Fabienne Lanini [25]. La précision n'étant pas fortement dépendante du modèle, nous avons choisi un modèle facile à implémenter et dont nous disposons des paramètres d'entrée.

Le modèle de Skartveit et Olseth [23] utilise des indices de variabilité reposant sur la connaissance des éclaircissements sur le jour ou l'heure à étudier. Il n'est donc pas approprié de choisir ce modèle pour une estimation instantanée.

Nous choisirons le modèle empirique de Reindl-Helbig [24], plus précis que celui de Maxwell [22] et ne dépendant que de l'angle zénithal et de l'indice de clarté. Ce modèle est utilisé dans le programme Alpine3D dont l'objectif est de modéliser les radiations d'une surface complexe.

C'est un modèle de régression par morceau défini comme suit :

$$\begin{aligned} \frac{I_d}{I} &= 1.020 - 0.248K_t && \text{pour } K_t \leq 0.3 \text{ et } \frac{I_d}{I} \leq 1 \\ \frac{I_d}{I} &= 1.400 - 1.749K_t + 0.177 \times \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta_z\right) && \text{pour } 0.3 \leq K_t \leq 0.78 \text{ et } 0.1 \leq \frac{I_d}{I} \leq 0.97 \\ \frac{I_d}{I} &= 0.147 && \text{pour } K_t \geq 0.78 \end{aligned} \quad (17)$$

I_d/I est le ratio de rayonnement diffus sur le rayonnement global, K_t est l'indice de clarté et θ_z est l'angle zénithal.

Cette équation (17) est représentée sur la Fig.2.25 où l'on a tracé le ratio du rayonnement diffus sur le rayonnement global, en fonction de l'indice de clarté et pour différents angles zénithaux.

Le modèle "découpe" le ciel en trois catégories :

- Pour un faible indice de clarté (ciel couvert), on considère la lumière comme entièrement diffuse et le ratio I_d/I décroît linéairement.
- Pour un ciel intermédiaire I_d/I dépend de l'indice de clarté et de l'angle zénithal.
- Pour un indice de clarté élevé (ciel complètement dégagé), I_d/I est constant.

Il existe un cas particulier où ce modèle ne correspond pas tout à fait à la réalité : pour des indices de clarté élevés, parfois la portion de diffus peut augmenter considérablement sans pour autant faire varier le rayonnement direct à cause de nuages enlaçant le soleil (circumsolar) et amenant à un ciel plus lumineux ($> 1\,000 \text{ W.m}^{-2}$) [23] que pour un modèle de ciel clair. Dans d'autres conditions, les résultats du modèle restent assez proches de ceux mesurés dans différentes stations météorologiques.

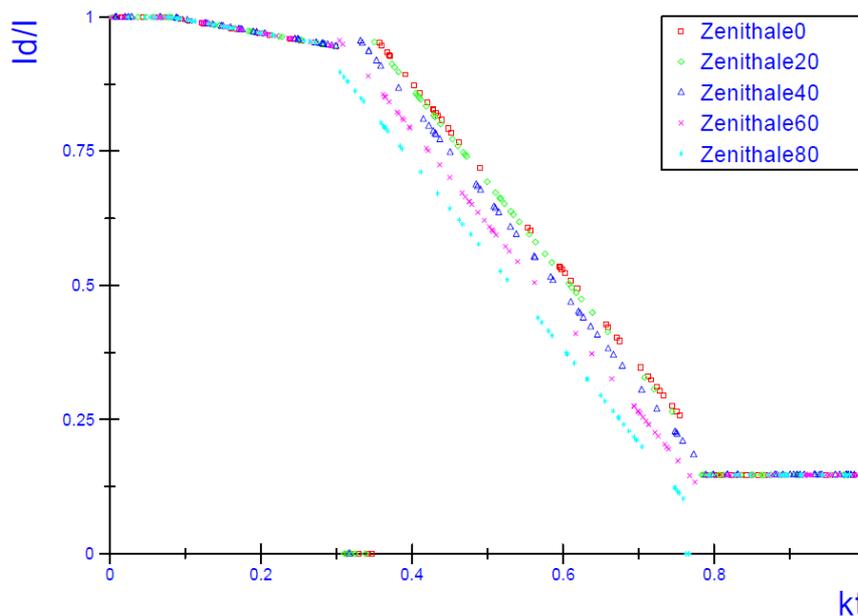


Fig.2.25. Ratio de rayonnement diffus sur le rayonnement global estimé par le modèle Reindl-Helbig [24] en fonction de l'indice de clarté pour 5 angles zénithaux différents

c) Les modèles d'analyse du spectre solaire

Le code SMARTS (Simple Model for Atmospheric Transmission of Sunshine) est un programme développé en FORTRAN et utilisé pour modéliser le spectre solaire sous conditions de ciel clair en injectant des données atmosphériques et géographiques en paramètre d'entrée. Il couvre la plage de longueurs d'ondes du spectre solaire (280 à 4 000 nm). C'est le programme utilisé par l'American Society for Testing and Materials (ASTM) pour produire le spectre de référence AM1.5 (ASTM G 173-03). Il est basé sur la paramétrisation des fonctions d'absorption des constituants atmosphériques tels que les molécules (Rayleigh), l'ozone, la vapeur d'eau, les gaz et aérosols.

C'est grâce à ce code qu'ont été tracées les Fig.2.16 (a), (b), (c) et (d).

Pour analyser le spectre solaire, il est nécessaire d'avoir un paramètre permettant de savoir si l'éclairement reçu est plutôt "bleu" ou plutôt "rouge". En effet, le rayonnement solaire se décale vers le bleu au cours des mois d'été à cause d'une plus petite quantité d'atmosphère traversée.

Un premier paramètre, la fraction utile (UF), a été défini comme la partie du rayonnement global qui correspond à la fenêtre d'absorption du dispositif PV étudié [28]. Cependant, UF dépend de la technologie PV choisie. Aussi, T.R. Betts et al [32] introduisent l'APE (Average Photon Energy), indépendant du matériau. Cet indice est défini comme la quantité d'énergie lumineuse contenue dans le spectre, divisée par la densité totale du flux de photons :

$$APE = \frac{\int_a^b I(\lambda)d\lambda}{q \int_a^b \phi(\lambda)d\lambda} \quad (18)$$

Où q est la charge de l'électron (Coulomb), I l'irradiance spectrale ($W m^{-2} nm^{-1}$) et ϕ la densité spectrale de flux de photons ($photon m^{-2} s^{-1} nm^{-1}$). Les bornes d'intégration a et b sont limitées par le matériau PV. Dans le cadre de notre étude, nous prendrons a et b égaux respectivement à 300 nm et 1 100 nm. L'APE est ainsi calculée en eV.

L'APE est indépendante du matériau à étudier, contrairement à la fraction utile, et ne requiert donc pas la connaissance du spectre d'absorption de la cellule PV. Cela est un avantage car pour les mêmes limites d'intégration, 300 à 1 100 nm dans notre cas, il devient alors possible de comparer différents spectres solaires aisément. Elle nous permet par exemple de regarder si le ciel est plus ou moins riche dans certaines longueurs d'ondes suivant différentes conditions climatiques et d'étudier en conséquence la réponse de différentes technologies PV. En effet si l'APE est plus grande, cela signifie que l'apport en énergie des photons est plus important. Autrement dit le spectre est plus riche en photons "bleu", plus énergétiques.

De plus, l'APE indique directement la partie du spectre que peut absorber une cellule PV : si l'APE est supérieur au gap de la cellule en question, alors un électron peut être généré. On retrouve aujourd'hui cet indice dans plusieurs travaux [33][34][35].

A titre d'exemple, reprenons la Fig.2.16 (d), où l'APE du spectre AM1.5 G de référence sur l'intervalle 300-1 100 nm est de 1.897 eV et celui du spectre "pollué" est de 1.829 eV. On en déduit que le spectre "pollué" comporte moins de photons bleus que le spectre de référence car son APE est inférieure. Ce qui signifie que la lumière principalement absorbée par les molécules de pollution est en grande partie celle des courtes longueurs d'ondes (300-500 nm).

E) Les normes pour l'application et l'exploitation des données météorologiques pour le PV

Afin de surveiller la qualité des plateformes déjà installées et en fonctionnement, des normes ont été établies. La norme IEC 61194 [36] définit tous les paramètres descriptifs des systèmes photovoltaïques autonomes. Y compris les systèmes opérant en sortie de module, ce dont nous ne parlerons pas dans cette thèse. La norme IEC 61724 [37] donne des recommandations quand à l'installation et l'exploitation de matériel permettant la mesure, le transfert et l'analyse de données de systèmes PV. L'objectif est de pouvoir comparer les performances électriques de différentes installations PV en instaurant une méthodologie pour la mesure de données spécifiques au système. Premièrement les paramètres dont il faut tenir compte sont cités. L'intensité lumineuse dans le plan du module, la température ambiante et la vitesse du vent pour la météorologie. Pour les modules PV le courant, la tension et la puissance de sortie, sa température de fonctionnement, son angle d'inclinaison et son orientation

a) La mesure d'éclairement

L'éclairement doit être mesuré dans le plan et le plus proche possible des modules PV. L'éclairement horizontal doit également être mesuré pour permettre une comparaison avec les stations météorologiques voisines. La sonde d'éclairement doit avoir une précision de mesure égale ou supérieure à 5%

b) La mesure de température ambiante

La mesure de température ambiante doit s'effectuer à proximité de la plateforme et l'incertitude ne doit pas dépasser 1 °C.

c) La mesure de vitesse du vent

La mesure de la vitesse du vent doit se faire à proximité de la plateforme et à une hauteur correspondante à celle des modules PV. La précision de l'instrument de mesure doit être meilleure que 0.5 m s^{-1} pour des vitesses de vent inférieures à 5 m s^{-1} et meilleure que 10% pour des valeurs supérieures à 5 m s^{-1} .

4) Conclusion

Cette partie a présenté les équations nécessaires pour calculer la position du soleil et en déduire l'angle d'incidence des rayons sur les modules PV, à chaque instant. Un programme permettant de mesurer la position du soleil à tout moment a été développé et les résultats des paramètres de calcul des équations solaires sont mesurés sur une année au LGEP (48°42'N, 2°10'E) et exposés dans ce chapitre.

Ensuite, nous avons montré que les conditions de caractérisation des modules PV en extérieur varient continuellement et nous avons montré les paramètres principaux qui modifient le rayonnement solaire incident. Un choix de modèle de calcul de rayonnement diffus à partir du rayonnement horizontal global a notamment été expliqué et choisi pour la suite des études.

Suite à cela, nous avons présenté quelques instruments de mesure du rayonnement solaire et les modèles associés permettant de calculer les grandeurs atmosphériques non mesurées.

Pour conclure ce chapitre, il est important de rappeler que des conditions standard de test ont été fixées pour caractériser les modules (et cellules) PV. Ceci permet de comparer les performances des modules PV indépendamment des filières, des fabricants, des modules PV commerciaux... Ces conditions sont :

- Un flux normal au plan des cellules PV
- Une intensité lumineuse de $1\,000 \text{ W m}^{-2}$
- Un spectre standard ASTM AM1.5 G173-03, comme représenté sur la Fig.2.16 et pour lequel l'APE vaut 1.985 eV
- Une température de cellule de 25°C

Concrètement, ceci correspond à une intensité lumineuse d'été, un spectre de printemps et une température de cellule d'hiver.

Ces STC sont nécessaires pour comparer les performances des modules PV entre elles mais ne se rencontrent pas dans les conditions d'utilisation "normales", en extérieur. Ce ne sont donc pas des conditions favorables pour étudier ou optimiser le comportement des modules PV en condition réelle d'implantation. En effet, en extérieur les modules PV sont confrontés à des conditions, que ce soit le spectre solaire, la température de fonctionnement du module ou encore l'intensité lumineuse, qui varient au cours de l'année, de la journée, du site d'implantation. Une plateforme en extérieur permettrait de prendre en compte le fonctionnement des modules pour toutes ces conditions.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] M. Planck. Distribution of energy in the spectrum. *Annalen der Physik* ; 4:553-563, ,1901
- [2] J.W. Spencer, *Fourier Series Representation of the position of the Sun*, Search, Vol.2, N°5, p.172, 1971
- [3] M. Iqbal. *An introduction to solar radiation*. Academic Press, 1983.
- [4] C. Fröhlich. *Solar irradiance variability since*, *Space Science Reviews* (1-4), 53-65, 2006
- [5] F. Kasten, A.T. Young, *Revised optical air mass tables and approximation formula*. *Applied Optics [Internet]* ; 28, 4735–4738, 1989
- [6] C. Gueymard., *Development and performance assessment of a clear sky spectral radiation model*, *Solar'93-22th Annual Conf American Solar Energy Society*, Boulder, CO, Washington DC, 1993.
- [7] C. Gueymard, *Updated transmittance functions for use in fast spectral direct beam irradiance models*, *Solar '94 Conf.*, American Solar Energy Society, Boulder, San Jose,1994
- [8] C. Gueymard, *SMARTS2, simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: Algorithms and performance assessment*, Rep.FSEC-PF-270-95. Florida Solar Energy Center, Cocoa, 1995
- [9] C. Gueymard, *Parameterized transmittance model for direct beam and circumsolar spectral irradiance*, *Solar Energy*,71(5):pp.325-346, 2001
- [10] C. Gueymard, D. Myers, K. Emery, *Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing*, *Solar Energy*, 73(6): pp.443-467, 2002
- [11] American Society for Testing and Materials, *ASTM G 173-03. Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical for 37° Tilted Surface*, West Conshohocken, PA: American Society for Testing and Materials, 2003
- [12] T. Mambrini, A. Migan Dubois, C. Longeaud, J. Badosa, M. Haeffelin, L. Prieur and V. Radivoniuk, *Photovoltaic yield: correction method for mismatch of the solar spectrum*, *EPJ-Photovoltaic*, submitted, 2014
- [13] A. Donkelaar, R V. Martin, R C. Levy, A M. Da Silva, M. Krzyzanowski, N E. Chubarova, E. Semutnikova, A J. Cohen, *Satellite-based estimates of ground-level fine particulate matter during extreme events: A case study of the Moscow fires in 2010*, *Atmospheric Environment* 45, 6225 -6232, 2011
- [14] T. Mambrini, A. Migan Dubois, C. Longeaud, L. Prieur and V. Radivoniuk, *Link between the clearness index, the solar spectrum and the efficiency of photovoltaic modules from different technologies*, *28th European PV Solar Energy Conference and Exhibition (Eu-PVSEC)*, Paris (France), 2013
- [15] ISO 9060:1990
- [16] P. Ineichen, *Five satellite products deriving beam and global irradiance validation on data from 23 ground station*, University of Geneva, February 2011
- [17] J. badosa, *journée scientifique du SIRTA*, 2014
- [18] J.N. Black, C.W. Bonython, and J.A. Prescott, *Solar radiation and the duration of sunshine*, *Quart. J.Roy.Met.Soc*, 84, 344, 1954
- [19] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals and A. Zelenka, *Making full use of the clearness index for parameterizing hourly insolation conditions*, *Solar Energy*, Vol.45, No.2 pp.111-114, 1990
- [20] B.Y.H. Liu, and R.C. Jordan. *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*, *Solar Energy* 4(3), 1-19, 1960
- [21] P. Ineichen, *Five satellite products deriving beam and global irradiance validation on data from 23 ground stations* Université de Genève, February 2011
- [22] E.L. Maxwell, *A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation*, *SERI (Solar Energy Research Institute)*, 1987
- [23] A. Skartveit and J.A. Olseth, *A model for the diffuse fraction of hourly global radiation*, *Solar Energy*, Vol.38, No.4, pp. 271-274, 1987
- [24] N. Helbig, *Application of the radiosity approach to the radiation balance in complex terrain* Thesis at University of Zurich, 2009
- [25] F. Lanini, *Division of global radiation into direct radiation and diffuse radiation*, Master's thesis, Faculty of Science University of Bern, 2010
- [26] D.T. Reindl, W.A. Beckman and J.A. Duffie , *Diffuse fraction correlation* *Solar Energy* Vol.45.No.1, pp. 1-7, 1990
- [27] J.F. Orgill and K.G.T. Hollands, *Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface*, *Solar Energy*, Vol 19, pp 357-359, 1976

- [28] C. Gueymard, Development and performance assessment of a clear sky spectral radiation model, Solar'93-22th Annual Conf American Solar Energy Society, Boulder, CO, Washington, DC, 1993.
- [29] C. Gueymard, Updated transmittance functions for use in fast spectral direct beam irradiance models, Solar 94 Conf., American Solar Energy Society, Boulder, San Jose, 1994
- [30] C. Gueymard, SMARTS2, simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: Algorithms and performance assessment, Rep.FSEC-PF-270-95. Florida Solar Energy Center, Cocoa, 1995
- [31] R. Gottschalg, T.R. Betts. D.G. Infield and M.J. Keamey, Experimental investigation of spectral effects on amorphous silicon solar cells in outdoor operation, Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record 29th IEEE, New Orleans, Louisiana, USA, 2002.
- [32] T.R. Betts, C. N. Jardine, R. Gottschalg, D.G.Infield and K. Lane, impact of spectral effects on the electrical parameters of Multijunction amorphous silicon cells, 3th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003
- [33] T. Minemoto and al, Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si//thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, 91, 120-122, 2007
- [34] C. Sirisamphanwong, N. Ketjoy, Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions, Renewable Energy, 38, 69-74, 2012
- [35] T. Ishii, K. Otani, A. Itagaki and K. Utsunomiya, A methodology for estimating the effect of solar spectrum on photovoltaic module performance by using photon energy and a water absorption band, Japanese Journal of Applied Physics, 2012
- [36] IEC 61194, Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems, 1992
- [37] IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring- Guidelines for measurement, data exchange and analysis, 1998

Table des illustrations

Fig.2.1. Intensité lumineuse par longueur d'onde d'un corps noir à 5780 K en fonction de la longueur d'onde	20
Fig.2. 2. Systèmes de coordonnées pour repérer la position apparente du soleil.....	21
Fig.2.3. Système de coordonnées plan horizontales.....	21
Fig.2.4. Système de coordonnées équatoriales	22
Fig.2.5. Déclinaison solaire en fonction du jour de l'année, selon les équations (3) et (4).....	23
Fig.2.6. Equation du temps en fonction du jour de l'année, selon les équations (4) et (5)	24
Fig.2.7. Hauteur solaire et angle zénithal en fonction du jour de l'année à 12h et à 14h (heure locale), selon l'équation (9)	25
Fig.2.8. Hauteur solaire en fonction de l'azimut à différents moments de l'année (a) et projection de (a) sur une photo prise le 29/10/2013 à 15h57 sur le toit du LGEP à Gif-sur-Yvette pour le calcul du masque solaire (b).....	26
Fig.2.9. Constante solaire en fonction du jour de l'année, selon les équations (11) et (12).....	26
Fig.2.10. Représentation schématique de la quantité d'atmosphère traversée par les rayons solaires	27
Fig.2.11. AM calculé à partir de l'équation (14), en fonction du jour de l'année, en prenant chaque jour à 12h et à 14h pour le site du LGEP à Gif sur Yvette (48°42'N, 2°10'E)	28
Fig.2.12. Les transformations de l'énergie solaire incidente.....	29
Fig.2.13. Spectres de référence modélisés grâce au programme SMARTS	30
Fig.2.14. Influence des molécules atmosphériques absorbant une partie du spectre solaire dans le domaine de longueurs d'ondes allant de 300 nm jusqu'à 1100 nm.	30
Fig.2.15. Les différentes composantes du rayonnement solaire	32
Fig.2.16. Spectres modélisés par SMARTS pour différentes quantités d'atmosphère traversée (a), hauteur de colonnes de vapeur d'eau (b), quantité d'aérosols à 500 nm (c) et niveau de pollution (d)	33
Fig.2 17. Evolution du rayonnement global, direct et diffus et des aérosols lors du pic de pollution du 9 au 14 Mars 2014 en région parisienne observé au SIRTA.....	34
Fig.2.18. Schéma en coupe d'un pyranomètre	35
Fig.2.19. Photodiode de référence	35
Fig.2.20. Pyrhéliomètre	35
Fig.2.21. Pointeur solaire.....	36
Fig.2.22. Spectro-radiomètre.....	36
Fig.2.23. Photomètre solaire	36
Fig.2.24. Irradiance mesurée au SIRTA (magenta) par pas de 15 minutes comparée à des estimations faites à partir d'images satellite pour deux situations nuageuses différentes.	37
Fig.2.25. Ratio de rayonnement diffus sur le rayonnement global estimé par le modèle Reindl-Helbig [24] en fonction de l'indice de clarté pour 5 angles zénithaux différents.....	40

Chapitre 3 : La cellule photovoltaïque

Sommaire

1) Le principe de la conversion photovoltaïque	46
A) L'absorption de la lumière dans le matériau.....	47
B) Le transfert de l'énergie des photons aux charges électriques.....	48
C) La collecte des charges.....	50
D) La diffusion et les recombinaisons des porteurs.....	50
2) Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	51
A) La courbe courant-tension	51
B) La réponse spectrale	53
3) La modélisation électrique d'une cellule PV	55
4) Les technologies de cellules PV	60
A) Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin	60
a) Les matériaux solides cristallisés (c-Si, p-Si, μ c-Si)	60
b) La structure des cellules cristallines	61
c) Quelques propriétés des cellules cristallines.....	62
B) Les cellules photovoltaïques en couches minces	62
a) Les couches minces au silicium	62
b) Quelques propriétés des couches minces au silicium	63
c) Le tellure de cadmium.....	64
d) Le diséléniure de cuivre et d'indium.....	64
C) Les cellules photovoltaïques de troisième génération	65
5) Conclusion	65
Bibliographie.....	66
Table des illustrations	67

Les cellules solaires ont pour rôle de convertir directement le rayonnement lumineux (rayonnement électromagnétique provenant du soleil ou autre) en électricité. Elles s'appuient pour cela sur le phénomène photovoltaïque. On peut décomposer ce phénomène en trois catégories : l'absorption de la lumière dans le matériau, le transfert d'énergie des photons aux charges électriques et la collecte des charges.

Suivant les matériaux utilisés pour la fabrication de la cellule photovoltaïque, il y aura des différences dans les catégories énoncées ci-dessus.

Ce chapitre se décomposera en quatre grandes parties; la première rappelle succinctement le principe de base de la conversion photovoltaïque, la deuxième décrit les caractéristiques principales d'une cellule PV, la troisième aborde leur modélisation et la quatrième cite les technologies de cellules utilisées dans le cadre de notre étude.

1) Le principe de la conversion photovoltaïque

Nous rappelons dans cette partie brièvement le principe de la conversion photovoltaïque sans entrer dans les détails car la partie matériau n'est pas d'une importance capitale dans le cadre de cette thèse orientée sur la caractérisation de modules en extérieur. Pour plus d'informations concernant la physique de la cellule solaire, se référer aux ouvrages [1] et [2].

Tout rayonnement électromagnétique, y compris le rayonnement solaire, est composé de particules énergétiques appelées photons. Un photon, caractérisé par sa longueur d'onde et donc son énergie grâce à la relation (1), peut être, soit transmis, soit réfléchi, soit absorbé, lorsqu'il rencontre un matériau.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (1)$$

Où h est la constante de Planck ($m^2 \text{ kg s}^{-1} = \text{J s}$), c la célérité de la lumière ($m \text{ s}^{-1}$) et λ la longueur d'onde du photon (m).

Le rayonnement lumineux composé de plusieurs couleurs (photons d'énergies différentes) aura donc une plage de longueurs d'onde. Par conséquent, une partie du spectre lumineux sera transmise, une partie réfléchi et une autre partie absorbée lorsque la lumière rencontrera le matériau :

- La partie réfléchi dépend de l'indice de réfraction (n) des matériaux traversés. Cet indice dépend lui-même de la longueur d'onde du rayonnement mais aussi des caractéristiques du milieu. Il en découle un coefficient de Fresnel pour la réflexion. Le coefficient de réflexion à l'interface entre deux matériaux d'indice n_1 et n_2 respectivement, s'écrit comme suit (2) :

$$R = \left(\frac{n_2 - n_1}{n_2 + n_1} \right)^2 \quad (2)$$

Le silicium a, par exemple, un indice entre 3 et 4, ce qui correspond à un coefficient de réflexion compris entre 0.25 et 0.36, s'il était en contact direct avec l'air ($n = 1$). Plusieurs couches, d'indices intermédiaires, sont placées entre l'air et le silicium pour diminuer la partie réfléchi du rayonnement incident. Nous en parlerons dans la partie 2.

- La partie absorbée est celle qui permettra la transformation de l'énergie lumineuse en électricité. La lumière est absorbée par le matériau suivant la loi de Beer-Lambert (3) :

$$E = E_{\text{inc}} \times \exp(-\alpha d) \quad (3)$$

E_{inc} représente l'intensité lumineuse incidente (W m^{-2}), α le coefficient d'absorption (cm^{-1}) et d l'épaisseur traversée (cm). Le coefficient d'absorption dépend du matériau et de la longueur d'onde de l'énergie incidente, comme représenté sur la Fig.3.1.

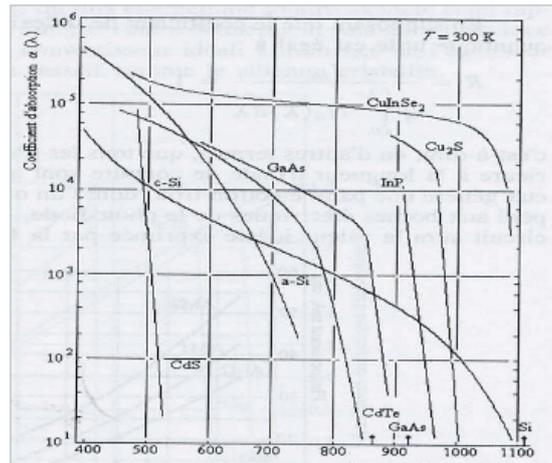


Fig.3.1. Coefficient d'absorption en fonction de la longueur d'onde [3]

- La partie transmise correspond aux photons qui traversent le matériau sans interaction, leur énergie étant trop faible, le matériau est transparent pour ces photons.

Nous nous intéresserons tout particulièrement au phénomène d'absorption car c'est grâce à lui qu'une partie du flux lumineux sera restituée sous forme d'électricité.

A) L'absorption de la lumière dans le matériau

Pour l'absorption de la lumière, une caractéristique importante du matériau est son gap. C'est l'écart entre le maximum de la bande de valence et le minimum de la bande de conduction d'un matériau. La bande de valence est présumée être entièrement occupée par des électrons et la bande de conduction entièrement vide.

Il existe deux types de gap : le gap direct et le gap indirect.

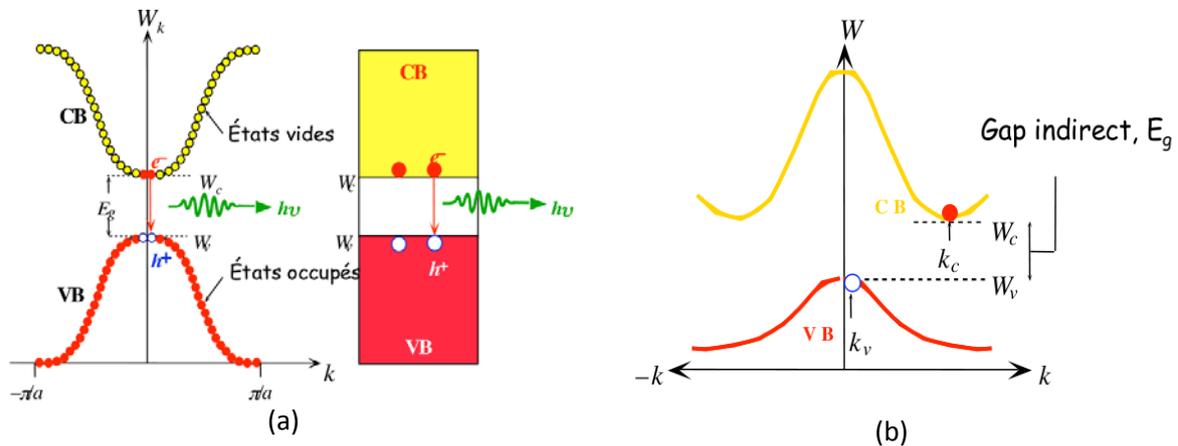


Fig.3.2. Représentations schématiques du gap direct (a) et du gap indirect (b)

- Le gap direct : Lorsque le minimum de la bande de conduction et le maximum de la bande de valence correspondent à la même valeur du vecteur d'onde (k), le gap est direct. Les transitions inter bandes s'effectuent verticalement, et sont donc radiatives. Le GaAs, le CdTe (voir partie 4 de ce chapitre et Fig.3.3) sont des exemples de matériaux à gap direct.

- Le gap indirect : on remarque cette fois-ci sur Fig.3.2(b) que la transition des extrema des bandes ne se fait pas verticalement mais de façon oblique : les transitions électroniques sont non radiatives. A énergie égale ou un peu supérieure à celle du gap, il n'est possible d'absorber le photon que grâce à l'intervention d'un phonon. Ce qui ajoute une nouvelle condition à l'absorption et

diminue ainsi grandement ses probabilités. Le silicium cristallin (partie 4 de ce chapitre et Fig.3.3) est un exemple de semi-conducteur à gap indirect.

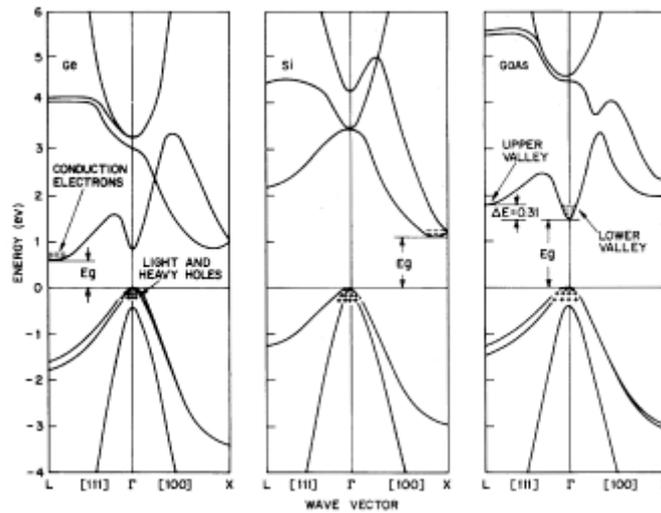


Fig.3.3. Exemples de diagramme de bande de matériaux semi-conducteurs à gap indirect (Ge, Si) ou à gap direct (GaAs)

Lorsque l'énergie du photon est inférieure à celle du gap du matériau, la transition n'est pas possible et le photon n'est pas absorbé.

L'interaction photon/semi-conducteur, dans le cas d'un photon suffisamment énergétique ($h\nu \geq E_g$), se traduit par la génération d'une paire électron-trou qui modifie localement la conductivité du matériau.

B) Le transfert de l'énergie des photons aux charges électriques

Les photons absorbés vont transférer leur énergie aux électrons périphériques des atomes. Ces électrons seront alors, si l'énergie apportée par le photon le permet, autrement dit si l'énergie apportée par le photon est supérieure à celle du gap du matériau, libérés de l'attraction de l'atome. Il y aura, par conséquent, création d'un électron libre et d'un trou. Un trou correspond au comportement d'une bande entièrement pleine privée d'un électron. Pour simplifier, on assimile ce comportement à celui d'une charge positive dans une bande entièrement occupée. La circulation des électrons dans un sens et des trous dans l'autre formeront un courant électrique, lorsqu'une charge sera branchée.

Ce phénomène peut être mis en jeu dans les semi-conducteurs. Pour les isolants, soit le gap est très large et il est quasi impossible d'engendrer des paires électron-trou, c'est le cas du diamant par exemple, soit le nombre de défauts, très grand en raison de la structure amorphe du matériau, est tel que les porteurs sont constamment piégés et ne peuvent donc pas créer de courant par leur déplacement, c'est le cas du verre. Dans le cas du verre, la représentation schématique des diagrammes de bandes (Fig.3.4) de l'isolant n'est en réalité pas juste car, de part sa structure amorphe, les électrons ne respectent pas le schéma de bande. Ce schéma permet néanmoins de bien comprendre la difficulté de porter un électron dans la bande de valence pour les isolants. Dans le cas du diamant si on peut engendrer des porteurs dans la bande de conduction leur mobilité est extrêmement grande et la conductivité est très grande également.

Pour les conducteurs, il existe déjà une forte densité d'électrons totalement libres.

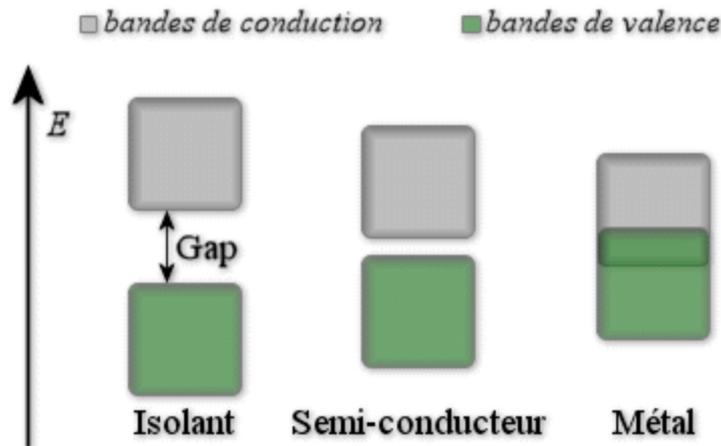


Fig.3.4. Représentation schématique des diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur.

On voit clairement sur Fig.3.4 qu'il faut fournir une énergie au moins égale à celle du gap, qui est dépendant du matériau, pour faire monter un électron de la bande de valence à la bande de conduction et avoir création d'une paire électron-trou.

De plus, l'énergie du photon supplémentaire à celle du gap, sera convertie en chaleur. On a donc création d'une paire d'électron-trou par photon au maximum.

Il y a donc deux phénomènes qui limitent le rendement théorique :

- l'impossibilité de convertir des photons d'énergie inférieure au gap optique. Le gap optique représente l'énergie minimum requise à un électron de la bande de valence pour accéder à la bande de conduction.
- la perte de l'énergie du photon qui dépasse celle du gap optique.

Cette absorption incomplète du spectre solaire, représentée sur la Fig.3.5, est responsable des principales pertes de rendement des cellules : si l'on additionne les pertes par absorption incomplète des photons (23.5%) et celles des excès d'énergie des photons (33%), la perte due à ces deux phénomènes s'élève à 56.5% pour du silicium cristallin dont le gap est égal à 1.12 eV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront l'énergie suffisante pour créer du courant mais la tension en circuit-ouvert sera plus grande. Il existe donc un compromis qui a été quantifié par Shockley et Quessier[4] : La limite de Shockley-Quessier place le maximum du rendement de conversion à 33.7% pour une simple jonction p-n avec un gap de 1.34 eV, sous conditions standards de test.

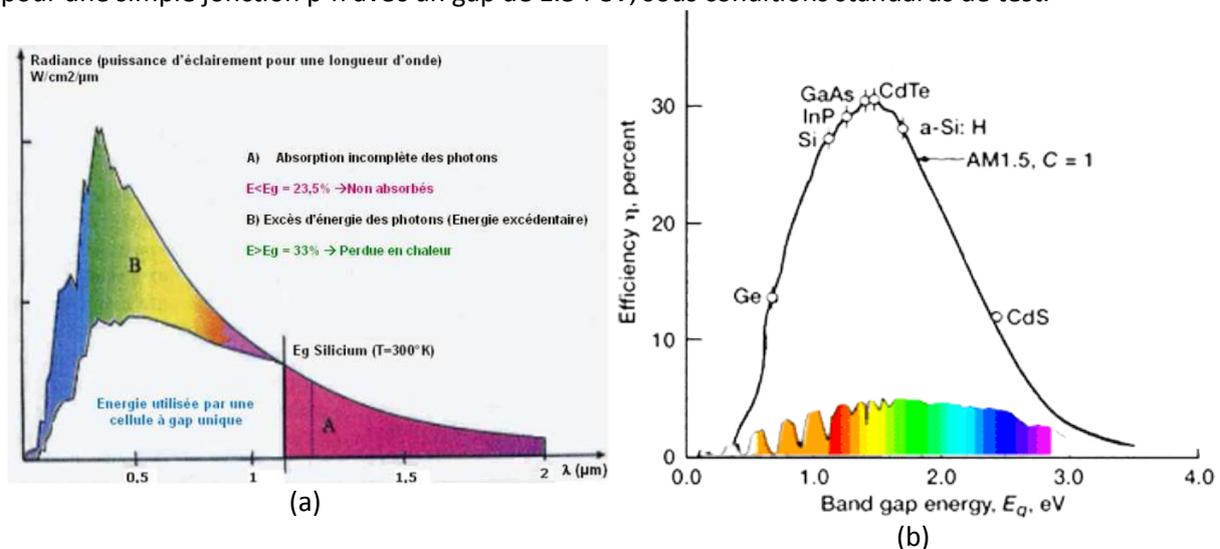


Fig.3.5. Fraction du spectre solaire convertie en électricité par une cellule photovoltaïque en silicium cristallin [5] (a) et matériaux optimum pour la conversion photovoltaïque(b)[4]

C) La collecte des charges

Le fait de créer des paires électron-trou ne suffit pas car celles-ci peuvent se recombiner naturellement provoquant uniquement de l'énergie thermique. Il faut séparer les charges pour qu'elles puissent circuler sans se recombiner.

Une solution est de créer un champ électrique dans le matériau. Pour cela, on dope une partie d'un semi-conducteur en atomes ayant un électron de valence supplémentaire par rapport à l'atome du semi-conducteur. Il y aura, dans cette partie de semi-conducteur, un excédant de charges négatives. Cette partie sera par conséquent donneuse d'électrons. On dit qu'elle est dopée de type n. Une autre partie de semi-conducteur sera dopée en atomes ayant un électron de valence de moins que l'atome du matériau semi-conducteur. Il y aura cette fois un excédant de charges positives. Le matériau deviendra alors accepteur d'électrons. On dit qu'il est dopé de type p.

La mise en contact de ces deux zones provoquera un champ électrique. En effet, les charges négatives excédentaires du matériau dopé n chercheront à rejoindre les charges positives du matériau dopé p. Et inversement pour les charges positives excédentaires du matériau p. On réalise ainsi ce que l'on appelle une jonction p-n, c'est-à-dire une barrière de potentiel dans le semi-conducteur. Les types de barrières les plus communes sont l'homojonction (jonction p-n dans le même semi-conducteur), l'hétérojonction (jonction p-n entre deux matériaux semi-conducteurs différents) et les barrières Schottky (contact entre un métal et un semi-conducteur). La hauteur de barrière de potentiel et donc l'intensité du champ électrique sont diminuées par polarisation de la jonction en direct qui permet le passage de porteurs. Une polarisation inverse augmentera la hauteur de barrière. Le fonctionnement de la jonction p-n est illustré sur la Fig.3.6 ci-dessous :

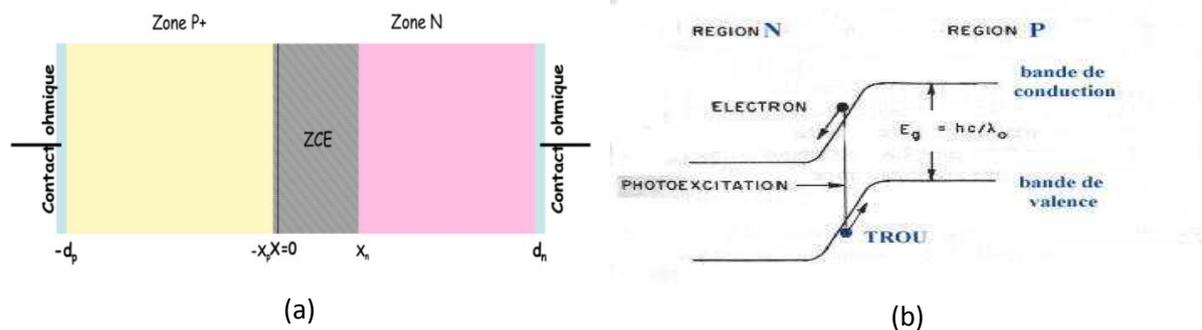


Fig.3.6. Structure (a) et diagramme de bande (b) d'une cellule photovoltaïque.

Dans la zone n ou p, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont envoyés par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) où ils seront majoritaires. Il y aura un photo-courant de diffusion.

Dans la zone de charge d'espace, les paires électrons-trous créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique. Les électrons vont aller dans la région n et les trous vers la région p. Il y aura un photo-courant de génération.

Ces deux contributions s'ajoutent pour former un photo-courant résultant I_{ph} . C'est un courant de porteurs minoritaires. Il est proportionnel à l'intensité lumineuse.

D) La diffusion et les recombinaisons des porteurs.

Malgré le champ électrique créé par la jonction p-n, des recombinaisons au sein de la cellule auront tout de même lieu. Pour évaluer ces recombinaisons, qui dépendent de la qualité du matériau, on utilise la longueur de diffusion des porteurs de charge (L_d). Elle correspond à la distance moyenne que les porteurs peuvent parcourir avant de se recombiner. Elle dépend essentiellement de la qualité du matériau utilisé ainsi que de la mobilité (μ) du porteur concerné :

$$L_d = \sqrt{\tau D_{n,p}} = \sqrt{\mu_{n,p} \tau \frac{kT}{q}} \quad (4)$$

avec, L_d : longueur de diffusion des porteurs (cm)

$D_{n,p}$: coefficient de diffusion des porteurs, électrons ou trous (cm^2s^{-1})

k : constante de Boltzmann (JK^{-1})

T : température (K)

q : charge électronique (C)

τ : durée de vie des porteurs, électrons ou trous, dans le matériau (s)

$\mu_{n,p}$: mobilité des porteurs, électrons ou trous, ($\text{cm}^2\text{V}^{-1}\text{s}^{-1}$)

Dans le volume du matériau, les mécanismes principaux de recombinaisons sont les recombinaisons radiatives, Auger et Shockley-Read-Hall :

- Les recombinaisons radiatives : elles correspondent aux recombinaisons bande à bande d'un électron de la bande de conduction avec un trou de la bande de valence et s'accompagnent de l'émission d'un photon. On utilise cette propriété pour la fabrication de diodes électroluminescentes.

- Les recombinaisons Auger : ce type de recombinaisons intervient lorsqu'une paire électron-trou se recombine en transférant son énergie cinétique à une autre charge libre (électron ou trou). C'est un phénomène qui implique trois particules. Il se manifeste lorsque la densité de porteurs libres dépasse 10^{17}cm^{-3} .

- Les recombinaisons Shockley-Read-Hall : des centres recombinants induits par des défauts présents dans le volume du matériau (atomes dopants, impuretés métalliques, etc.) peuvent être le siège de recombinaisons. Elles dépendent du niveau énergétique introduit par le défaut et de sa section efficace de capture. Ces paramètres sont liés à la qualité cristallographique du matériau.

A la surface du semi-conducteur, la rupture de continuité du réseau cristallin engendre la présence de liaisons pendantes, responsables d'une répartition d'états énergétiques dans le gap.

En conclusion, une cellule solaire photovoltaïque est une diode semi-conductrice qui a été soigneusement conçue et construite pour obtenir un rendement de conversion optimum des rayons lumineux en courant électrique.

2) Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

Après un rappel de la physique de la cellule PV, cette partie traite de ses caractéristiques électriques principales.

A) La courbe courant-tension

Nous avons vu dans la partie précédente que la jonction servant de base à la photopile est une diode. La jonction p-n dans l'obscurité suit donc la relation caractéristique d'une diode :

$$I_{obs} = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (5)$$

Avec V : tension appliquée à la diode (V)

$V_t = kT/q$: potentiel thermodynamique (V)

k : constante de Boltzmann (J.K^{-1})

q : charge de l'électron (C)

T : température absolue (K)

I_s : courant de saturation de la diode (A)

I_{obs} : courant d'obscurité (A)

Le courant délivré sur une charge par une cellule photovoltaïque éclairée s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_{obs} \quad (6)$$

Soit

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (7)$$

I_{ph} est le photo-courant généré, c'est-à-dire la contribution due à l'éclairage (indépendante de la tension aux bornes de la jonction). Elle est proportionnelle à la quantité de lumière reçue par la cellule :

$$I_{ph} = I_{ph0} \times \frac{I_r}{I_{r0}} \quad (8)$$

Où I_r est l'intensité lumineuse éclairant la cellule (Wm^{-2}), I_{r0} , l'intensité des conditions standard ($1000 W m^{-2}$) et I_{ph0} , le photo-courant mesuré dans les conditions standards. Nous reviendrons sur les conditions standard dans la partie 2 du chapitre 4.

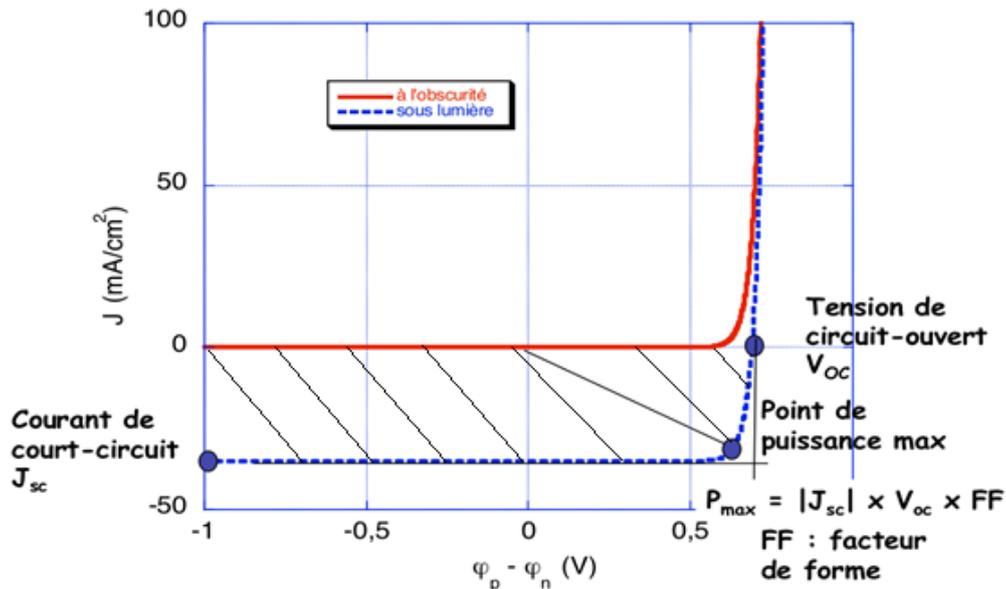


Fig.3.7. Caractéristiques densité de courant en fonction de la tension d'une cellule PV dans l'obscurité et sous illumination

On observe sur la Fig.3.7 que la lumière "déplace" la courbe I-V dans le 4^{ème} quadrant où la cellule représente un générateur de puissance. Le courant est décalé d'une valeur de I_{sc} . Cette valeur est appelée courant de court-circuit. Elle représente le courant délivré par le panneau lorsque celui-ci est en court-circuit, autrement dit lorsqu'il délivre le maximum de courant. Elle est proportionnelle à la quantité de lumière disponible. V_{oc} est la tension de circuit-ouvert. C'est la tension débitée par le panneau lorsque celui-ci ne délivre aucun courant.

La partie hachurée est l'intégration de la courbe sous lumière et représente la puissance délivrée par la cellule. P_{max} est la puissance maximale délivrée par la cellule. Elle est associée aux points V_{max} et I_{max} : $P_{max} = V_{max} \times I_{max}$.

De l'équation (7), on déduit en $V = 0$ que $I_{sc} \approx I_{ph}$ et en $V = V_{oc}$, pour $I_{ph} \gg I_s$, l'équation (9) :

$$V_{oc} = V_t \times \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (9)$$

On remarque que V_{oc} augmente avec le logarithme de I_{ph} et varie linéairement avec la température.

Le facteur de forme (FF) est défini par :

$$FF = \frac{I_{max} \times V_{max}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (10)$$

Le facteur de forme est un paramètre important pour définir la qualité d'une cellule. C'est le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule et la puissance formée par le rectangle $I_{sc} \times V_{oc}$.

C'est un indicateur de la qualité de la jonction ainsi que des résistances série ou parallèle qui s'opèrent dans la cellule. Plus le facteur de forme se rapproche de 1 et meilleure est la cellule.

Malheureusement, la cellule PV en condition d'utilisation ne peut pas être considéré comme une diode idéale et comporte des résistances parasites en série (R_s) et en parallèle (R_{sh}). Ces deux types de résistances auront pour effet de diminuer le facteur de forme et par conséquent la puissance délivrée par la cellule.

- La résistance série : R_s est principalement due à la résistance en volume du semi-conducteur, aux contacts métalliques et interconnexions, au transport des porteurs à travers la couche diffusante, aux résistances de contact avec les contacts métalliques des électrodes. Elle agit de manière peu prononcé sur le courant de court-circuit et peut être déterminée à partir de la courbe I-V en calculant la dérivée de celle-ci aux alentours de V_{oc} . Plus R_s est faible et meilleure est la cellule.

- La résistance parallèle : R_{sh} est due aux impuretés proches de la jonction et au fait que la jonction p-n (ou p-i-n pour le silicium amorphe) ne soit pas idéale. Ce qui causera des courants de fuite dans la jonction. Elle agit de manière peu prononcée sur la tension en circuit-ouvert et peut être déterminée à partir de la courbe I-V en calculant la dérivée de celle-ci aux alentours de I_{sc} . Plus R_{sh} est forte et meilleure est la cellule.

L'équation (7) devient alors, en incluant ces résistances parasites :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{(V + I.R_s)}{R_{sh}} \quad (11)$$

Le rendement de conversion est défini comme le rapport entre la puissance maximale produite par la cellule PV et la puissance du rayonnement solaire incident :

$$\eta = \frac{P_{max}}{E \times S} \quad (12)$$

E est l'éclairement incident ($W m^{-2}$), S est la surface de ce module (m^2).

On mesure le rendement dans des conditions de référence, c'est à dire sous un éclairement normal de $1000 Wm^{-2}$, à la température de $25^\circ C$ et sous un spectre AM1.5. Ces conditions normalisées sont dites «STC» pour Standard Test Conditions. (voir partie 2 du chapitre 4).

Le rendement d'une cellule est très important car grâce à ce paramètre, différentes cellules peuvent être comparées.

La puissance maximale délivrée par un panneau dans ces conditions est dite puissance-crête, exprimée en watts-crête (W_c ou W_p).

Une grande partie des principales caractéristiques d'une cellule PV s'obtient grâce à la courbe I-V. Il reste cependant un caractère important que nous ne sommes pas en mesure d'avoir juste en traçant la courbe I-V : le courant délivré par la cellule en fonction de la longueur d'onde du rayonnement incident. En d'autre terme, la réponse spectrale (RS).

B) La réponse spectrale

Les photons ayant une énergie supérieure au gap du semi-conducteur pourront créer une paire électron-trou. L'énergie excédentaire sera perdue, elle aussi en fonction de la longueur d'onde de la lumière. Une autre technique fondamentale de caractérisation est la réponse spectrale. Elle permet d'apporter des informations sur la capacité de la cellule à produire un photo-courant en fonction de

la longueur d'onde du rayonnement incident. Par exemple, les RS de cellules au silicium cristallin et au silicium amorphe sont représentées sur Fig.3.8.

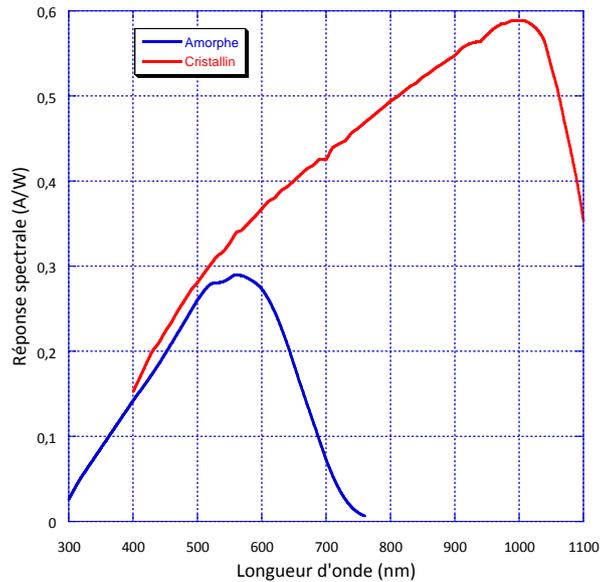


Fig.3.8. Réponse spectrale d'une cellule amorphe et d'une cellule cristalline

Le photo-courant est proportionnel au flux lumineux incident (E_{inc}), pénétrant dans la cellule et à la charge électronique (q). $q(1-R)E_{inc}$ représente la densité de courant correspondant à un flux de charges élémentaires égal au flux de photons absorbés. C'est le photo-courant qu'il y aurait si chaque photon pénétrant dans la cellule contribuait pour une charge élémentaire au courant.

On définit le rendement quantique interne (IQE: Internal Quantum Efficiency) de la cellule comme le nombre d'électrons passant de la bande de valence à la bande de conduction par photon incident. Il s'écrit :

$$IQE = \frac{J_{ph}}{q(1-R)E_{inc}} \quad (13)$$

J_{ph} est la densité de photo-courant ($A m^{-2}$), q est la charge élémentaire (C), R est le coefficient de réflexion de Fresnel et E_{inc} est le flux incident ($W m^{-2}$).

Un autre paramètre intéressant de la cellule, plus accessible expérimentalement, est RS. RS est le courant généré par la cellule par rapport à l'énergie apportée par longueur d'onde du rayonnement incident. Elle s'exprime de la manière suivante :

$$RS = \frac{q\lambda}{hc} \times IQE = \frac{q \times n_e}{\frac{hc}{\lambda} \times n_{ph}} = \frac{I_{sc}}{P_{inc}} \quad (14)$$

Où n_e est le flux d'électrons qui circule, par unité de temps, en court-circuit dans la cellule et n_{ph} le flux de photons de longueur d'onde λ arrivant sur la cellule par unité de temps.

RS est donc la valeur de I_{sc} de la cellule par unité de flux monochromatique incident. Elle est accessible expérimentalement : on utilise une diode étalonnée (dont on connaît la courbe RS_d) pour mesurer le flux lumineux que l'on notera ϕ_d (flux sur la diode). On mesure la densité de courant générée par cette diode à chaque longueur d'onde $J_d(\lambda)$ et on obtient le flux $\phi_d(\lambda)$ grâce à l'équation suivante :

$$RS_d(\lambda) = \frac{J_d(\lambda)}{\phi_d(\lambda)} \quad (15)$$

On mesure la densité de courant généré par l'échantillon à chaque longueur d'onde $J_{éch}(\lambda)$ et on associe le flux reçu par l'échantillon $\phi_{éch}(\lambda)$ qui correspond à celui reçu par la diode, à un coefficient

(k) près. Ce coefficient est dû au système optique qui n'est pas parfaitement symétrique. On obtient donc la réponse spectrale de l'échantillon, $RS_{\text{éch}}(\lambda)$, suivante :

$$RS_{\text{éch}}(\lambda) = \frac{J_{\text{éch}}(\lambda)}{\Phi_{\text{éch}}(\lambda)} = \frac{J_{\text{éch}}(\lambda)}{k \times \frac{J_d(\lambda)}{RS_d(\lambda)}} \quad (16)$$

La mesure de RS permet de relier les performances d'une cellule PV à un paramètre physique correspondant à sa capacité à produire le photo-courant. Le courant de court-circuit I_{sc} , un des paramètres décisifs des performances d'une cellule, peut être extrait de $RS(\lambda)$ par l'intégrale de la densité de courant de court-circuit en longueur d'onde sur la surface :

$$I_{sc} = \int_{\lambda} S \times J_{sc}(\lambda). d\lambda = \int_{\lambda} S \times P_{inc}(\lambda) \times RS(\lambda). d\lambda \quad (17)$$

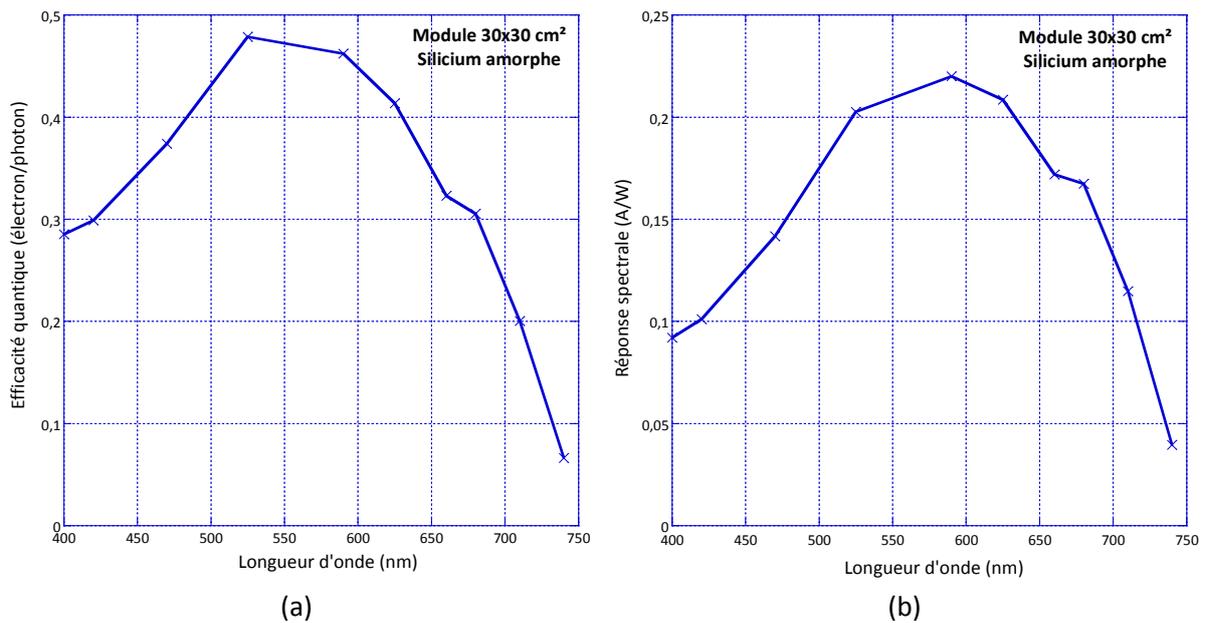


Fig.3.9. IQE (a) et réponse spectrale (b) d'une cellule au silicium amorphe caractérisée au LGEP

La réponse spectrale et le rendement quantique d'un module au silicium amorphe de taille 30 cm × 30 cm représentés sur la Fig.3.9 ont été réalisés grâce au système de Christophe Longeaud monté au LGEP [6] qui permet l'acquisition de RS de modules PV. Il faut préciser que le rendement quantique ici est le rendement quantique externe qui ne prend pas en compte la réflexion.

Cette dépendance en réponse à la longueur d'onde incidente rend la cellule dépendante du spectre incident. La réponse spectrale est la courbe de réponse d'une cellule en fonction de la couleur du rayonnement incident. Elle permet de regarder quelle gamme de longueurs d'ondes chaque matériau absorbe le mieux. En effet, nous verrons par la suite que chaque matériau a sa propre RS.

3) La modélisation électrique d'une cellule PV

La modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque offre trois avantages importants : une facilité d'utilisation grâce au circuit électrique équivalent, une vulgarisation des propriétés du système et donc la compréhension de phénomènes complexes en est facilitée.

Dans le cas où la cellule se comporte en générateur de puissance, il existe plusieurs modèles électriques, aussi appelés circuits équivalents, pour reproduire le comportement de la cellule à l'aide de composants électroniques [7], [8] et [9]. Les circuits utilisés le plus fréquemment dans la littérature pour modéliser les cellules cristallines constituées d'une jonction p-n sont les circuits à une et deux diodes (Fig.3.10).

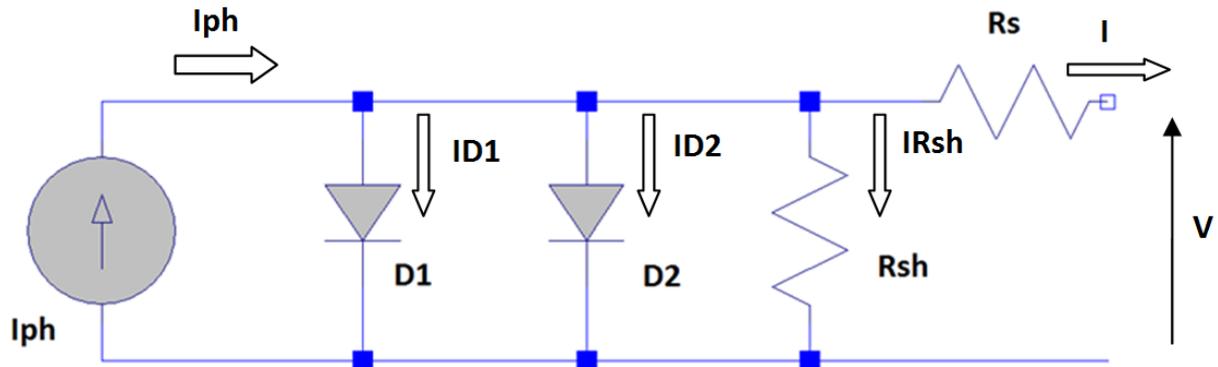


Fig.3.10. Schéma équivalent d'une cellule PV : modèle à deux diodes

On déduit du schéma de la Fig.3.10, l'équation caractérisant la variation du courant en fonction de la tension à l'aide des lois de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_{R_{sh}} \quad (18)$$

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{n_1 kT}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{n_2 kT}\right) - 1 \right] - \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \quad (19)$$

I_{01} est le courant de saturation de la première diode due à la diffusion (voir partie A de ce chapitre) et I_{02} celui de la deuxième diode due aux recombinaisons, n_1 et n_2 sont respectivement les facteurs d'idéalité de ces deux diodes. Le facteur d'idéalité de la diode de recombinaisons varie beaucoup d'une cellule à une autre, ce qui témoigne d'une fréquence de recombinaison plus ou moins grande suivant le matériau et sa qualité. Le modèle à une diode ne fait pas la distinction entre la diffusion et la recombinaison et inclut les deux dans une même diode.

Les résistances R_s et R_{sh} tiennent compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule. R_s est due à la contribution des résistances de base, du front de la jonction et des contacts avant et arrière. R_{sh} rend compte des courants de fuites engendrés par des impuretés métalliques dans la jonction ou encore des imperfections du réseau cristallin. La connaissance des valeurs de ces résistances parasites est importante dans l'étude de la qualité du matériau et la recherche de l'amélioration du rendement d'une cellule. En effet, le facteur de forme est directement lié à ces deux résistances. Plus R_{sh} est grand, moins il y a de courants de fuite et meilleur est le facteur de forme. Plus R_s est petit, moins il y a de pertes résistives à l'interface entre le métal et le semi-conducteur ou à la surface du semi-conducteur et meilleur est le facteur de forme.

Les paramètres de ces circuits équivalents sont calculés expérimentalement à l'aide de la caractéristique courant-tension, de la cellule dans l'obscurité (cf. Fig.3.11). L'équation (19) étant non linéaire, des programmes sont utilisés pour ajuster au mieux les paramètres afin que les courbes modélisées correspondent aux valeurs expérimentales. Dès lors que l'on a connaissance de ces paramètres, il est possible de reproduire, à l'aide du circuit équivalent, le comportement d'une cellule cristalline sous n'importe quel éclairage. Il suffit alors de superposer la source lumineuse (I_{ph} dans le modèle) aux caractéristiques des diodes à l'obscurité. En d'autres termes, on fait juste varier I_{ph} . Nous verrons un peu plus loin que ce n'est en revanche pas le cas pour les cellules au silicium amorphe pour lesquelles il faut ajouter un terme si l'on souhaite modéliser leur comportement correctement.

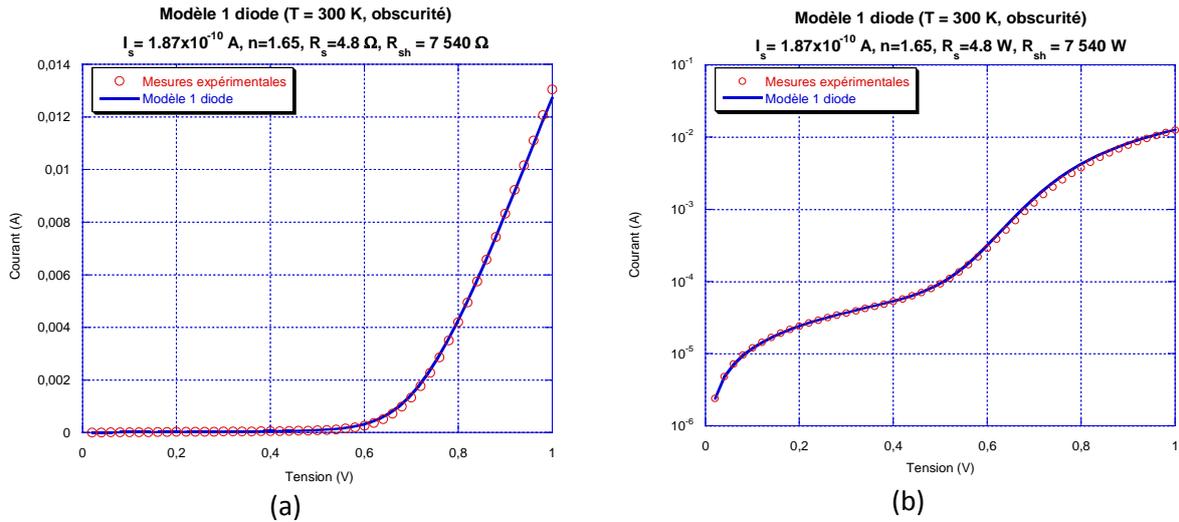


Fig.3.11. Caractéristiques I-V d'une cellule au silicium amorphe et du modèle à 1 diode implémenté sous Matlab dans l'obscurité en échelles linéaire(a) et logarithmique (b)

Contrairement aux cellules cristallines, il ne suffit pas de faire varier l'éclairement par l'intermédiaire de l'équation (6) pour reproduire le comportement d'une cellule au silicium amorphe. Il faut pour celle-ci, prendre en compte le fait que les porteurs minoritaires ne diffusent pas de façon linéaire dans la jonction p-i-n. Le silicium amorphe comporte des liaisons pendantes qui agissent comme des centres de recombinaison. Nous reviendrons plus en détail sur ces propriétés dans la partie 4 de ce chapitre. Les pertes par recombinaisons sont proportionnelles à la concentration de porteurs et par conséquent au photo-courant [10]. Il faut donc ajouter au modèle "classique" à 1 ou 2 diodes, un terme (I_{rec}) qui prenne en compte ces pertes dans la couche i, proportionnelles à l'intensité lumineuse [11].

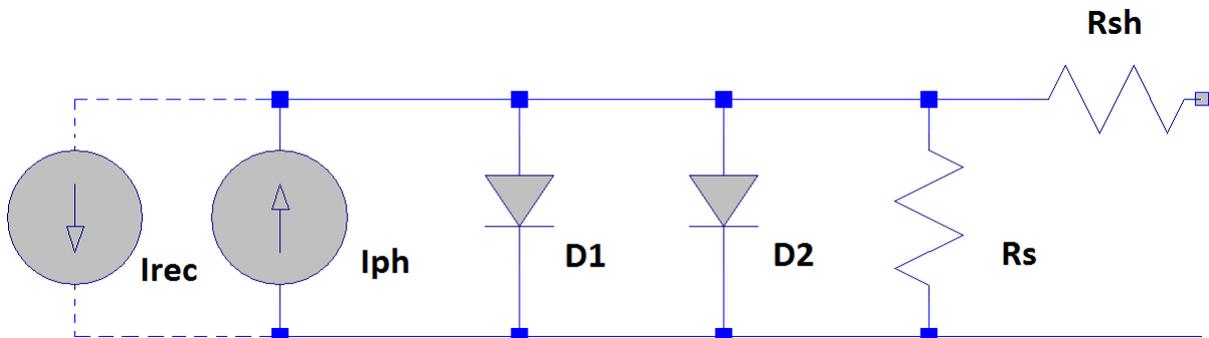


Fig.3.12. Circuit équivalent d'une cellule au silicium amorphe avec le terme I_{rec} qui prend en compte les pertes par recombinaison dans la couche i

L'équation de ce nouveau terme est la suivante:

$$I_{rec} = I_{ph} \times \frac{d_i^2}{(\mu\tau)_{eff} [V_{bi} - (V - IR_s)]} \quad (13)$$

Où d_i est l'épaisseur de la couche intrinsèque (cm), $(\mu\tau)_{eff}$ est la combinaison des produits $\mu\tau$ des électrons et des trous (cm^2V^{-1}) et V_{bi} est la tension de bandes plates (V).

On ajoute ce nouveau terme à l'équation (18) :

$$I = I_{ph} - I_{rec} - I_{D1} - I_{D2} - I_{R_{sh}} \quad (20)$$

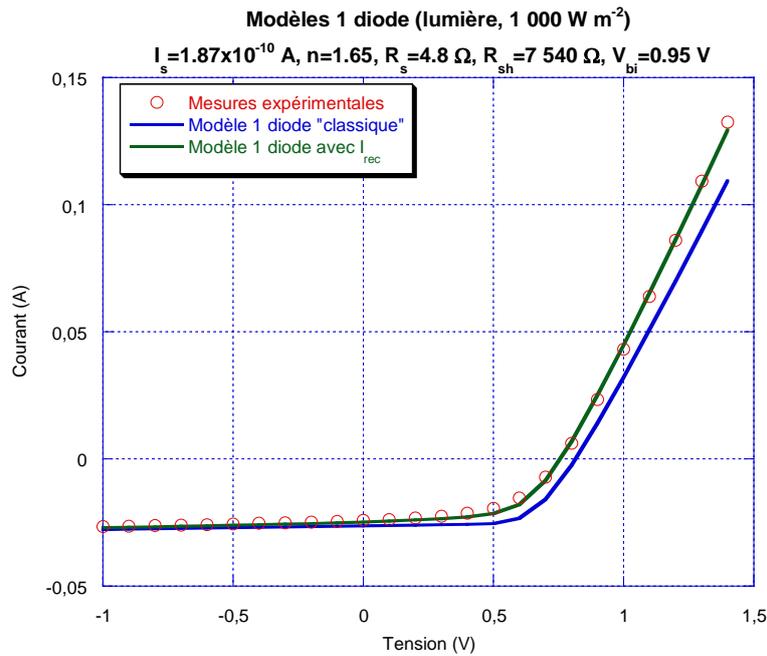


Fig. 13. Caractéristiques I-V d'une cellule au silicium amorphe et modèles à 1 diode "classique" et avec I_{rec} implémentés sous Matlab

Nous rappelons que ces modèles modélisent les caractéristiques d'une cellule uniquement avant la tension de claquage de la cellule (cf. Fig.3.15) car ils ne prennent pas en compte ce phénomène. Sur la Fig.3.15, on note qu'il n'y a aucun point dans le quadrant 4. Ceci est parfaitement normal car les mesures sont effectuées à l'obscurité et le module ne produit donc pas d'énergie.

Un autre cas peut se produire. En effet, si une tension est imposée aux bornes d'une cellule alors celle-ci absorbera de la puissance. La caractéristique I-V de la cellule se trouvera alors dans le 3^{ème} quadrant (récepteur) sur la Fig.3.15. C'est le cas par exemple lorsqu'il y a des discontinuités d'éclairage entre les cellules d'un même module à cause d'ombrages, par exemple, ou de cellules défectueuses. Nous reviendrons sur ce point dans le chapitre 4. Il peut en résulter des phénomènes de points chauds (hot spot). L'équation (18) n'est valable que si la tension inverse reste inférieure à une valeur limite, la tension de claquage (V_{br}). Au-delà, la forte intensité du champ électrique interne sépare des paires électrons-trous. Les électrons ainsi libérés sont accélérés et vont créer de nouvelles ionisations par choc : il y a effet d'avalanche et le courant inverse croît extrêmement vite. La jonction est en général détruite par effet thermique. Ce phénomène est illustré dans la Fig.3.15 lorsque l'on regarde les points au delà de -5 V. On observe également que la chute de courant n'intervient pas à la même tension ni avec la même pente selon les cellules. Cela s'explique par le fait que les défauts ou impuretés dans le matériau sont les vecteurs principaux de cette chute de courant [12]. C'est donc en ces points qu'un fort courant passera et par conséquent que le matériau chauffera (Fig.3.14).

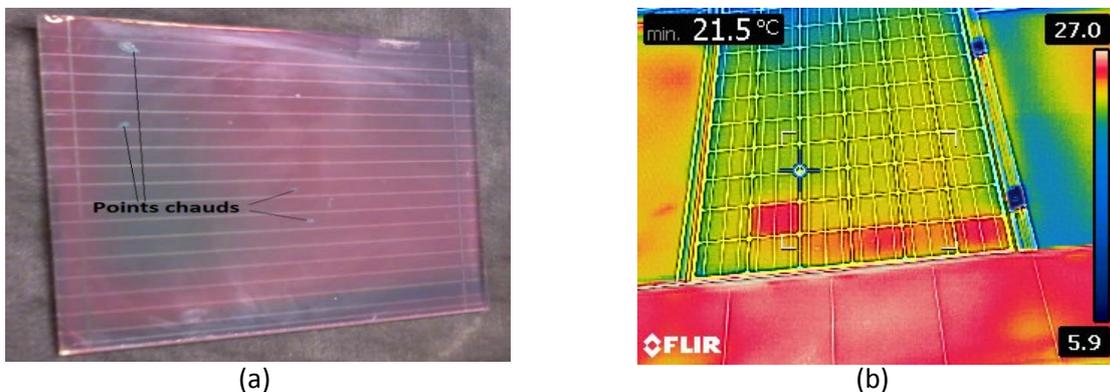


Fig.3.14. Points chauds apparus après polarisation en inverse des 16 cellules d'un module au silicium amorphe (a) et sur le module HIT (image infrarouge) de PV1 (b)

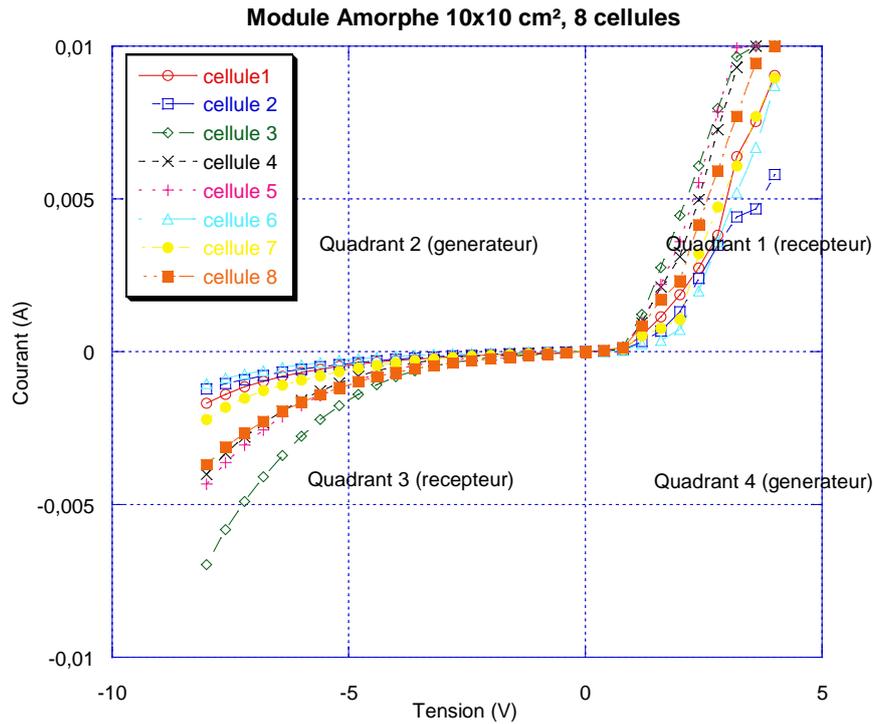


Fig.3.15. Caractéristiques I-V complètes de 8 cellules d'un module au silicium amorphe

Une modification de $I_{R_{sh}}$, qui contrôle la caractéristique en tension inverse, peut être faite afin de prendre en compte ce phénomène dans le circuit équivalent du modèle à 1 diode [10].

$$I_{R_{sh}}^* = \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \times \left\{ 1 + a \left(1 - \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \frac{V_{br}}{V_{br}} \right)^{-m} \right\} \quad (21)$$

Avec V_{br} la tension de claquage (V), a la fraction de courant ohmique participant à l'avalanche et m l'exposant de l'avalanche.

Une dernière donnée à prendre en compte pour modéliser le plus finement possible une cellule PV, est de tenir compte de la variation de R_{sh} en fonction de l'intensité lumineuse. En effet, comme on peut l'observer sur la Fig.3.16 où sont représentés plus de six mois de mesure I-V sur des panneaux de différentes technologies réalisées au LGEP en extérieur, R_{sh} diminue de façon exponentielle avec l'intensité lumineuse.

$$R_{sh} = R_{sh}(G_{ref}) + [R_{sh}(0) - R_{sh}(G_{ref})] \times \exp \left[-R_{shex} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \right] \quad (22)$$

Où $R_{sh}(0)$ est la résistance parallèle lorsque l'intensité lumineuse est 0 Wm^{-2} , $R_{sh}(G_{ref})$, pour une intensité lumineuse de référence (1000 Wm^{-2}) et R_{shex} , une valeur empirique, dépendante de la technologie.

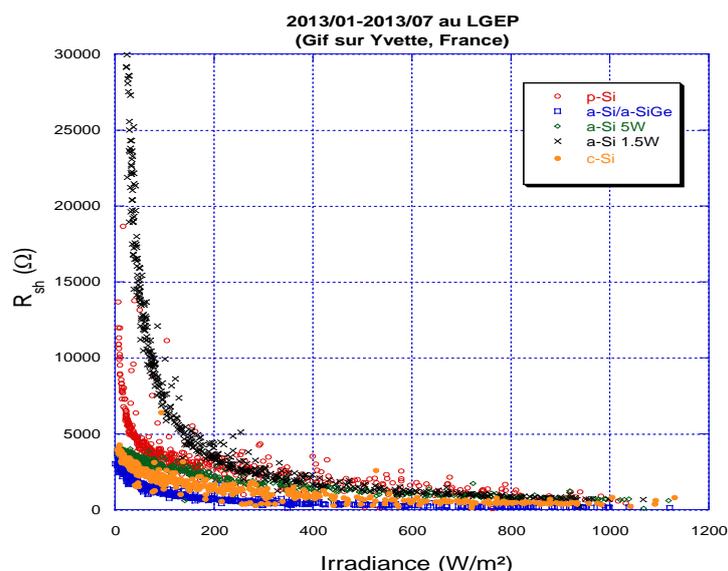


Fig.3.16. R_{sh} de 5 modules PV en fonction de l'intensité lumineuse, mesures effectuées au LGEP, Gif sur Yvette (France) du 01/2013 au 07/2013

Le logiciel PVsyst [12] utilisé dans le monde entier pour l'analyse de solutions et le calcul de rentabilité d'un projet PV, se base sur ce modèle à 1 diode en incluant la recombinaison pour les modules au silicium amorphe et la variation exponentielle de R_{sh} en fonction l'intensité lumineuse. Nous reviendrons sur ce point de façon plus approfondie dans la première partie du chapitre 6.

4) Les technologies de cellules PV

Comme il a été introduit dans la partie précédente, il existe plusieurs technologies de cellules qui ont toutes des propriétés différentes. Nous parlerons, dans ce chapitre, uniquement des filières utilisées pour la fabrication des modules commerciaux, pour applications terrestres, étudiés dans notre cas. Ce qui exclut la description des cellules de 3^{ème} génération.

Le but est, ici, d'énoncer les principales caractéristiques de chacune pour pouvoir par la suite comprendre leur comportement dans différentes conditions d'utilisation. Nous n'aborderons pas les procédés de fabrication de ces différentes filières car ce n'est pas l'objet de cette thèse.

Les cellules dont nous disposons pour cette thèse, sont formées de silicium cristallin, de silicium amorphe, de CIS et de CdTe. Ce sont des cellules/modules que l'on retrouve aisément dans le commerce.

On peut distinguer deux grandes familles de matériaux photovoltaïques :

- Les matériaux solides cristallisés
- Les couches minces solides

A) Les cellules photovoltaïques au silicium cristallin

Les cellules les plus utilisées sont encore aujourd'hui les cellules au silicium cristallin, dite de première génération (80% des panneaux sur le marché).

a) Les matériaux solides cristallisés (c-Si, p-Si, μ c-Si)

La recherche sur la filière du silicium cristallin a débuté dans les années 1950 en France et a pour principal but de réduire les coûts de production en mettant en jeu les problèmes de rendements en fonction des épaisseurs de cellules. Les recherches actuelles dans le silicium s'effectuent au niveau

de l'amélioration de divers procédés tels que la purification, la cristallisation et l'élimination des impuretés, pour atteindre des rapports coûts/rendement optimaux.

Les avantages du silicium cristallin sont :

- Ce semi-conducteur de type IV se dope facilement avec du bore et du phosphore ;
- Le Silicium est le deuxième élément le plus fréquent de la croûte terrestre : O_2 (46%), Si (28%), Al (8%) ;
- Il possède un oxyde naturel SiO_2 présentant d'excellentes propriétés électroniques ;
- Les technologies de production sont aujourd'hui matures et leur industrialisation ne pose pas de difficulté ;
- Les cellules PV offrent un rendement de conversion élevé ;
- La durée de vie et le vieillissement des cellules PV sont maîtrisés.

Les inconvénients principaux de cette technologie sont :

- Un coût de fabrication élevé ;
- Une performance qui diminue fortement lorsque la température de module augmente ;
- Une performance qui diminue fortement à faible éclairement ;
- Presque aucune flexibilité d'utilisation (surface rigide...) ;
- Un gap indirect à 1.12 eV : pour absorber 90% de l'énergie reçue, il faudrait une épaisseur de 100 μm , ce qui est conséquent notamment par rapport aux couches minces que nous verrons par la suite. De plus, cela fait qu'il n'est pas le mieux adapté pour capter la part maximale du spectre solaire.

La cellule au silicium monocristallin est constituée d'un seul cristal. Elle a un aspect uniforme, de couleur gris bleuté, ou noir. Il existe également des cellules composées de plusieurs cristaux assemblés, dites au silicium microcristallin (grains plus petits que 1 μm), polycristallin (grains plus petits que 1 mm) ou multicristallin (grains plus petits que 10 cm). On peut les reconnaître, si les grains sont suffisamment épais, car elles forment une mosaïque de macles.

Le rendement des cellules monocristallines est actuellement de l'ordre de 15 à 19% en industrie et de 25% en laboratoire. Pour les cellules au silicium multicristallin, le rendement en industrie est de 12 à 16% et 20.4% en laboratoire.

Cependant, il existe de nos jours des solutions qui permettent d'augmenter significativement les rendements comme les cellules à hétérojonction qui consistent à déposer des couches de silicium amorphe sur une ou deux faces d'une plaquette cristalline. Un de ces procédés existant et actuellement mis sur le marché est le procédé HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer), qui se substitue au procédé standard de fabrication des cellules cristallines, en atteignant des rendements commerciaux de l'ordre de 20%. Le silicium amorphe permet de réaliser l'hétérojonction; l'absorbeur étant le silicium cristallin.

b) La structure des cellules cristallines

Toutes les cellules ne sont pas fabriquées exactement de la même façon. Aussi, nous décidons de prendre pour donnée une composition assez générale, représentée sur la Fig.3.17. Composition d'une cellule photovoltaïque cristalline « classique »(a) et d'une cellule HIT (b)Fig.3.17 (a), pour observer les différentes composantes d'une cellule. Nous ne parlerons pas, par exemple, des cellules à contacts inter-digités ou à hétérojonction, que nous n'utiliserons pas par la suite.

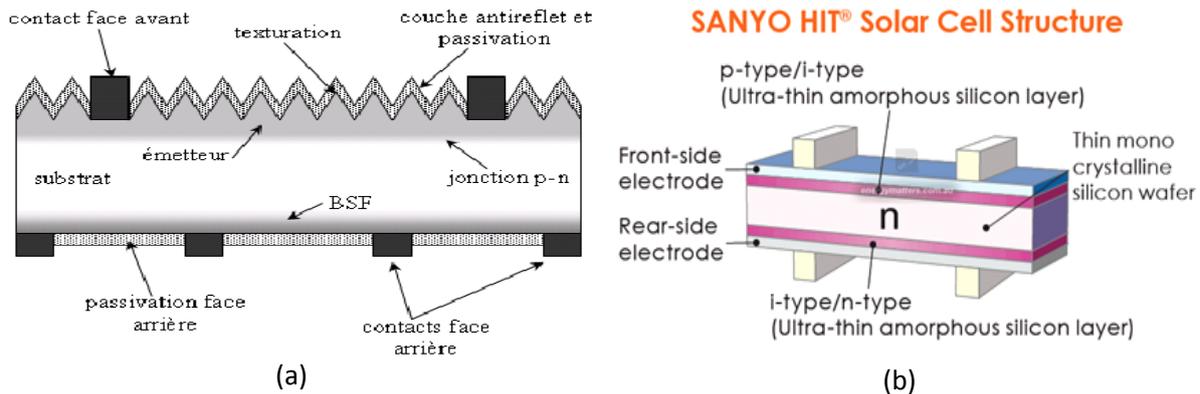


Fig.3.17. Composition d'une cellule photovoltaïque cristalline « classique »(a) et d'une cellule HIT (b)

c) Quelques propriétés des cellules cristallines

- Influence de l'éclairement : la tension baisse de manière importante lorsque l'éclairement descend en dessous de $30-50 \text{ W m}^{-2}$. Cela est pénalisant pour l'emploi du cristallin dans les pays à climat tempéré ou encore sous lumière artificielle.
- Influence de la température : une cellule cristalline a une perte de l'ordre de $0.4\%/^{\circ}\text{C}$, en puissance, pour une température supérieure à 25°C , principalement due à une chute de la tension.
- Propriétés physiques :
 - Masse atomique : 28
 - Température de fusion : 1496°C
 - Structure tétraédrique cubique faces centrées
 - Hybridation : sp^3
 - Gap optique à l'état cristallin 1.12 eV

B) Les cellules photovoltaïques en couches minces

Les couches minces consistent en un dépôt de matériaux semi-conducteurs sur un substrat rigide ou souple. Il existe plusieurs technologies de couches minces commercialisées dont trois voies qui semblent s'imposer, même si cela ne représente actuellement pas plus de 20% du marché PV : le silicium amorphe, le tellure de cadmium (CdTe) et les combinaisons à partir du diséléniure de cuivre et d'indium (CIS ou CIGS lorsque du gallium est ajouté).

Elles présentent les avantages suivants :

- un fort potentiel de réduction des coûts liés à des processus de fabrications peu onéreux : utilisation de verre de faible qualité ou de polymères comme substrat, sur lesquels on dépose une mince couche active ;
- une flexibilité de mise en œuvre des matériaux, notamment avec l'utilisation de substrats souples ;
- la possibilité d'obtenir des cellules semi-transparentes.

Les principaux inconvénients sont :

- le rendement encore faible ;
- la rareté de certains matériaux ;
- la toxicité de certains matériaux.

Les couches minces nécessitent beaucoup moins de matières que le silicium cristallin (moins de $1\mu\text{m}$ contre $100\mu\text{m}$ pour le silicium cristallin).

a) Les couches minces au silicium

Le silicium amorphe est un semi-conducteur ayant d'excellentes propriétés optiques, mais de faibles propriétés électroniques, ce qui mène à des rendements modules dans l'industrie assez faible, de

l'ordre de 6 à 8% (13.4%, record cellule en laboratoire). Le processus de fabrication présente en revanche des coûts peu onéreux.

Les principales différences avec les cellules cristallines sont que les cellules sur couches minces de silicium amorphe ont besoin de support pour leur tenue mécanique et qu'elles ne peuvent pas être basées sur une simple jonction p-n : l'effet de diffusion est négligeable pour le silicium amorphe. Sa longueur de diffusion est de l'ordre de 150 nm contre 10 à 200 μm pour le silicium cristallin. Les porteurs de charges minoritaires ne peuvent pas aller très loin dans le silicium amorphe et donc une structure de jonction p-n comme dans le cristallin ne pourrait, en aucun cas, collecter les porteurs des photons générés dans une très petite couche près de la surface illuminée. D'autre part les couches dopées p et n du silicium amorphe sont très défectueuses et présentent des taux de recombinaison importants. C'est pourquoi on place une zone intrinsèque beaucoup moins défectueuse entre deux couches dopées extrêmement minces. Ces couches dopées créent un champ interne qui doit s'étendre sur toute l'épaisseur de la cellule afin de collecter les porteurs engendrés dans la zone intrinsèque.

En raison des méthodes d'élaboration, (évaporation, pulvérisation, décomposition d'hydrure gazeux comme SiH_4 dans du plasma), le silicium amorphe a une structure désordonnée. Il faudrait citer la Fig.3.18. D'autre part l'épaisseur de la couche intrinsèque n'est pas de 2-8 μm mais de 200-300 nm. Les couches dopées ont une épaisseur entre 30 et 60 nm.

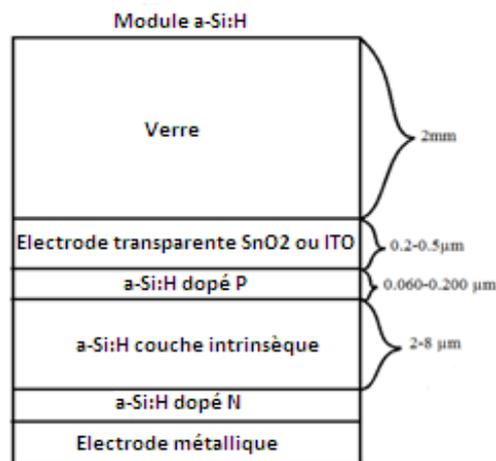


Fig.3.18. Structure d'une cellule au silicium amorphe hydrogéné [14]

b) Quelques propriétés des couches minces au silicium

- Influence de l'éclairement : Une particularité du silicium amorphe est qu'il continue à produire de l'électricité à très faible éclairement ($<20 \text{ W m}^{-2}$), contrairement aux autres technologies. C'est pour cette raison qu'on l'utilise pour les appareils en usage intérieur (calculatrices, montres).

- Influence de la température : une cellule au silicium amorphe a une perte de l'ordre de 0.2%/°C en puissance en moyenne, pour une température de fonctionnement supérieure à 25°C. Mais ce coefficient dépend de la cellule. Il peut très bien être proche de 0 ou voire être même positif.

- Effet de stabilisation sous lumière : une autre spécificité des cellules au silicium amorphe est l'effet Staebler-Wronski [15]. Le matériau qui comporte un certain nombre de défauts à l'échelle atomique, se dégrade de 10 à 15 % pour une multi-jonction et de 20 à 25% pour une simple jonction pendant les premiers temps d'exposition au soleil (typiquement, les 1 000 premières heures d'exposition) à la suite de quoi, il se stabilise. Ce phénomène est lié aux défauts métastables du matériau qui s'activent aux premières heures d'illumination. Il s'agit d'une baisse de la photoconductivité du matériau sous fort éclairement et cet effet dépend de l'épaisseur de la jonction et des conditions de dépôt. Il est en partie réversible : lorsque les panneaux sont exposés dehors, ils

récupèrent une partie de leur puissance perdue en été lorsque la température est élevée (>60°C dans les cellules) de même lors d'un recuit (par ex 150°C).

Une solution pour augmenter le rendement de ces cellules consiste à déposer sur un substrat à faible coût du silicium microcristallin (20 à 100 μm) également à l'aide d'un plasma à haute pression, ce qui permet d'éviter la phase de sciage, en combinaison avec du silicium amorphe sous forme de double jonction. Le rendement de ces cellules, dite tandem, peut atteindre 10 à 11%.

c) Le tellure de cadmium

La technologie à base de CdTe présente des rendements en dessous du cristallin, de l'ordre de 7 à 9% en industrie (21.0%, record cellule en laboratoire) mais bénéficie d'un faible coût à la production. Sa capacité d'absorption de la lumière et son coefficient thermique avantageux lui permettent d'être en adéquation presque parfaite avec le spectre solaire. Son principal inconvénient est sans nul doute la limitation naturelle de la quantité de tellure sur terre qui oblige la recherche à réduire au maximum son épaisseur, qui avoisine aujourd'hui 3 μm . De plus, le cadmium est toxique. Il faut tout de même préciser que celui-ci est dangereux seulement lors de la fabrication et qu'un module PV ne contient que très peu de cadmium : un module CdTe de 60W (~12 kg) contient environ 2g de Cd.

Sa structure consiste en une couche d'absorption en CdTe qui est placée sur un substrat de verre au contact d'autres couches de jonction, puis couverte par une plaque de verre qui scelle le panneau hermétiquement. Comme on ne sait pas réaliser de jonction p-n sur CdTe, une hétérojonction est formée en déposant un autre semi-conducteur peu absorbant, le sulfure de cadmium (CdS type n).

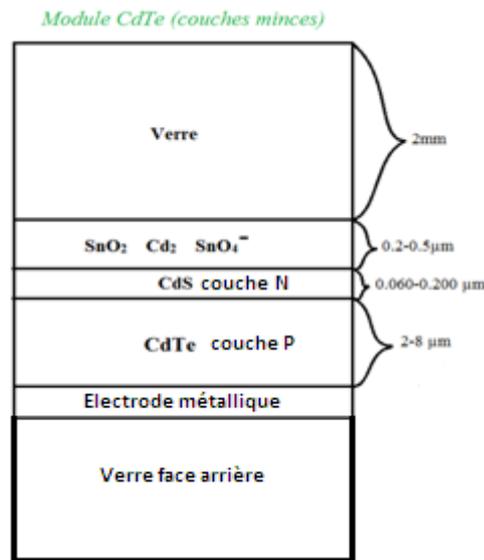
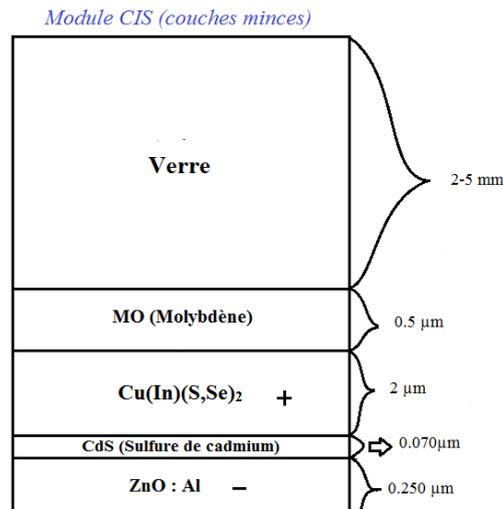


Fig.3.19. Structure d'une cellule CdTe

d) Le diséléniure de cuivre et d'indium

Le CIS partage des points communs avec le CdTe : la faible disponibilité de l'indium (une centaine d'années selon Indium Corporation) oriente la recherche à travailler sur la réduction de l'épaisseur de ce composant (2 μm aujourd'hui). Il nécessite également une couche de CdS pour former une jonction p-n. On peut associer une quantité limitée de gallium (CIGS) pour améliorer ses propriétés d'absorption. Il présente le plus fort coefficient d'absorption des semi-conducteurs PV.

Sa stabilité, son haut rendement par rapport aux autres couches minces (13% pour certains modules commerciaux et 21.0% pour les cellules en laboratoire) ainsi que son coût de fabrication relativement peu onéreux permettent à cette technologie de croître rapidement.



C) Les cellules photovoltaïques de troisième génération

Il existe d'autres cellules, dites de troisième génération, qui reposent sur des macromolécules et des nanoparticules dont les procédés de fabrication sont bien moins consommateurs d'énergie et, potentiellement, d'un coût de revient plus faible : les cellules organiques et les cellules à colorants. Malheureusement pour l'industrie PV, ces cellules manquent de stabilité dans le temps, ce qui entraîne une durée de vie, lorsqu'elles sont exposées au soleil, trop courte pour les applications PV.

Une autre catégorie de cellules appartenant à la troisième génération, basées cette fois-ci sur une logique de très hauts rendements, sont les cellules à multijonctions qui peuvent atteindre un rendement de plus de 40% en laboratoire et une limite théorique de 81%. Ces cellules sont en revanche très onéreuses et ne sont utilisées, pour le moment, que dans le domaine du spatial ou du solaire à concentration.

Les cellules de troisième génération sont, pour l'instant, soit au stade de recherche, soit appliquées pour des domaines autre que le solaire PV terrestre (sans concentration). Elles n'entrent donc par conséquent pas dans le cadre de cette thèse et c'est pour cette raison que nous ne détaillerons pas ces technologies.

5) Conclusion

Il est rappelé dans ce chapitre le principe de la conversion photovoltaïque, les caractéristiques électriques fondamentales à prendre en compte qui sont illustrées à partir de mesures effectuées en laboratoires à l'aide de modules amorphes et cristallins. Nous exposons ensuite plusieurs schémas électriques qui permettent de modéliser une cellule PV que nous comparons aux mesures I-V afin de déterminer la pertinence de ces modèles et leur précision.

Enfin nous discutons des différentes technologies de cellules PV et plus particulièrement de celles qui sont actuellement les plus présentes et qui feront l'objet de plusieurs études menées lors de cette thèse, à savoir le silicium cristallin, le silicium amorphe, le CIS, le CdTe et les cellules HIT.

Bibliographie

- [1] A. Wagner, Peak-Power And Internal Series Resistance Measurement under Natural Ambient Conditions, EuroSun Conference, 2000 Copenhagen, June 19-22, 2000.
- [2] D.L. King, Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions, Proceeding of NREL/SNL Photovoltaic Program Review Meeting, Lakewood, Colorado, November 18-22, 2000.
- [3] A. Ricaud, Photopiles solaires: de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés, Presses polytechniques et universitaires romandes, p. 199, 1997.
- [4] W. Shockley and H.J. Queisser, Detailed balance limit of efficiency of p-n Junction solar cells, J.Appl.phys.32, 510, 1961.
- [5] M.A. Green :Third Generation photovoltaics: Advanced Solar Electricity Generation. Springer. Berlin, 75,2003.
- [6] C. Longeaud.Brevet pour le système de réponse spectrale
- [7] A.S.H. van der Heide, A. Schönecker, J.H. Bultman and W.C. Sinke, Explanation of High Solar Cell Diode Factors by Nonuniform Contact Resistance, Progress in Photovoltaic, Vol. 13, N°1, pp. 3 – 16, 2005
- [8] J.H. Smith and L.R. Reiter, An In-Depth Review of Photovoltaic System Performance Models, The American Society of Mechanical Engineers, 84-WA/Sol-12, 8 p, 1984.
- [9] Mazer JA. Solar cells: an introduction to crystalline photovoltaic technology. Boston: Kluwer Academic, 1997.
- [10] J. Hubin and A. V. Shah, Effect of recombination function on the collection in a p-i-n solar cell, Philos. Mag. B, vol. 72, no. 6, pp.589–599, 1995.
- [11] J. Merten, J. M. Asensi, C. Voz, A. V. Shah, R. Platz, and J. Andreu, Improved Equivalent Circuit and Analytical Model for Amorphous Silicon Solar Cells and Modules, iee transactions on electron devices, vol. 45, no. 2, 1998
- [12] J. W. bishop, computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits, Solar Cells, 25, 73 - 89, 1988
- [13] A. Mermoud, M. Viloz; www.pvsyst.com
- [14] A. Labouret, M. Viloz, Energie solaire photovoltaïque (4ème édition : Dunod), 2012
- [15] D.L. Staebler, C.R. Wronski: "Optically induced conductivity changes in discharge-produced hydrogenated amorphous silicon" J. Appl. Phys., 51, p. 3262, 1980

Table des illustrations

Fig.3.1. Coefficient d'absorption en fonction de la longueur d'onde [3]	47
Fig.3.2. Représentations schématiques du gap direct (a) et du gap indirect (b).....	47
Fig.3.3. Exemples de diagramme de bande de matériaux semi-conducteurs à gap indirect (Ge, Si) ou à gap direct (GaAs)	48
Fig.3.4. Représentation schématique des diagrammes de bandes d'un isolant, semi-conducteur et conducteur.	49
Fig.3.5. Fraction du spectre solaire convertie en électricité par une cellule photovoltaïque en silicium cristallin [5] (a) et matériaux optimum pour la conversion photovoltaïque(b)[4]	49
Fig.3.6. Structure (a) et diagramme de bande (b) d'une cellule photovoltaïque.....	50
Fig.3.7. Caractéristiques densité de courant en fonction de la tension d'une cellule PV dans l'obscurité et sous illumination	52
Fig.3.8. Réponse spectrale d'une cellule amorphe et d'une cellule cristalline	54
Fig.3.9. IQE (a) et réponse spectrale (b) d'une cellule au silicium amorphe caractérisée au LGEP.....	55
Fig.3.10. Schéma équivalent d'une cellule PV : modèle à deux diodes	56
Fig.3.11. Caractéristiques I-V d'une cellule au silicium amorphe et du modèle à 1 diode implémenté sous Matlab dans l'obscurité en échelles linéaire(a) et logarithmique (b)	57
Fig.3.12. Circuit équivalent d'une cellule au silicium amorphe avec le terme I_{rec} qui prend en compte les pertes par recombinaison dans la couche i	57
Fig. 13. Caractéristiques I-V d'une cellule au silicium amorphe et modèles à 1 diode "classique" et avec I_{rec} implémentés sous Matlab	58
Fig.3.14. Points chauds apparus après polarisation en inverse des 16 cellules d'un module au silicium amorphe (a)et sur le module HIT (image infrarouge) de PV1 (b).....	58
Fig.3.15. Caractéristiques I-V complètes de 8 cellules d'un module au silicium amorphe	59
Fig.3.16. R_{sh} de 5 modules PV en fonction de l'intensité lumineuse, mesures effectuées au LGEP, Gif sur Yvette (France) du 01/2013 au 07/2013	60
Fig.3.17. Composition d'une cellule photovoltaïque cristalline « classique »(a) et d'une cellule HIT (b)	62
Fig.3.18. Structure d'une cellule au silicium amorphe hydrogéné [14]	63
Fig.3.19. Structure d'une cellule CdTe	64
Fig.3.20. Structure d'une cellule CIS	65

Chapitre 4 : De la cellule au module photovoltaïque

Sommaire

1) De la cellule au module PV	68
A) L'encapsulation des cellules PV	68
a) Le câblage de modules au silicium cristallin	68
b) Le câblage de modules en couche mince	69
c) Le boîtier de connexion électrique	70
d) L'isolation électrique	70
e) Les protections mécaniques	70
B) L'association de cellules photovoltaïques	70
a) L'association en série	71
b) L'association en parallèle	72
C) Les déséquilibres dans l'association de cellules PV	72
a) Le déséquilibre dans une association en série	72
b) Le déséquilibre dans une association en parallèle	73
D) L'effet d'un ombrage partiel (expérimentation sur module amorphe)	75
a) L'effet d'un ombrage partiel sur des modules au silicium cristallin	75
b) L'effet d'un ombrage partiel sur des modules en couches minces	75
E) La protection par diode de by-pass	78
2) Les normes de caractérisation et de résistivité des modules PV	79
A) Les conditions standard de test	80
a) Les organismes de standardisation	80
b) La caractérisation en laboratoire	81
c) La caractérisation en extérieur	83
d) Les tests de vieillissement accéléré	84
B) Mesures et procédures pour l'obtention des caractéristiques I-V	85
a) Les normes	85
b) La mesure de la caractéristique I-V	86
c) L'effet capacitif des cellules et temps de caractérisation (mesure de l'effet capacitif sur module amorphe)	86
d) Les spécificités des différentes technologies pour la caractérisation I-V	90
3) Exemple de fonctionnement des modules PV en conditions réelles	91
A) Les conditions météorologiques de Gif sur Yvette (mesures sur site)	91
B) Impact des facteurs climatiques sur les performances électriques des modules PV	93
a) L'influence du faible éclaircissement	93

b) L'influence de la température	93
c) L'influence du spectre solaire	94
d) L'influence de l'angle d'incidence du rayonnement	95
e) L'influence des ombrages partiels	96
4) Conclusion	96
Bibliographie	97
Table des illustrations	98

Les cellules génèrent une tension qui va de 0.5 à 1.5 V et une densité de courant de 10 à 50 mA cm⁻² suivant la technologie utilisée. Elles délivrent donc une puissance très faible. Pour délivrer une puissance exploitable et une tension compatible avec la charge d'une batterie, par exemple, il faut les associer en série et/ou en parallèle. De plus, cet assemblage de cellules doit être protégé des intempéries extérieures (humidité, variations de température...). C'est pour palier à ces problèmes que l'on fabrique des modules PV composés de plusieurs cellules interconnectées en série, ou en parallèle ou bien les deux et encapsulées.

Dans un premier temps, nous étudierons les problèmes et les pertes liées à l'interconnexion des cellules. La seconde partie de ce chapitre est dédiée aux normes mises en place pour la caractérisation des cellules et des modules ainsi que celles en vigueur pour tester la résistivité d'un module PV aux conditions extérieures. Enfin, la troisième et dernière partie de ce chapitre aborde les différentes pertes qu'endurent les modules PV en conditions réelles d'utilisation, c'est-à-dire en extérieur.

1) De la cellule au module PV

Le module PV est donc composé de plusieurs cellules associées en série et/ou parallèle, disposées en rangées. Cet assemblage de cellules se fait de manière différente suivant les technologies et peut entraîner des pertes supplémentaires à celles déjà évoquées précédemment au sein de la cellule (pertes optiques et électriques). Nous verrons dans cette partie comment se fait l'assemblage des cellules en fonction de la technologie utilisée et quelles sont les pertes dues à cet assemblage. Deux pertes peuvent intervenir: l'inadéquation des cellules et l'ombrage partiel.

A) L'encapsulation des cellules PV

L'association de cellules PV ne se fait pas de la même manière pour un module au silicium cristallin et pour un module en couches minces.

a) Le câblage de modules au silicium cristallin

Pour connecter les cellules en série, on relie grâce à un contact à base d'étain ou d'argent le contact (-) en face avant d'une cellule au (+) de la face arrière de la cellule suivante. Une fois ces connexions faites, on encapsule les cellules dans une résine, la plupart du temps de l'EVA (éthylène-vinyl-acétate), transparente et d'indice proche de celui du verre. Cette enrobage est pris en sandwich entre deux supports : en face avant, du verre trempé à haute transmission dans la bande de longueur d'onde de 350 à 1200 nm (si on ajoute une couche anti-réflexion, il en résulte une transmission qui peut aller jusqu'à 96%), en général de 3-4 mm d'épaisseur, et, en face arrière, un film plastique, souvent une feuille de tedlar-aluminium-tedlar ou dumlax ou encore aussi du verre. La face avant doit pouvoir résister à la grêle, aux UV et à toutes les intempéries, dans le temps (25 ans). Il faut aussi protéger la face arrière, la sortie des connexions ainsi que les bords du panneau contre toutes les agressions atmosphériques, l'humidité, etc. L'encapsulation affecte également le rendement des modules en raison de ses propriétés optiques qui peuvent parfois se dégrader au cours du temps.

L'assemblage des cellules est une étape cruciale au regard de la durée de vie du module car c'est le facteur principal de dégradation **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

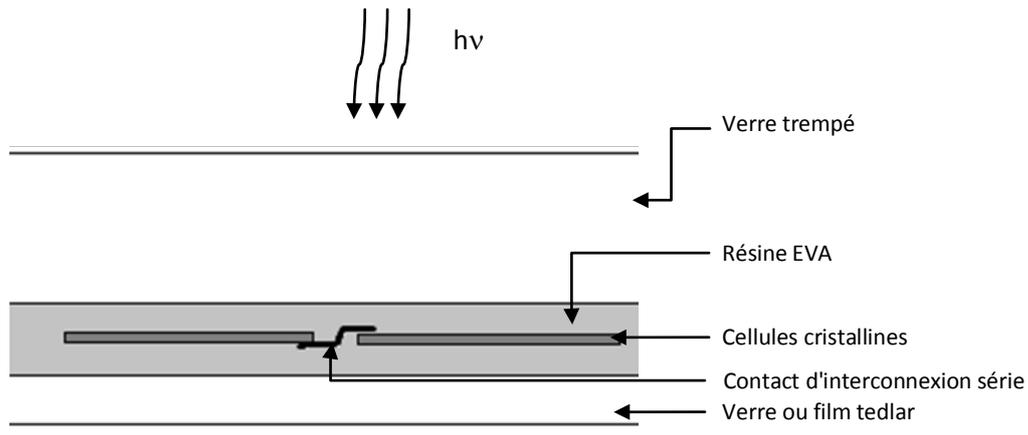


Fig.4 1. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module au silicium cristallin

b) Le câblage de modules en couche mince

Le procédé de fabrication des modules en couche mince diffère de celui des modules au silicium cristallin. La mise en série des cellules s'effectue par laser : des rayures très fines sont pratiquées sur la couche mince déposée sur le verre, composée de l'électrode transparente, la jonction p-i-n et l'électrode métallique arrière de manière intercalées (Fig.4.2). Grâce à ce procédé, l'électrode métallique de la couche (-) est reliée à l'électrode transparente de la couche (+) de la cellule suivante. Les cellules sont ainsi mises en série. Ces trois rayures laser sont si fines qu'à l'œil nu il nous semble n'apercevoir qu'une seule bande (Fig.4.3 b). Un avantage de ce procédé est qu'il permet de séparer les cellules comme l'utilisateur le souhaite et ainsi d'adapter le module en fonction des besoins. Si l'on souhaite un module avec plus de tension alors il suffit de créer plus de cellules.

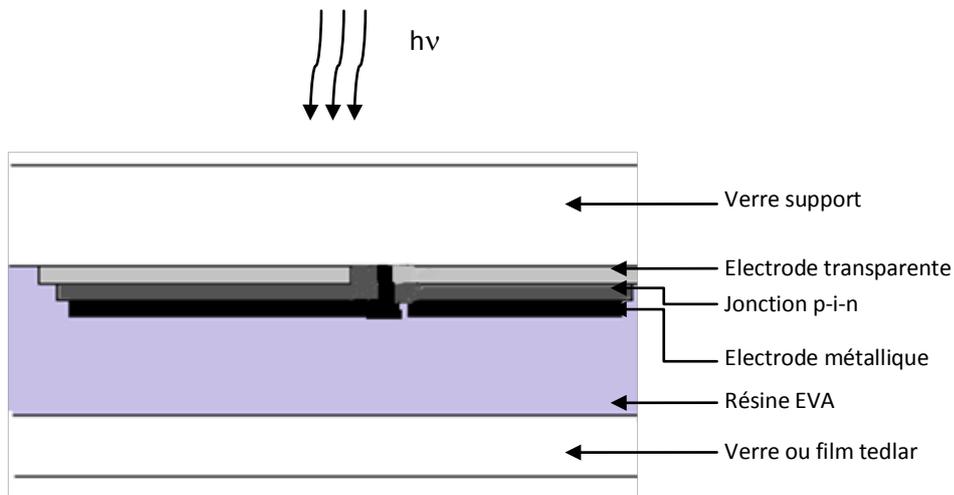


Fig.4.2. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module couche mince (silicium amorphe)

Le verre en face avant doit être hautement transparent, résistant à la grêle (trempé thermiquement), texturé et arrondi sur les bords (modules sans cadre). Ce qui pose problème pour les technologies à base de silicium amorphe et CdTe car les matériaux actifs sont déposés sur le verre recevant la lumière avec des procédés de dépôts à haute température, qui détrempe la trempe thermique du verre. Il faut donc que la face arrière du module soit particulièrement solide afin que le sandwich face avant/encapsulant/face arrière agisse comme un amortisseur anti-choc.

Ce problème ne se pose pas pour le CIS pour lequel on dépose les matériaux actifs sur le verre arrière recouvert de molybdène.

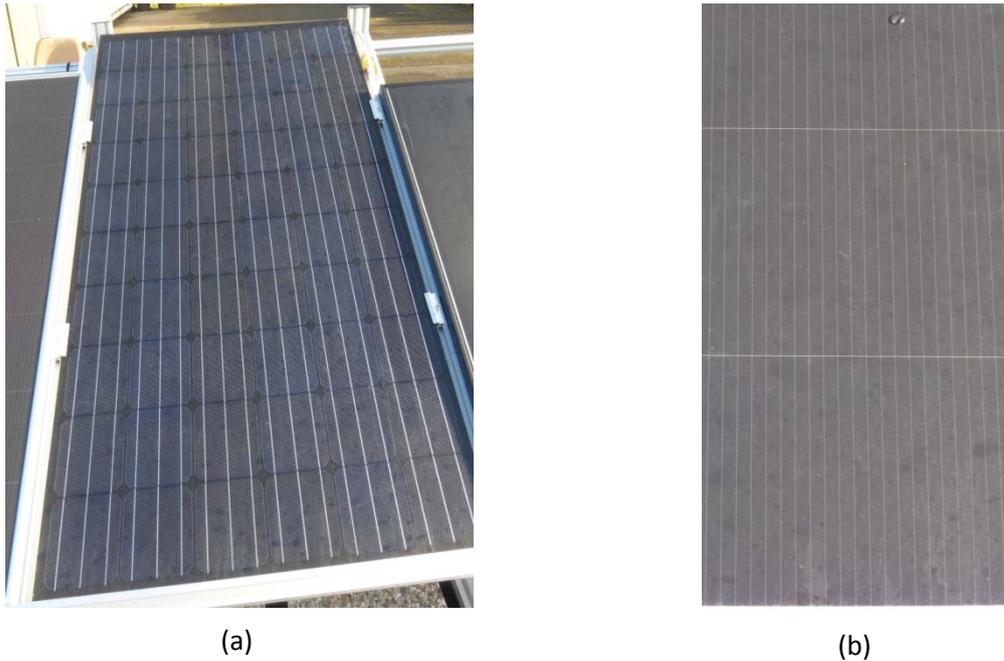


Fig.4.3. Photographies de modules au silicium cristallin (a) et en couche mince de silicium amorphe (b)

c) Le boîtier de connexion électrique

Des boîtiers de connexion électrique sont en général fixés sous les modules de tout type, en partie basse. Ils représentent aussi un point critique car c'est un endroit favorable à l'accumulation d'eau de condensation, de poussières et insectes.

d) L'isolation électrique

L'encapsulant doit être capable de supporter une différence de potentiel au moins aussi grand que celle délivrée par le panneau. Le cadre métallique doit également être relié à la terre pour les modules dont le V_{oc} est supérieur à 50 V.

e) Les protections mécaniques

Les modules doivent être à la fois rigides, résistants et accepter un certain degré de torsion lors de leur montage ou encore lors de leur fonctionnement sur site (dilatation thermique, vent, grêle, etc.). Les points les plus sensibles sont les cotés, les coins, les interconnexions entre cellules et le support lui-même.

B) L'association de cellules photovoltaïques

La caractéristique I-V d'une association quelconque de cellules est homothétique de la courbe I-V classique d'une cellule de base. En conséquence, tout ce qui a été dit au chapitre précédent sur une cellule reste valable pour un ensemble de cellules photovoltaïques.

Pour faciliter la compréhension des associations électriques, la convention récepteur sera utilisée, contrairement à ce qui a été présenté dans le chapitre 3. La Fig.4.4 est l'équivalent de la Fig.3.15 du chapitre 3, seul le signe du courant de la caractéristique I-V est inversé, ce qui n'est qu'une question de convention.

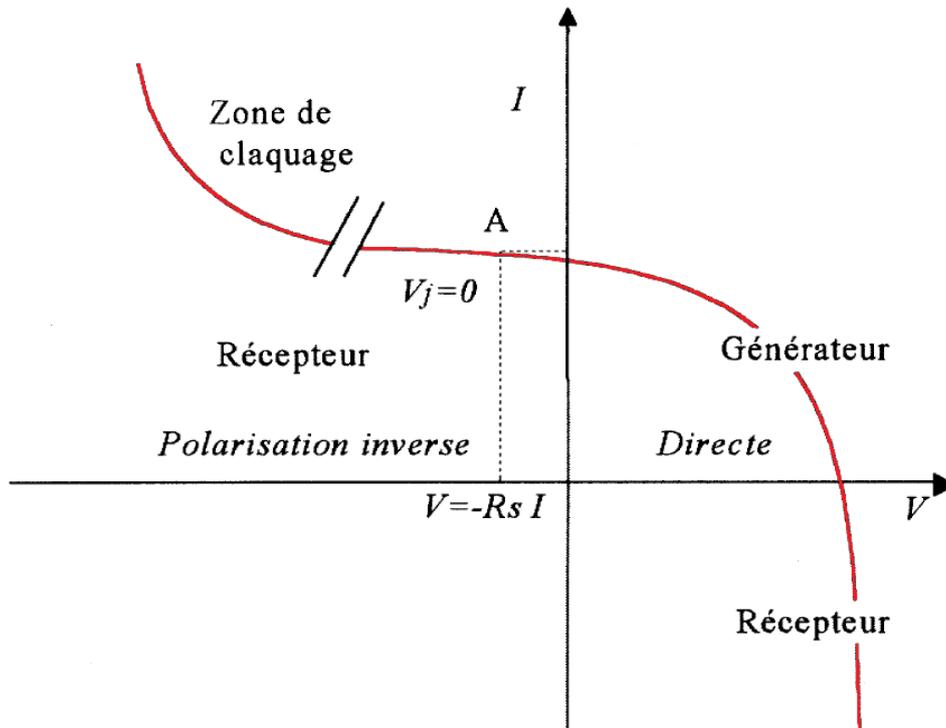


Fig.4.4. Caractéristique I-V d'une cellule PV éclairée et polarisée par une source extérieure, avec la convention utilisée dans la suite de ce chapitre.

a) L'association en série

Lorsque l'on associe N_s cellules PV en série, les tensions de ces cellules s'additionnent et le courant généré est le même dans toute la branche. La caractéristique I-V résultante de l'association de la Fig. 5 est obtenue en multipliant point par point et pour un même courant, la tension individuelle V_i par N_s . On note aussi que l'impédance optimale de l'association sera N_s fois plus grande que celle de la cellule de base.

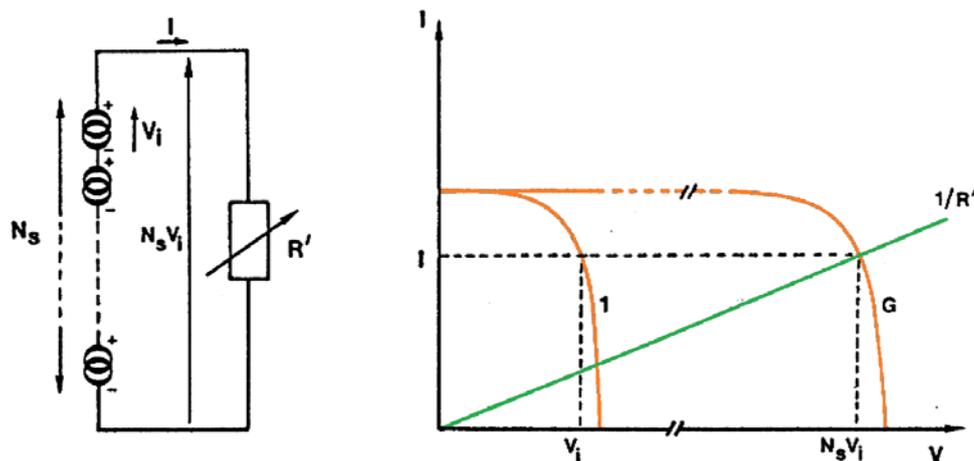


Fig. 5. Association de N_s cellules en série

Le courant généré par N_s cellules PV en série étant le même dans toute la branche et limité par le courant de la cellule la plus faible, on prendra soin de ne connecter en série que des cellules ayant la même densité de courant. C'est pour cela qu'en production, toutes les cellules sont testées et triées en fonction de leur rendement.

Les résistances séries s'ajoutent. L'augmentation de la résistance série induit une perte de puissance, il faut donc faire attention à la résistance d'interconnexion des cellules, dans une association en

série. Le facteur de forme d'un module ne peut en général pas être meilleur que celui de ses cellules constitutives. Comme pour le courant, il se rapproche de celui de la plus mauvaise cellule. Les résistances parallèles s'ajoutent également.

b) L'association en parallèle

Cette fois-ci, c'est la tension de chaque cellule qui doit être identique, les courants s'ajoutant. La nouvelle courbe de la Fig.4.6 est obtenue en additionnant point par point et pour chaque valeur de tension, le courant de la cellule de base par N_p . L'impédance optimale de l'association sera N_p fois plus faible que celle d'une cellule individuelle.

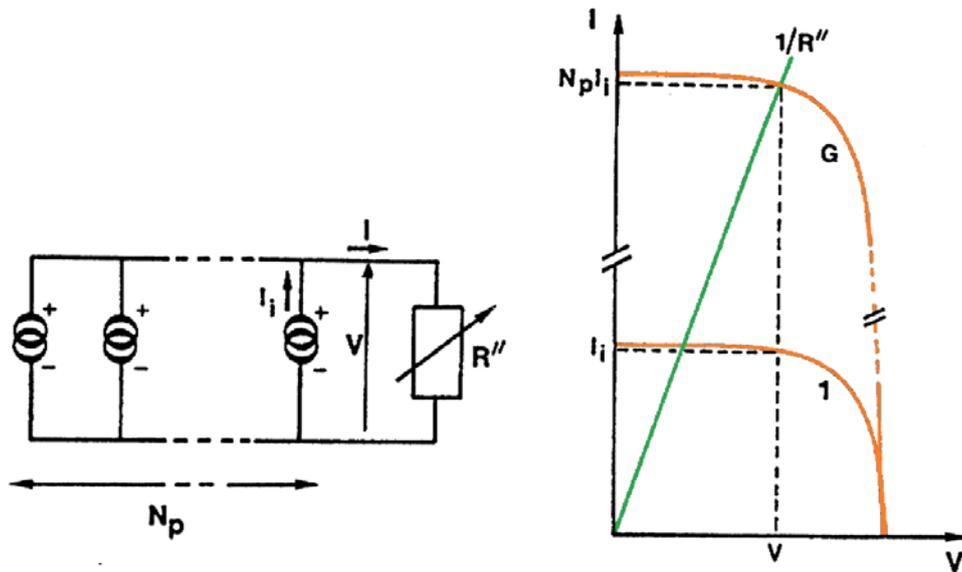


Fig.4.6. Association de N_p cellules en parallèle

Ce sont les conductances séries et parallèles qui s'ajoutent.

C) Les déséquilibres dans l'association de cellules PV

Le problème de ces assemblages est que le groupement est limité par la cellule la plus faible : Celle de plus faible courant, dans le cas de la mise en série, et de plus faible tension, dans le cas de la mise en parallèle. C'est pour cette raison qu'il est important de sélectionner des cellules les plus identiques possibles lors de la fabrication d'un module. Dans la fabrication, on appelle cela l'*appairage*.

Dans la réalité, malgré un tri soigneux des cellules, il arrive, d'une part, que l'on trouve quelques disparités intrinsèques dans leurs caractéristiques électriques, d'autre part, que les conditions de fonctionnement induisent ces disparités.

a) Le déséquilibre dans une association en série

La Fig.4.7 donne la caractéristique résultante de l'addition point par point de deux cellules associées en série dont l'une est moins performante que l'autre. Pour une charge dont l'impédance correspond à la droite L, la cellule 2 voit sa tension s'annuler (elle ne fonctionne ni en générateur ni en récepteur). Pour une charge dont l'impédance est plus faible, la cellule 2 devient réceptrice polarisée en inverse. La cellule 1 fournit alors de la puissance à la cellule 2. Pour une charge nulle (court-circuit), les tensions aux bornes des cellules sont identiques mais de polarités opposées.

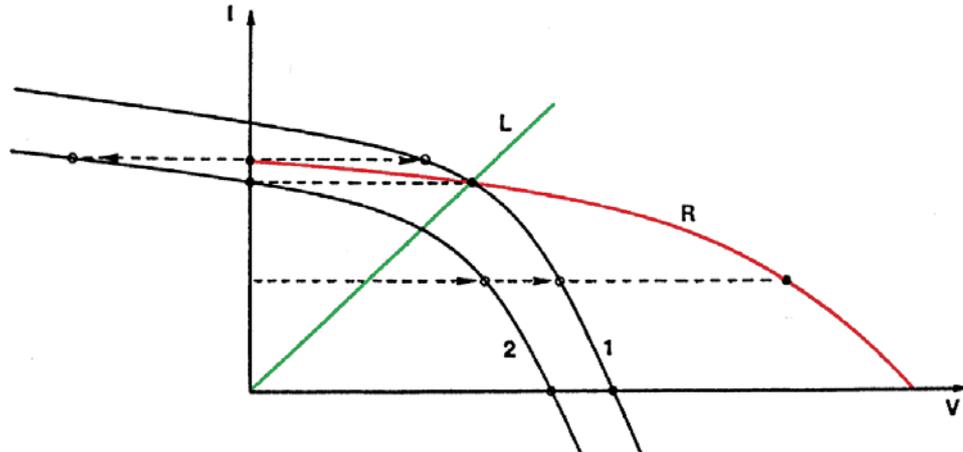


Fig.4.7. Association en série de deux cellules PV non identiques

Si l'on extrapole le raisonnement à un nombre N_s de cellules en série (Fig.4.8), dont l'une seulement est très faible ou partiellement occultée, pour une charge nulle (courant de court-circuit), cette dernière supportera une tension en polarité inverse égale à $(N_s - 1) \cdot V_i$ où V_i est la polarisation directe des autres cellules.

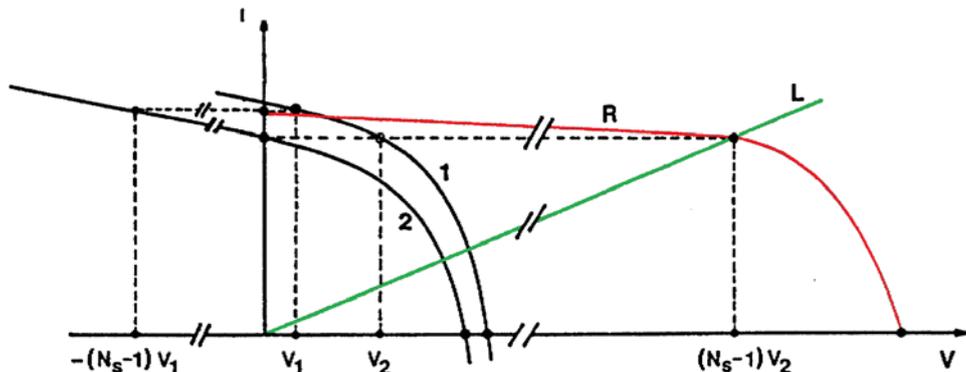


Fig.4.8. Association en série de $(N_s - 1)$ cellules PV identiques et une cellule plus faible (2)

Dans ces conditions, on voit que le courant de court-circuit de l'ensemble est inférieur au courant de court-circuit des $(N_s - 1)$ cellules.

Plus la résistance parallèle des cellules est faible et plus faible sera la tension de polarisation inverse de la cellule la plus faible. Inversement, des cellules idéales dont la résistance parallèle serait infinie, seront très sensibles à ce problème de déséquilibre. En effet, si la pente de la caractéristique est très plate dans cette zone, il suffit que le courant forcé dans la cellule la plus faible soit légèrement au-dessus de son courant d'illumination pour envoyer le point de fonctionnement dans des zones de tensions très fortement négatives. La tension de claquage typique d'une cellule PV au silicium cristallin étant d'environ 30 V, on comprend clairement que ce type de mismatch peut rapidement détériorer par claquage la cellule la plus faible, avec une puissance relativement basse.

b) Le déséquilibre dans une association en parallèle

La Fig.4.9 représente la caractéristique résultante de l'association de deux cellules PV en parallèle. C'est maintenant la tension qui est commune, ce sont donc les courants qui doivent être additionnés. Pour une charge correspondante à la pente de la droite L, la cellule 2 ne produit aucun courant. Pour une charge d'impédance plus élevée, la cellule 2 passe dans le 1^{er} quadrant, fonctionnant en récepteur, en polarisation directe.

Plus la résistance série des cellules est forte et plus faible sera le courant inverse de la cellule la plus faible. Inversement, une cellule idéale dont la résistance série serait quasi nulle, verra son point de fonctionnement basculer vers de fortes valeurs de courant négatif pour maintenir sa tension égale à celle des autres. Le mismatch sera d'autant plus critique que l'impédance de charge est élevée. Là encore, une cellule peut avoir à dissiper une puissance électrique telle que la jonction subisse de sévères dégradations.

D) L'effet d'un ombrage partiel (expérimentation sur module amorphe)

Un effet qui peut être plus dévastateur pour le module qu'une inadéquation de cellules lors de l'assemblage est l'ombrage partiel.

a) L'effet d'un ombrage partiel sur des modules au silicium cristallin

Dans le cas où le module n'est pas exposé de manière uniforme à la lumière, il peut se produire les deux mêmes cas de figures que ceux décrits précédemment dans la partie déséquilibre :

- Soit I_{sc} de la cellule ombragée est supérieur à celui des diodes non ombragées et dans ce cas la puissance délivrée par le module est uniquement dictée par la cellule de plus faible puissance.
- Soit I_{sc} de la cellule ombragée est inférieur à celui des diodes non ombragées, alors la cellule ombragée deviendra récepteur et devra dissiper l'énergie fournie par les autres cellules non ombragées. Non seulement la courbe caractéristique du module en est déformée, comme représenté sur les Fig.4.8 et Fig.4.10, mais pire encore, la cellule réceptrice se met à chauffer et si son point de fonctionnement atteint la tension de claquage, la jonction peut chauffer jusqu'à endommagement irrémédiable, déformation du verre ou fusion des soudures. A la manière d'une diode Zener, la cellule réceptrice atteignant sa tension de claquage voit ses électrons libérés fortement accélérés et ils vont créer de nouvelles ionisations par choc : il y a effet d'avalanche et le courant inverse croît extrêmement vite. Les parties de la cellule ayant un courant de fuite élevé (R_{sh} plus faible) [2] seront alors les sièges d'une augmentation brutale de la température. C'est le phénomène de hot spot que nous avons vu dans le chapitre 3.3. Typiquement, si la température atteint une valeur de 150°C environ le module risque d'être irrémédiablement endommagé [3],[4] et [5]. Cet effet est responsable de plusieurs incendies au début du PV pour les applications terrestres. Une cellule au silicium cristallin standard ne peut supporter que des tensions inverses de l'ordre de la dizaine de volts. Celle-ci peut être atteinte lorsque 15 à 20 cellules délivrent du courant dans une cellule réceptrice. Or les modules en silicium sont très souvent composés de 36 cellules ou plus maintenant.

Pour éviter ces problèmes de mismatch et d'ombrage partiel, les cellules PV sont protégées par une (ou des) diodes de "by-pass" (voir partie 1.E suivante de ce chapitre).

b) L'effet d'un ombrage partiel sur des modules en couches minces

Les modules en couches minces, quant à eux, ne comportent pas de diode de by-pass tout simplement du fait de leur forme : contrairement aux cellules au silicium cristallin carrées (5 ou 6 pouces de côté) et faciles à ombrager, les cellules couches minces ont la même longueur que le module et il est très peu probable qu'une cellule soit entièrement ombragée sans que les autres ne le soient pas un peu aussi (Fig.4.3).

L'impact d'un ombrage sur un module en couches minces sera totalement différent d'un ombrage sur un module cristallin. Pour l'étudier, l'expérience suivante a été réalisée au LGEP :

Principe et explication de l'expérience :

Un petit module au silicium amorphe de 10×10 cm², composé de 16 cellules en série, est caractérisé sous une intensité lumineuse normale de 1 000 W m⁻². Une partie de ce module est artificiellement ombragée. On utilise pour cela du papier noir complètement opaque et on cache progressivement, dans un premier temps, la surface d'une cellule. Pour chaque pourcentage de cette cellule cachée, on

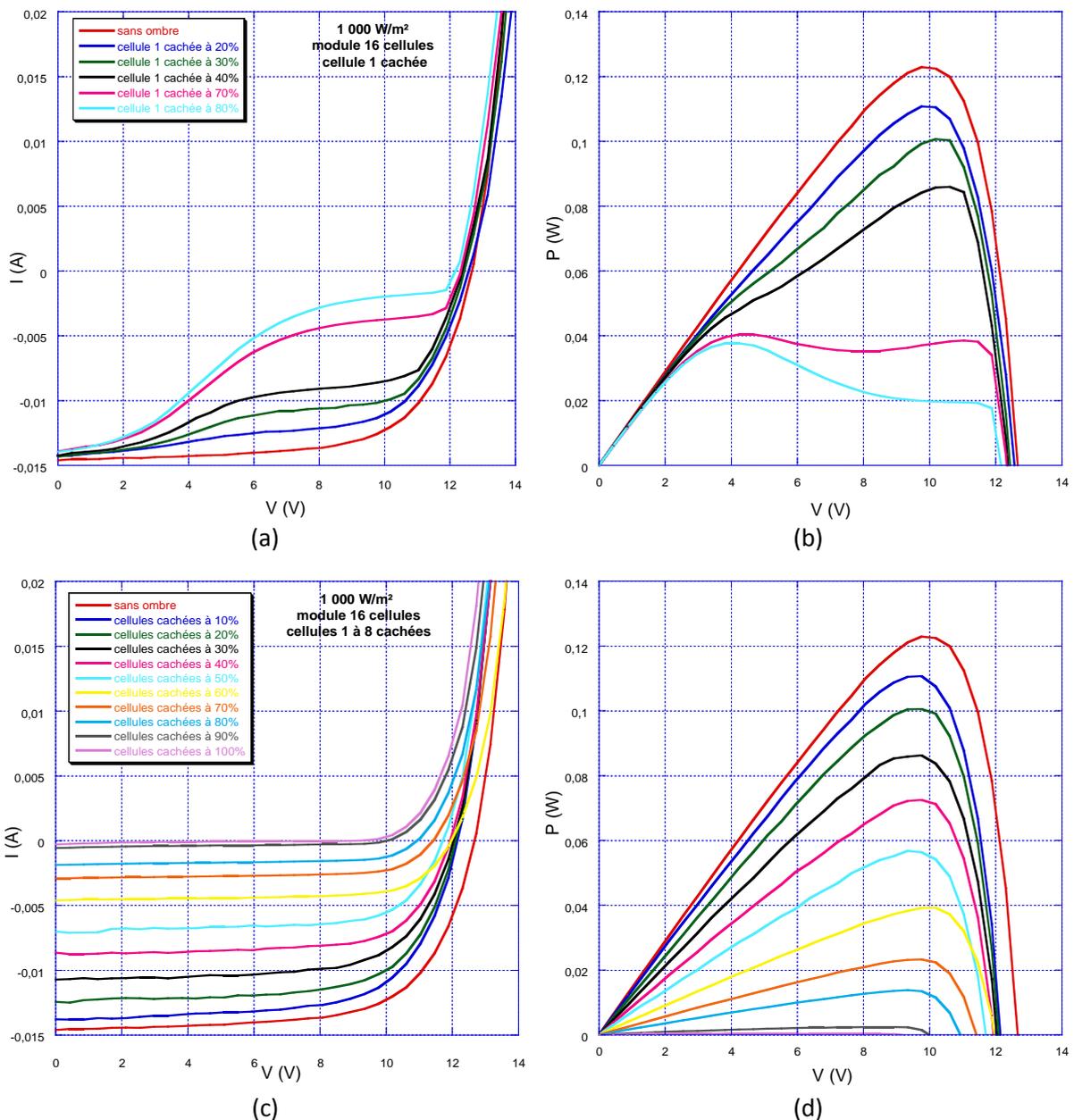
réalise une caractéristique I-V du module. On répète ensuite cette opération en augmentant le nombre de cellules cachées jusqu'à la totalité des 16 cellules.

Le but de cette expérience est d'étudier le comportement des modules au silicium amorphe lors d'un ombrage partiel pour pouvoir prédire leur production en condition réelle d'utilisation. Il faut noter que dans des conditions réelles d'utilisation, les cellules ne seront jamais complètement masquées car elles seront toujours exposées à la lumière diffuse. Les conditions de test sont par conséquent extrêmes.

Un dispositif mécanique permet de contacter chaque cellule individuellement, ce qui permet de caractériser toutes les cellules du module.

Résultats de l'expérience

La Fig.4.11 présente les résultats concernant les courbes I-V et P-V de l'expérimentation d'un ombrage plus ou moins prononcé sur le mini module au silicium amorphe.



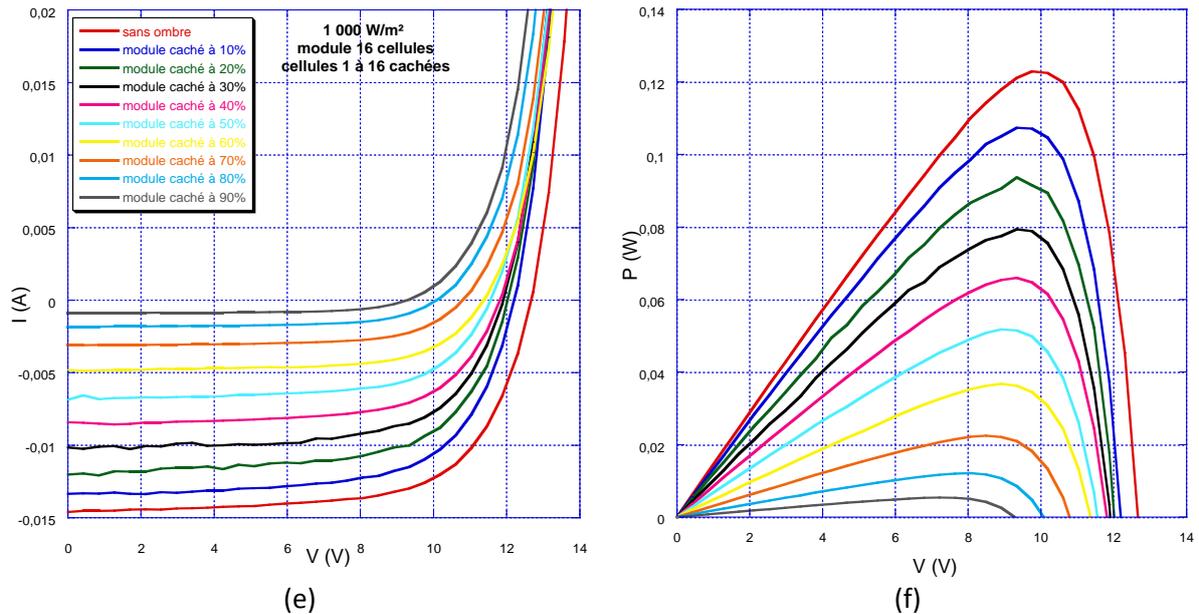


Fig.4.11. Caractéristiques I-V et P-V d'un module de 16 cellules au silicium amorphe, sous 1 kW m^{-2} avec ombrage progressif d'1 cellule (a) et (b), de 8 cellules (c) et (d), de 16 cellules (e) et (f)

La Fig.4.12 ci-dessous compare la puissance maximale délivrée par le module en fonction des configurations d'ombrage décrites précédemment (% d'ombrage) et chaque courbe représente un nombre de cellule caché (1, 8 et 16 pour les exemples de la Fig.4.11).

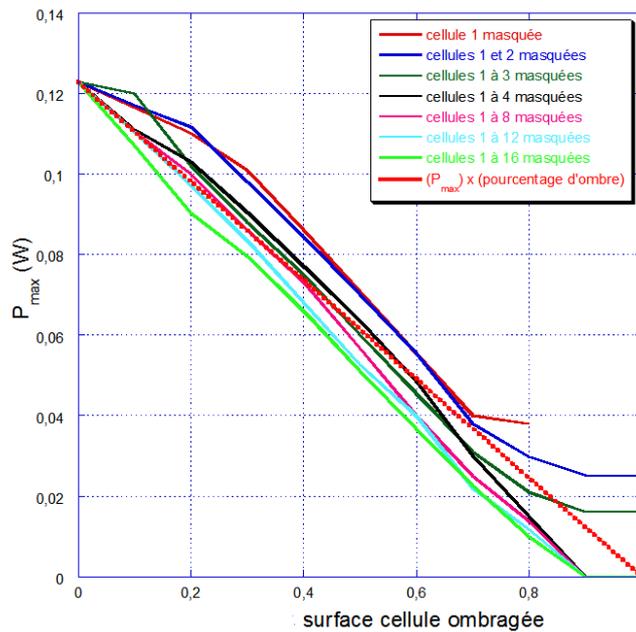


Fig.4.12. Comparaison de la puissance délivrée par le module dans différentes conditions d'ombrage.

Conclusion de l'expérience :

Une cellule d'ombragée, même partiellement, suffit pour faire chuter le rendement de l'ensemble du panneau. Les cellules étant en série ce n'est pas tant le nombre de cellules ombragées que la surface de l'ombre qui a une importance majeure dans le rendement de conversion. Les cellules en couches minces ont la même longueur que le module lui-même donc il est facile de modéliser une perte de puissance liée à un ombrage pour ce type de panneaux en liant le pourcentage de la cellule la plus ombragée directement au pourcentage de perte de puissance du module. Par exemple sur la Fig.4.13 on représente une ombre couvrant à gauche environ 50% de la première cellule et 30% de la 16^{ème} cellule (à droite). On peut approximer la puissance délivrée par ce module à la moitié de sa puissance

nominales étant donné que la première cellule est ombragée à 50% et c'est la cellule la plus faible qui limite l'ensemble.

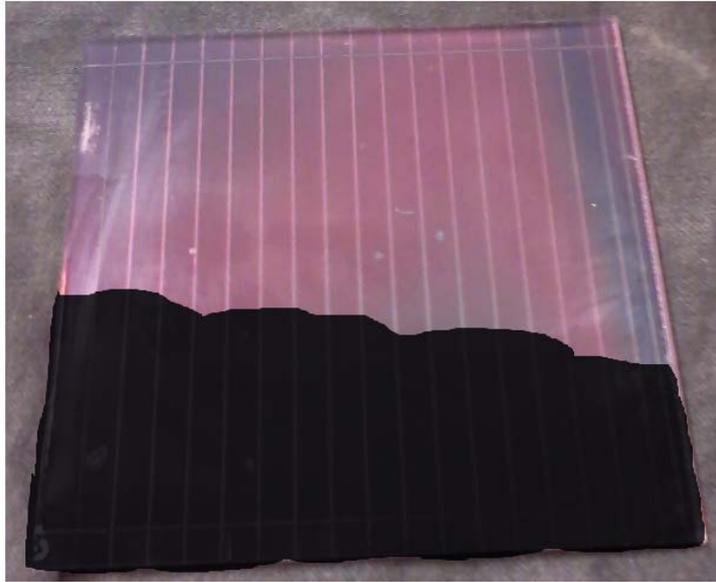


Fig.4.13. Mini module au silicium amorphe à 16 cellules avec une ombre couvrant partiellement les cellules

Les hot-spot apparus lors des tests ont été observés uniquement en imposant une tension négative au module, qui fonctionne dans ce cas en récepteur, à l'aide d'une source-mètre mais n'ont jamais eu lieu lors des essais d'ombrage.

E) La protection par diode de by-pass

Pour protéger les panneaux de ce phénomène de hot spot connu depuis de nombreuses années [6], on installe en dérivation et en polarité inverse des diodes de by-pass (ou anti-parallèle).

Si une cellule ou un groupe de cellule est ombragé, le courant passera par la diode de by-pass et on évite ainsi un échauffement trop intense de ces cellules. Généralement, une diode de by-pass est installée en parallèle à une branche de 18 cellules au silicium cristallin associées en série. Une cellule ombragée ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum. En fonctionnement normal, la diode de by-pass doit pouvoir être polarisée avec une tension inverse égale à la tension de travail du module (Fig.4.14).

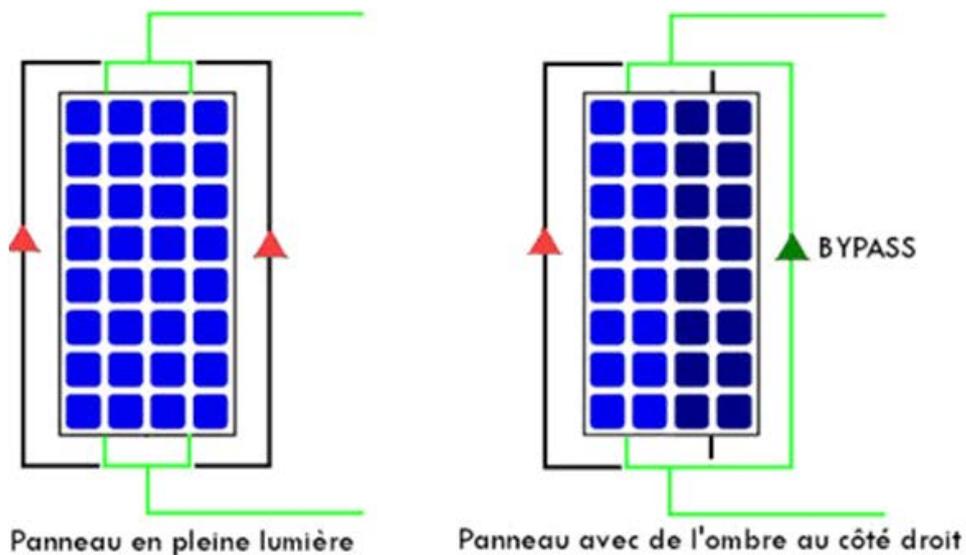


Fig.4.14. Protection d'un module de 32 cellules associées en série par deux diodes de by-pass

Le problème lié à cette façon de faire est que le groupe de cellules qui est ombragé est court-circuité via la diode de by-pass et ne produit donc plus rien (Fig.4.14). Ce qui a pour effet de faire chuter drastiquement la courbe I-V du module et par conséquent la puissance délivrée (division par 2). Si l'on prend l'exemple d'un module composé de 36 cellules au silicium cristallin et de deux diodes de by-pass, une ombre partielle qui cache une cellule cristalline peut donc faire chuter de moitié sa puissance. En plus de cela, la forme de la courbe I-V est affectée (Fig.4.15) et on peut obtenir deux points de puissance maximale, un déplacement de V_{max} , ce qui est problématique pour l'onduleur [7] et [8].

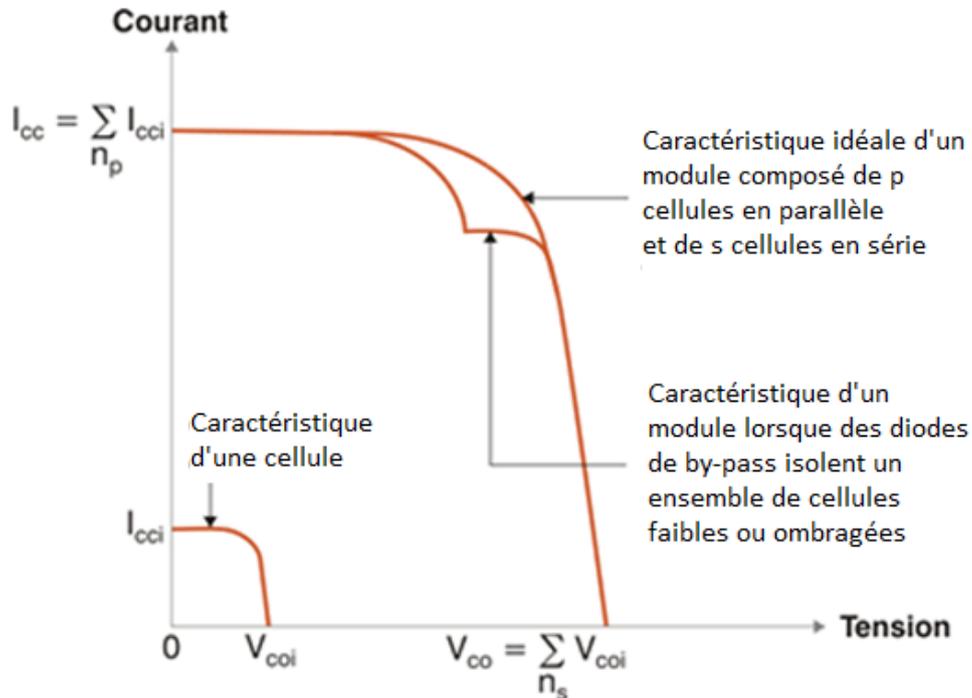


Fig.4.15. Caractéristique I-V d'un module dont certaines cellules ombragées sont isolées par une diode de by-pass

Une solution pour éviter de "couper" toute une branche de cellules serait de placer une diode de by-pass par cellule mais cette opération coûterait trop cher à réaliser.

Les diodes de by-pass sont visibles dans le boîtier de connexion du module.

Plusieurs études ont été réalisées pour modéliser l'effet d'une ombre sur un module au silicium cristallin [9], [10]. Cette modélisation doit prendre en compte le type d'interconnexion des cellules (série/parallèle), le nombre et le positionnement des diodes de by-pass [11]. Il est donc extrêmement difficile, pour des programmes de calcul de productible PV, de considérer l'effet de l'ombrage sur des modules cristallins avec précision. Souvent l'option choisie est de considérer la production du module ombragé nul.

2) Les normes de caractérisation et de résistivité des modules PV

Maintenant que nous savons comment est constitué et quels sont les différents types de module PV que nous étudierons dans le cadre de cette thèse, il est important de connaître dans quelles conditions ils sont caractérisés et quelles sont les normes en vigueur pour cela. Nous verrons dans cette partie que tous les modules sont caractérisés dans une même condition et que les données constructeur (η , V_{oc} , I_{sc} , P_{max} , FF) sont données à partir de celle-ci.

A) Les conditions standard de test

Pour comparer les modules PV de différentes fabrications, il a été décidé par convention de choisir comme conditions standard (STC) une irradiance normale de $1\,000\text{ W m}^{-2}$ (1 soleil) selon la répartition spectrale AM1.5 et une température de cellule de 25°C . Ce spectre de référence AM1.5G a été adopté par l'ASTM [12] et l'IEC [13], organismes que nous décrirons ci-dessous. Ce spectre de référence AM1.5G correspond à un rayonnement global (direct et diffus), sous certaines conditions atmosphériques, sur une surface plate orientée sud, ayant un angle de 37° par rapport à l'horizontal. La puissance crête d'un module PV correspond alors à la puissance qu'il peut fournir s'il est fermé sur sa charge optimale et soumis aux STC.

Comme les cellules PV d'un module soumis à l'ensoleillement maximum fonctionnent à une température plus élevée que la température ambiante, il a été aussi décidé par convention de choisir comme conditions normales (NOCT, Nominal Operating Cell Temperature), une irradiance de 800 W m^{-2} à 45° , une température ambiante de 20°C et une vitesse de vent de 1 m s^{-1} . La NOCT correspond à la température qu'atteint une cellule encapsulée dans un module en court-circuit, soumis aux conditions décrites ci-dessus. Typiquement, cette température varie entre 49°C et 52°C selon les technologies. A partir de la NOCT, on peut estimer la température de fonctionnement d'une cellule par la relation suivante :

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{air}} + \frac{\text{NOCT} - 20}{800} \times E \dots\dots\dots (4)$$

Où E est l'intensité lumineuse (W m^{-2}). La température du module sera moindre si la vitesse du vent est plus élevée.

On utilise des simulateurs solaires pour déterminer la température NOCT, les performances électriques aux STC et dans les conditions NOCT, les coefficients en température, ainsi que l'endurance aux occultations partielles (points chauds). Ces informations sont notées sur les données constructeur.

La plupart des modules PV bénéficient d'une garantie produit parfois de plus de 10 ans suivant les fabricants. Ces derniers offrent aussi une garantie des performances électriques à plus de 80% de la valeur indiquée sur l'étiquette au bout de 25 ans, parfois assortie d'une garantie de 90% sur plus de 10 ans.

a) Les organismes de standardisation

Il existe plusieurs organismes, qui dépendent de différents pays, chargés d'instaurer des normes pour le PV. Chaque organisme appartient à un pays, ou un groupe de pays, et couvre un certain champ.

Sont énoncées ci dessous quelques uns de ces organismes:

- ASTM International (American Society for Testing and Materials)
- SAC (Standardization Administration of China)
- CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization)
- DIN (Deutsches Institut für Normung)
- IEC (International Electrotechnical Commission)
- JSA (Japanese Standards Association)

Un organisme qui nous intéresse tout particulièrement de part ses domaines d'applications est la Commission Internationale Electrotechnique (IEC). C'est une organisation mondiale de standardisation qui comprend tous les comités électrotechniques nationaux. Les objectifs de l'IEC sont de favoriser des coopérations internationales pour la standardisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. Dans ce but, l'IEC produit et publie des standards internationaux, des spécifications techniques et des guides. Depuis plus de 30 ans, cet organisme a développé des standards pour le silicium cristallin et plus récemment pour les cellules à couches minces. Il

développe notamment beaucoup de standards relatifs à la génération de puissance PV et aux techniques de caractérisations des cellules et des modules PV. Ces standards sont alors validés (ou pas) par le CENELEC qui autorise de ce fait la norme proposée par l'IEC comme une norme européenne.

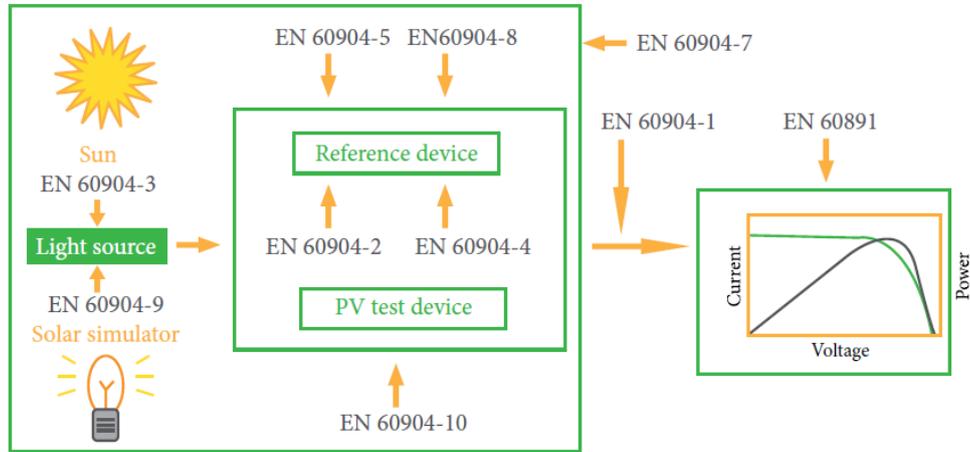


Fig. 16. Schéma des normes relatives à la mesure de puissance pour le photovoltaïque

Un autre exemple pourrait être celui de la norme IEC 61215 qui présente les exigences sur la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre. Les procédures d'essai contiennent les séquences suivantes:

- examen visuel
- détermination de la puissance crête
- mesure des coefficients de température
- mesure de NOCT
- performance à STC et NOCT
- performance sous faible éclaircissement
- essai d'exposition en site naturel
- essai de tenue à l'échauffement localisé
- essai de préconditionnement pour les UV
- essai de cycle thermique
- essai humidité-gel
- essai continu de chaleur humide
- essai de robustesse des sorties
- essai diélectrique d'isolation
- essai de courant de fuite en milieu humide
- essai de charge mécanique
- essai à la grêle
- essai thermique des diodes de bypass

Nous allons à présent voir qu'il existe plusieurs méthodes de caractérisation qui se veulent les plus proches possibles de ces conditions standards.

b) La caractérisation en laboratoire

La plupart des caractérisations de cellules ou modules PV se font actuellement en intérieur à l'aide de simulateurs solaires de type flash. Le principale avantage est que les mesures ne sont pas dépendantes des conditions extérieures. On peut atteindre une grande reproductibilité car les conditions de test peuvent être ajustées aux valeurs désirées de température de module et d'intensité lumineuse. Cela est d'autant plus important que les données constructeur sont mesurées uniquement sous STC. Des techniques de mesures et des simulateurs solaires sont fabriqués pour fonctionner dans des conditions proches des conditions STC.

Cependant les simulateurs solaires ne sont pas des sources de lumières parfaites et de leur qualité dépendra la précision de la mesure. En effet, que ce soit en intérieur ou en extérieur, la source lumineuse ou mesure de cette source représente la plus grande incertitude quand à la

caractérisation des modules (ou cellules) PV. Il existe plusieurs catégories de simulateur solaire dont les critères qui les différencient sont les suivant :

- Intensité lumineuse : L'irradiance du simulateur solaire doit être de $1\ 000\ \text{W m}^{-2}$ afin de garder une incertitude de mesure la plus basse possible et éviter au maximum d'appliquer la loi de correction de l'intensité lorsqu'elle s'écarte de cette valeur de référence. Jusqu'à aujourd'hui, les lampes des simulateurs ainsi que les sondes de calibration sont souvent adaptées pour les caractéristiques du silicium cristallin. Pour calibrer une mesure d'intensité lumineuse on utilise des sondes de calibration ayant les mêmes réponses spectrales, propriété optique et dimensions que la cellule à caractériser suivant la norme IEC 90904-2 [14].

- Durée de l'impulsion : Certains simulateurs solaires sont utilisés comme source continue de lumière. Les problèmes de cette utilisation sont que la lumière produite par le simulateur est généralement peu stable dans le temps et que la cellule ou le module à analyser chauffe. De ce fait, la plupart des caractérisations sont faites à l'aide de simulateur à impulsions dont la durée peut varier, souvent, entre 2 et 10 ms. Nous verrons dans la partie (2.A.3) qu'une fois encore, cette méthode convient pour le silicium cristallin mais n'est pas adaptée à toutes les technologies. En effet, certains modules présentent un effet capacitif qui empêche un tracé de caractéristique I-V dans une durée aussi courte sous peine d'obtenir une courbe faussée. Pour ces modules il faudra un temps de caractérisation plus long, et donc une durée d'impulsion bien plus grande (50 à 100 ms).

- Distribution spectrale de l'intensité lumineuse : Nous avons vu au 3.2.B que chaque technologie de cellule a une réponse spectrale différente. La plupart des simulateurs solaires ont des lampes xénon. Or le spectre de cette lampe diffère du spectre AM1.5. Par conséquent une correction de cette divergence doit être appliquée. Cette correction est appelée correction de l'erreur spectrale et est définie comme suit par la norme IEC 60907-7 [15] :

$$M = \frac{\int_a^b SR_{TC}(\lambda).E_{SIM}(\lambda).d\lambda}{\int_a^b SR_{TC}(\lambda).E_{STC}(\lambda).d\lambda} \times \frac{\int_a^b SR_{RC}(\lambda).E_{STC}(\lambda).d\lambda}{\int_a^b SR_{RC}(\lambda).E_{SIM}(\lambda).d\lambda} \dots\dots\dots (1)$$

SR_{TC} est la réponse spectrale de la cellule testée, SR_{RC} la réponse spectrale de la cellule de référence, E_{SIM} le spectre d'intensité lumineuse du simulateur solaire et E_{STC} le spectre d'intensité lumineuse du standard AM1.5.

- Uniformité de l'intensité lumineuse sur la surface de test : Nous avons vu précédemment qu'une inadéquation des cellules peut entraîner une baisse de la puissance générée par le module du fait que c'est la cellule la plus faible qui impose le point de fonctionnement. Pour cette raison, il est important que l'intensité lumineuse du simulateur solaire soit uniforme sur toute la surface à caractériser pour éviter ce phénomène d'inadéquation.

- Instabilité temporelle de l'intensité lumineuse : Lors du balayage de la courbe I-V, l'intensité lumineuse du simulateur peut varier. On calcule le maximum et le minimum de cette variation pour en tirer l'instabilité temporelle de l'intensité lumineuse.

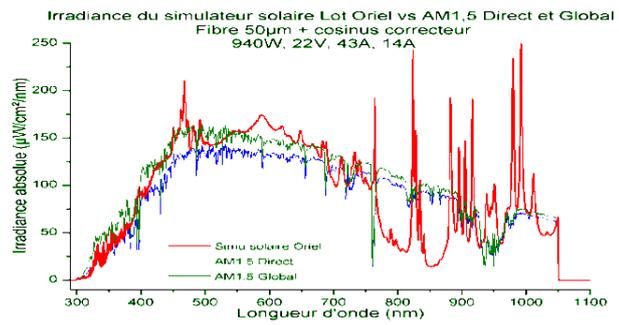
En sachant cela, le standard IEC 60904-9 [16] est défini pour classer les simulateurs solaires suivant trois paramètres comme le montre le Tab. 1.

Quality indicator	Methode	Classification		
		A	B	C
Non-uniformity of irradiance	Monitoring of irradiance distribution in the test area. Calculation from measured Min/Max values of irradiance	<2 %	<5%	<10%
Spectral match to AM 1.5 reference spectral irradiance (IEC 60904-3)	Ratio of irradiance contributions of 6 wavelength ranges (400-500-600-700-800-900-1100): Solar simulator/AM 1.5 reference	0.75 to 1.25	0.6 to 1.4	0.4 to 2.0
Temporal stability of emitted light (LTI = Long Term Instability)	Monitoring of irradiance at a fixed position in the test area. Calculation from Min/Max values during I-V data acquisition time	<0.5%	<2 %	<10%

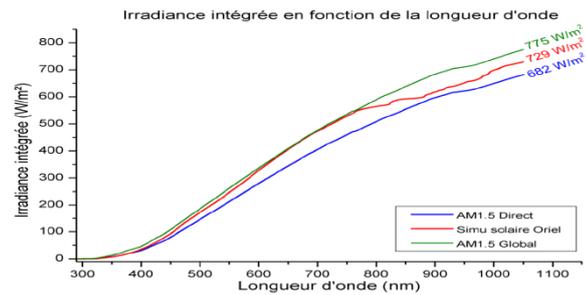
Tab. 1. Classification des simulateurs solaires suivant la norme 60904-9



(a)



(b)



(c)

Fig.4.17. Photographie (a), spectre (b) et spectre intégré (c) du simulateur solaire Lot-Oriel, de classe AAA du LGEP

De nos jours, les caractérisations en intérieur présentent une incertitude qui atteint au mieux dans certains laboratoires $[17] \pm 2\%$ pour les cellules au silicium cristallin (Fig.4.17). Les autres technologies de cellules, y compris les cellules à haute efficacité (HIT) ne sont pas caractérisées de façon aussi précise. Cela s'explique par :

- L'effet thermique différent, dû à l'encapsulant, sous illumination, qui mène à une incertitude dans la détermination de la température de jonction ;
- L'effet capacitif de certains matériaux qui nécessite des impulsions lumineuses longues ;
- L'effet de dégradation sous lumière. Quelques matériaux ont besoin d'un certain nombre d'heure d'exposition à la lumière pour atteindre un état stable ;
- L'effet de recuit thermique (valable surtout pour le silicium amorphe) ;
- L'effet dû à l'écart de la distribution spectrale entre le spectre généré par le simulateur solaire et le spectre AM1.5

Pour obtenir la certification, les modules doivent être testés et certifiés uniquement dans certains laboratoires agréés.

c) La caractérisation en extérieur

Certains fabricants apposent sur chacun des modules, une étiquette individuelle indiquant les paramètres principaux effectivement mesurés dans les conditions STC et le comportement du module en utilisation réelle. En effet, il peut être plus intéressant, notamment pour les filières autres que le silicium cristallin, de s'éloigner des conditions STC. Par exemple, pour les cellules au silicium amorphe, le rendement est meilleur pour un éclairage inférieur à $1\ 000\ \text{W m}^{-2}$, l'échauffement des cellules sera moins pénalisant...

La caractérisation en extérieur peut présenter certains avantages :

- La lumière incidente peut être, par temps clair et stable, extrêmement uniforme sur toute la surface du module quelque soit sa dimension ;
- Le spectre solaire peut être plus proche du spectre AM1.5G ;

- Il n'y a pas de problème de temps de caractérisation trop court et donc la capacité de la cellule n'est plus un obstacle ;
- Elle permet de disposer de toutes les conditions d'éclairement, de température, d'incidence, dans lesquelles peuvent être caractérisé un module ;
- C'est une solution qui coûte nettement moins cher qu'en intérieur car il n'y a pas besoin de sources lumineuses coûteuses ;

Cette solution présente cependant aussi quelques inconvénients :

- Le principal est que les conditions météorologiques varient continuellement (AM, intensité lumineuse, incidence, température extérieure, vitesse du vent) et que des conditions telles que les STC sont rares ;
- L'incertitude sur les capteurs disponibles pour la caractérisation en extérieur est en générale plus élevée ;
- Tous les paramètres influant la réponse du module varient ensemble et il est donc difficile de décorrélérer l'effet de chacun ;
- Il est donc difficile de trouver des "STC extérieur", qui permettraient de comparer les performances des différents modules. Il faut alors trouver des critères de comparaison des performances PV en utilisation normale, tel que le ratio de performances (PR) qui est défini comme le rapport entre le rendement réel en situation d'exploitation et le rendement STC.

Pour les raisons énumérées ci-dessus, la caractérisation en extérieur est peu utilisée et n'est quasiment jamais considérée dans la ligne de production des modules.

d) Les tests de vieillissement accéléré

Les principales causes de dégradation des modules PV sans concentration sont les cellules en court-circuit, les interconnexions en circuit-ouvert, la perte de puissance graduelle, les pertes optiques de l'encapsulant, les saletés sur la face avant du module, la cassure du verre, les points chauds, la dégradation des diodes de by-pass, le détachement de l'encapsulant, la stagnation de l'eau dans le module, etc. [18].

Des tests de résistance accélérée ont été mis au point par l'ASTM [19] et l'IEC [20] pour simuler une dégradation des modules au cours d'une durée de fonctionnement de 20 ans ou plus. La résistance des modules n'étant pas le sujet principal de cette thèse, nous ne ferons qu'évoquer brièvement les tests et normes en vigueur.

Il est tout de même important de savoir que de telles normes existent et c'est pourquoi nous en parlons dans cette partie. Il est également important de préciser que même si le module passe avec succès tous les tests de résistances, cela ne garantit pas qu'il fonctionne correctement en condition réelle d'utilisation sur une longue durée (30 ans ou plus) mais simplement atteste d'une certaine aptitude du module à fonctionner correctement en extérieur.

Ces tests consistent à accélérer les dégradations connues des modules et comprennent des tests de sécurité, d'intégrité mécanique et de cycles thermiques :

- Le test thermique détermine la capacité du module à endurer des variations de températures : 200 cycles de -40 à +85°C (chocs thermiques) sont infligés au module.
- Le test d'humidité consiste à maintenir le module pendant 1000 heures à 85% d'humidité.
- Le test d'humidité permet de vérifier que le module est capable d'endurer des variations de températures allant graduellement de -40°C à 85°C. Ce n'est donc pas un test de choc thermique mais une vérification de l'accumulation de vapeur d'eau dans le module après 10 cycles.
- Le test de point chaud consiste en 5 expositions d'une heure, à 1000 W m⁻² dans la pire condition de point chaud possible pour le module, à savoir occultation partielle.
- Le test de grêle consiste à exposer un module à une pluie de grêle constituée de boules de glaces de 25 mm de diamètre et lancées à 23 m s⁻¹ sur 11 endroits différentes du module.

- Le test de résistance au vent consiste à décrocher un des coté du module et de l'incliner de 1.2° par rapport au plan formé par les trois autres cotés toujours accrochés. Un fort vent de 130 km h^{-1} est appliqué. Le module ne doit pas se décrocher de la plateforme à laquelle il est attaché.
- Le test de charge statique consiste à monter le module comme suggéré par le constructeur et appliquer une force de $2\,400 \text{ Pa}$ pendant 1 heure uniformément sur la face avant et ensuite arrière du module.
- Le test d'isolation consiste à vérifier si la partie conductrice du courant est suffisamment isolée des bords ou du cadre du module, c'est-à-dire une résistance inférieure à $50 \text{ M}\Omega$ par rapport à la terre à 500 VDC , et un courant inférieur à $50 \mu\text{A}$ pour 1000 V .

B) Mesures et procédures pour l'obtention des caractéristiques I-V

Si, pour la grande majorité, les modules sont caractérisés sous un l'éclairement incident standard (simulateur solaire équipé d'une lampe xénon à impulsion lumineuse), il n'en est pas de même pour les méthodes de mesure de la caractéristique I-V. Cette partie aborde les exigences, les conseils et les normes liées à cette mesure. Nous verrons ensuite qu'il existe plusieurs manières de la mesurer.

a) Les normes

Les principales exigences concernant la mesure des caractéristiques I-V d'une cellule ou d'un module PV, que ce soit en intérieur ou en extérieur, sont énoncées dans la norme IEC60904-1 [21].

Les mesures sous lumière artificielle :

Il est exigé, dans cette norme, d'avoir une instrumentation qui réponde aux conditions suivantes :

- Une cellule de référence semblable à la cellule testée (IEC 60904-2) pour calibrer le simulateur solaire ;
- Des capteurs de température (pour la cellule de référence et la cellule testée) dont la mesure a une incertitude inférieure à $\pm 1\%$ et une répétabilité de ± 0.5 ;
- Un simulateur de classe BBB ou mieux (IEC60904-9 [16]) ;
- Un capteur d'irradiation, dans le plan de la cellule testée, pour vérifier l'intensité lumineuse instantanée fournie par le simulateur solaire. Ce capteur doit avoir une réponse en courant linéaire avec l'irradiance (IEC60904-10 [22]) ;
- Un spectroradiomètre qui permet de connaître le spectre de l'éclairement du simulateur solaire dans la zone de longueurs d'onde d'intérêt pour la cellule testée.
- La surface active de la cellule testée doit être dans le même plan que la cellule de référence avec une précision de $\pm 2\%$;
- Les mesures de V_{oc} et I_{sc} doivent avoir une précision de 0.2% et faites en 4 fils.

Les mesures sous lumière naturelle

Les caractérisations sous éclairage naturel doivent être faites seulement lorsque la lumière ne fluctue pas à plus de 1% au cours de la mesure et lorsque l'intensité lumineuse est d'au moins 800 W m^{-2} .

Il est exigé, dans la norme IEC 60904-1 [21], d'avoir une instrumentation qui réponde aux conditions suivantes :

- Une cellule de référence calibrée (60904-2) ou un pyranomètre mesurant l'irradiance reçue ;
- Des capteurs de température (pour la cellule de référence et la cellule testée) dont la mesure a une incertitude inférieure à $\pm 1\%$ et une répétabilité de ± 0.5 ;
- Un tracker deux-axes qui suit le soleil avec une précision de $\pm 5^\circ$;
- Un spectroradiomètre qui permet de connaître le spectre solaire à tout moment.
- La surface active de la cellule testée doit être dans le même plan que la cellule de référence avec une précision de $\pm 2\%$;

- Les mesures de V_{oc} et I_{sc} doivent avoir une précision de 0.2% et faites en 4 fils.

b) La mesure de la caractéristique I-V

Le principe de base pour tracer la courbe I-V est de faire varier la charge aux bornes du module, de zéro (court-circuit) à l'infini (circuit-ouvert). Il est possible de la faire varier dans le sens décroissant, soit de V_{oc} à I_{sc} ou bien dans le sens croissant, de I_{sc} à V_{oc} . Néanmoins, nous verrons par la suite que le sens de balayage n'aura d'influence que pour une mesure effectuée rapidement sur un module présentant un effet capacitif.

Il existe des solutions commerciales pour mesurer les points de la courbe I-V de semi-conducteurs développées par de grands groupes tels que Hewlett-Packard/Agilent-Technologies Inc, Keithley-Instruments Inc/Tektronic et d'autres. Certains instruments travaillent dans les 4 quadrants. On parle alors de source-mètres. Ils peuvent caractériser des semi-conducteurs en polarisation direct ou inverse, c'est à dire que l'instrument peut être soit source soit charge. On rappelle que la polarisation inverse est intéressante pour étudier les phénomènes de hot spot. D'autres instruments ne fonctionnent que dans le 4^{ème} quadrant. On parle alors de charge variable.

De plus, des programmes sont souvent livrés avec l'instrument pour faciliter sa prise en main et rendent l'acquisition de données accessible très rapidement.

Les principaux inconvénients de ces instruments sont le prix qui est souvent très élevé et les limites en courant/tension/puissance. Il est difficile d'aller au delà de 100V et 5 A, ce qui pose un problème pour la caractérisation de certains modules.

Il existe aussi une variété de plus petites entreprises qui ont développés des produits de mesure spécifiquement pour le photovoltaïque tel que DaystarInc, Spire Inc, SpectrolabInc, PasanBeval S.A, Wacom Electric Co.Ltd et d'autres encore.

Quelques groupes développent leur propre solution en utilisant différents éléments électroniques. Certains utilisent des amplificateurs opérationnels [23][24], d'autres des capacités [25] et enfin des transistors [26][27][28] pour faire office de charge. Une étude est menée sur l'acquisition de courbes I-V à partir d'un transistor dans le chapitre 7.

c) L'effet capacitif des cellules et temps de caractérisation (mesure de l'effet capacitif sur module amorphe)

Un effet à ne pas négliger lorsque l'on caractérise les cellules ou modules sur une échelle de temps courte (quelques ms), ce qui est le cas pour de nombreux simulateurs solaires à impulsions lumineuses, est le comportement capacitif de certaines cellules. Cela peut fausser les mesures I-V si l'on n'attend pas que le signal soit stabilisé. L'allure de la courbe I-V peut parfois sembler correcte mais les valeurs de I_{sc} et P_{max} sont soit sur-évaluées, soit sous-évaluées [29]. On observe ce phénomène sur la Fig.4.18 qui a été faite à l'aide de l'instrumentation réalisée au LGEP pour caractériser n'importe quel module PV. Ce système est décrit plus précisément dans le chapitre 7.

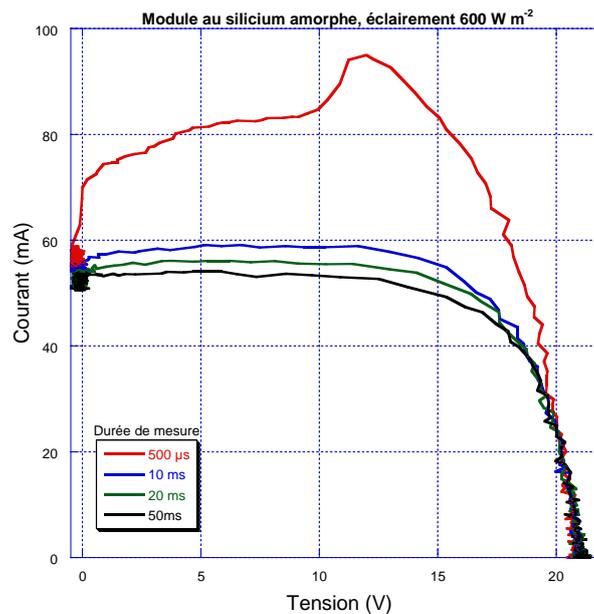


Fig.4.18. Impact de l'effet capacitif d'une cellule au silicium amorphe sur la courbe I-V pour des temps de mesure courts

Le panneau caractérisé utilisé pour produire la Fig.4.18 est un petit module au silicium amorphe de dimension $260 \times 260 \text{ mm}^2$ de 28 cellules et de puissance maximale 1.95 W ($V_{\text{max}} = 15 \text{ V}$ et $I_{\text{max}} = 0.13 \text{ A}$). On peut voir sur cette figure que lorsque le temps d'acquisition est très court ($500 \mu\text{s}$), la caractéristique du module est complètement faussée. Cet effet capacitif engendre un temps de transition entre deux points de mesure qui peut, si le balayage se fait trop rapidement, empêcher le courant généré par le module d'être à une valeur stabilisée au moment de la prise de mesure. La procédure de mesure commence par la détermination de I_{sc} en imposant une charge nulle au module, puis détermination du V_{oc} avec une charge très grande et ensuite, diminution de la charge. Ainsi, la capacité du module est chargée pendant la détermination du V_{oc} et le courant se décharge ensuite pendant tout le balayage de la courbe jusqu'à I_{sc} . Ce qui résulte en une mesure de courant plus grande qu'à la normale et par conséquent à une surestimation du P_{max} comme montré sur les Fig.4.18 et Fig.4.19. Si en revanche le balayage de la courbe commençait par une charge nulle (I_{sc}) alors la capacité se charge pendant l'acquisition des données, ce qui entraînerait une sous estimation du courant ainsi que de P_{max} .

C'est ce que l'on peut observer sur la Fig.4.19 qui représente l'évolution du courant et de la tension en fonction du temps, lors d'un balayage de la courbe, grâce à la variation de la résistance variable commandé par une tension de commande. Le module n'a en fait pas le temps de suivre le pas de mesure de tension imposé par la charge. On remarque que plus le temps pour balayer la courbe est court et plus la "bosse" au niveau du courant est visible.

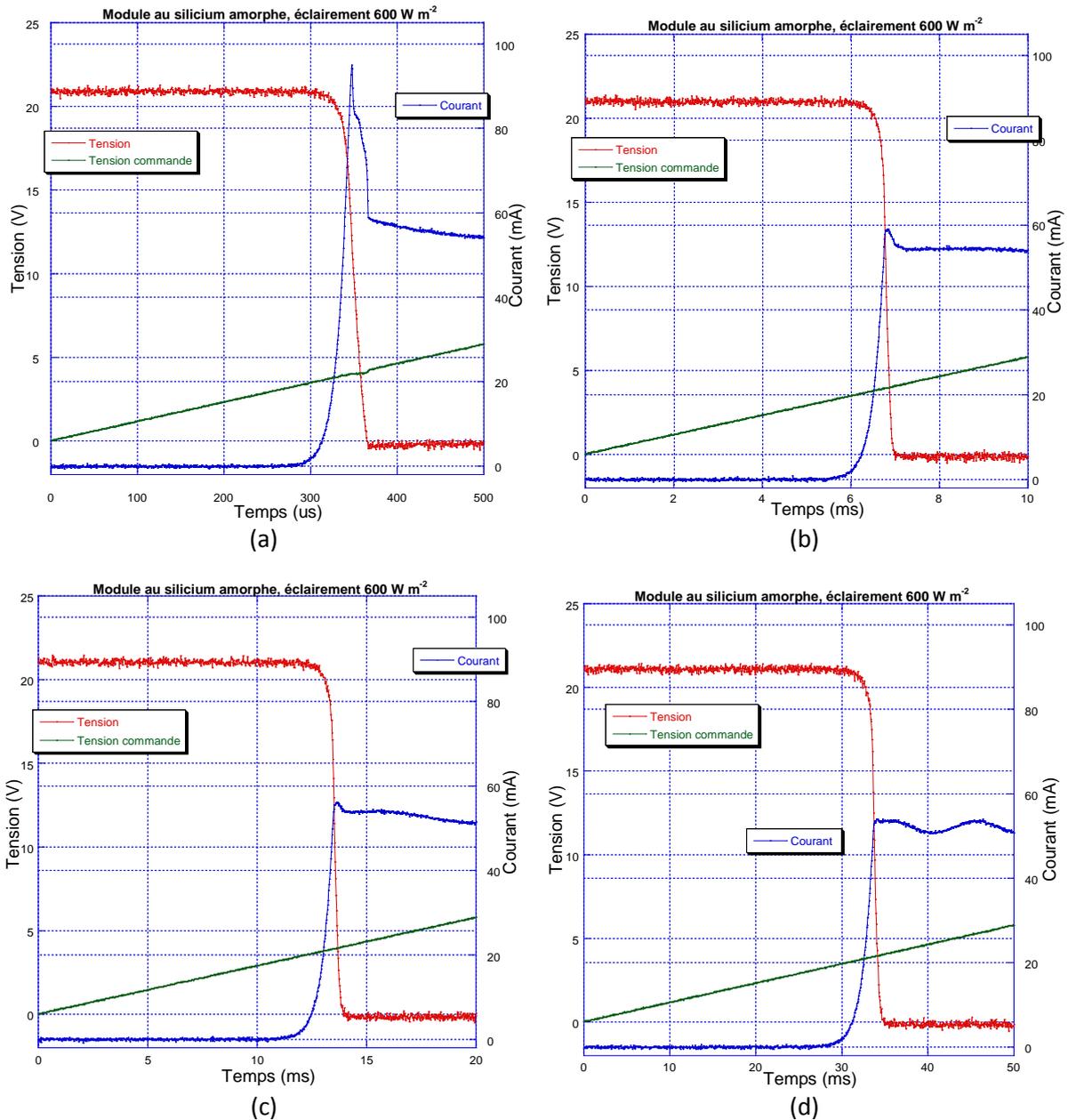


Fig.4.19. Courant et tension générées par le module au silicium amorphe, et tension de commande de la charge variable, en fonction du temps, durant des balayages de 500 μ s (a), 10ms (b), 20ms (c) et 50ms (d)

Les oscillations que l'on peut observer sur la Fig.4.19 (d) sont dues à la fréquence de la lampe halogène utilisée pour éclairer le module (100 Hz).

Une méthode pour vérifier que le temps de mesure n'est pas trop court et que la courbe I-V du module testé n'est pas déformée par cet effet capacitif est de parcourir un cycle complet $V_{oc} \rightarrow I_{sc} \rightarrow V_{oc}$ (ou $I_{sc} \rightarrow V_{oc} \rightarrow I_{sc}$) et de regarder s'il apparait un phénomène d'hystérésis, comme le montre la Fig.4.20. Pour plus de précision, on vérifie que le facteur de forme et la puissance maximale soient quasiment identiques dans les deux sens de parcours de la courbe.

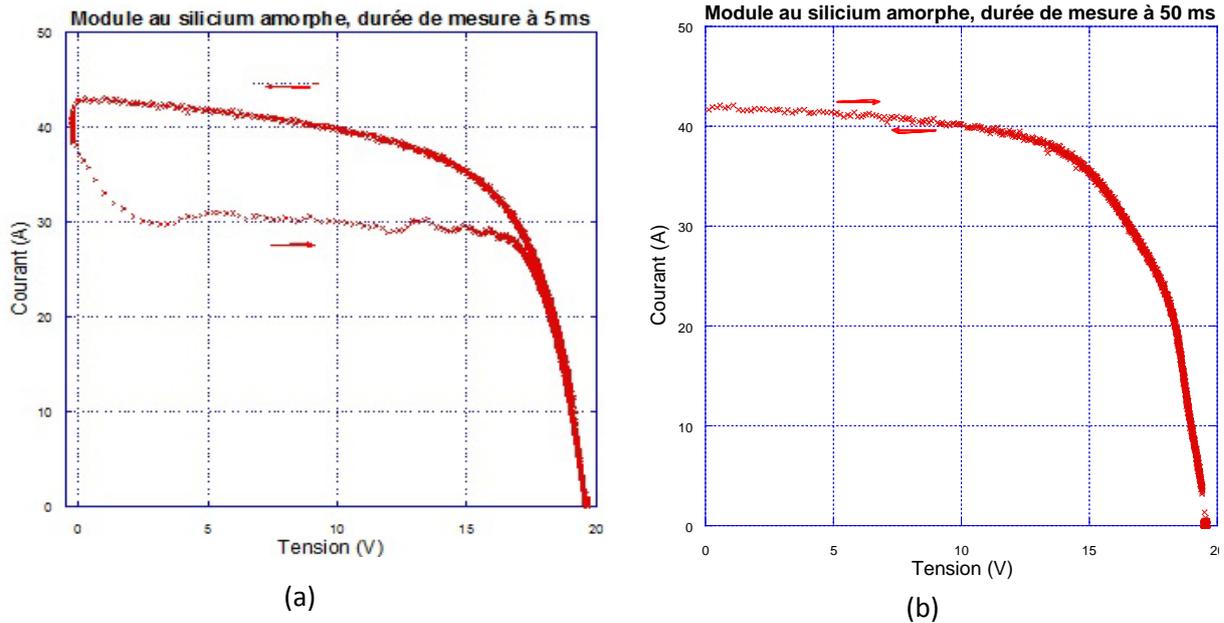


Fig.4.20. Courbe d'hystérésis I-V pour un temps de balayage de 5 ms (a) et 50 ms (b) pour un aller retour

La capacité des modules dépendra de leur technologie [30], de l'intensité lumineuse. Elle varie beaucoup avec la capacité de diffusion [31] qui est corrélée à la durée de vie des porteurs minoritaires.

La capacité d'une cellule PV provient de trois contributions :

- La capacité de jonction qui représente la charge dans la zone de déplétion de la jonction ;
- La capacité de diffusion qui correspond à la charge des porteurs minoritaires dans les régions dépourvues de champ de la jonction ;
- La capacité de transition des charges qui peut être attribuée à l'existence de défauts.

Les deux dernières capacités varient de façon exponentielle avec la tension. La capacité de diffusion est la principale responsable de la distorsion de la courbe I-V. Cette dernière apparaît sous polarisation directe et est associée à la diffusion des porteurs majoritaires d'une zone (e.g. n pour les électrons) où ils sont majoritaires vers une zone où ils sont minoritaires (e.g. p pour les électrons) dans laquelle ils s'accumulent. Considérons, par exemple, la diffusion des électrons de la région n vers la région p. Après avoir franchi la zone de déplétion, les électrons s'accumulent dans la région p où ils sont minoritaires. Ils constituent alors une charge excédentaire, qui est distribuée sur plusieurs dizaines de microns et qui persiste jusqu'à ce que les électrons injectés subissent des recombinaisons avec les trous. Parallèlement, les trous ayant diffusé dans la région n constituent une charge excédentaire positive tant qu'ils ne subissent pas de recombinaison. La capacité de diffusion est une mesure de la variation de ces charges accumulées de part et d'autre de la jonction lorsque la tension directe varie. Elle s'exprime de la manière suivante :

$$C_{diff} = C_0 \exp\left(\frac{qU}{kT}\right) \dots \dots \dots (2)$$

Où C_0 est une constante ($F \text{ cm}^{-2}$), k la constante de Boltzmann ($J \text{ K}^{-1}$), q la charge élémentaire (C), U la différence de potentielle(V) et T la température (K). Typiquement, les valeurs de capacité d'un module de haute efficacité sont entre 30 et $100 \mu F \text{ cm}^{-2}$, ce qui est 100 fois plus élevé que pour d'autres modules moins performants. Cela s'explique par le fait que la longueur de diffusion des porteurs minoritaires et leur tension de fonctionnement sont plus élevés car C_0 , et donc C_{diff} , en dépendent comme le souligne l'équation ci-dessous :

$$C_0 = \frac{q}{kT} \times \frac{qn_1^2}{N_D} L_d \dots \dots \dots (3)$$

Où N_D est la densité de dopage (cm^{-3}), n_i la concentration intrinsèque (cm^{-3}) et L_d la longueur de diffusion des porteurs minoritaires

Si l'on souhaite prendre en compte cet effet dans le modèle équivalent électrique de la diode décrit dans le chapitre 3.3, il suffit alors d'ajouter une capacité en parallèle à la diode comme représenté sur la Fig.4.21.

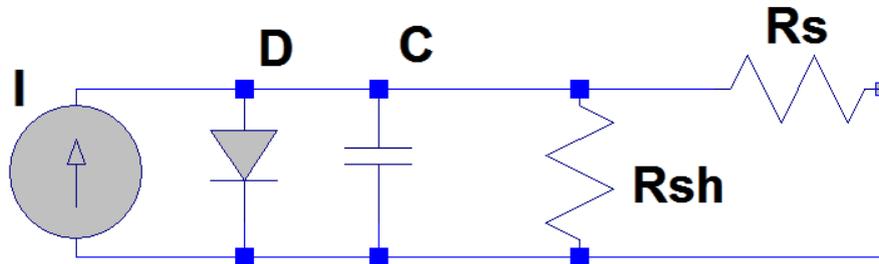


Fig.4.21. Circuit équivalent d'une cellule PV prenant en compte l'effet capacitif

L'effet de capacité est visible pour plusieurs technologies de module lorsque l'impulsion lumineuse et la prise de mesure sont plus rapides que 20 ms. Ce qui peut poser des problèmes car nous avons vu précédemment que la plupart des simulateurs solaires pour modules, font un flash de 1 à 20 ms. Augmenter le temps de ce flash serait très coûteux, il y aurait une perte d'uniformité de la lumière et un échauffement du module plus important.

D'autres solutions existent :

- La caractérisation en extérieur : Cela permet d'avoir une intensité lumineuse constante et uniforme sur toute la surface du panneau pendant une certaine durée par ciel clair.
- Les simulateurs à éclairage continu : Ils peuvent résoudre le problème en augmentant le temps de balayage mais d'autres problèmes surviennent. La lampe très coûteuse se dégrade plus vite, la température du panneau doit absolument être contrôlée et l'uniformité de la lumière sur la surface du module testé est plus difficile à assurer.
- La mesure multi-flash point par point : Cette méthode consiste à appliquer un flash par mesure de point. Il faudra donc au minimum une vingtaine de flash pour parcourir la courbe I-V. Elle fonctionne bien pour des modules n'ayant pas une capacité trop élevée. Il faut donc vérifier pour les modules haute efficacité si le courant a bien le temps de se stabiliser pour chaque mesure. Le temps d'acquisition d'une courbe est donc plus long que pour un flash classique et la lampe vieillit plus vite.
- La mesure multi flash par morceau : Le principe est le même que pour la mesure point par point sauf que l'on caractérise des parties de courbes à chaque flash cette fois-ci. On a ainsi besoin de moins de flash pour balayer une courbe I-V mais il y a plus de risque de retrouver l'effet capacitif.

d) Les spécificités des différentes technologies pour la caractérisation I-V

Les méthodes de caractérisations ont toutes été conçues et optimisées pour le silicium cristallin or aujourd'hui les couches minces et les cellules à haute efficacité se développent et apparaissent de plus en plus sur le marché. Il est donc important de les caractériser correctement pour pouvoir les comparer aux cellules cristallines. Il faut pour cela tenir compte de certains aspects, spécifiques à chaque technologie, pour éviter d'induire des erreurs de mesures malgré le manque de standard concernant leur caractérisation.

Pour les cellules à haute efficacité il faut simplement faire attention à leur forte capacité (prévoir un temps de caractérisation d'au moins 200 ms).

Pour les cellules en couches minces, il faut respecter d'autres contraintes, énoncées ci-dessous.

Le silicium amorphe

Pour caractériser les cellules au silicium amorphe il faut tenir compte :

- De la dégradation initiale (Effet Staebler-Wronski) de 15 à 20% de la production avant d'atteindre un état plus ou moins stable. Il est conseillé de laisser le module pendant 1000 heures

sous une lumière entre 600 W m^{-2} et 1000 W m^{-2} avant de le caractériser lorsque celui-ci sort de chaîne de production.

- Les fortes températures de l'été font un recuit thermique des modules et le rendement augmente légèrement. Ainsi, pour éviter une variation saisonnière du rendement, il vaut mieux stocker les modules dans un endroit sans lumière et dont la température est contrôlée, avant de débiter les caractérisations.

- Il faut également être vigilant à l'effet capacitif des modules au silicium amorphe qui peut aussi s'avérer grand (temps de caractérisation $> 10 \text{ ms}$) dans certains cas.

Le CIS / CIGS

Une spécificité du CIS est qu'il "vieillit" dans le noir : son facteur de forme et sa tension de circuit-ouvert diminuent lorsqu'il n'est pas exposé au soleil, et cela de façon bien différente en fonction des modules. Il est par conséquent difficile d'envisager un standard qui tienne compte de cet effet pour tous les panneaux. Ces modules sont exposés à une lumière de 100 W m^{-2} pendant 20 minutes avant d'être caractérisés dans les procédés de fabrication.

Le CdTe

Le CdTe souffre également de vieillissement dans le noir, tout comme le CIS [32][33].

3) Exemple de fonctionnement des modules PV en conditions réelles

Cette partie décrit, dans un premier temps, les conditions climatiques liées à la région dans laquelle sont installées les plateformes de caractérisation de modules PV. Dans un second temps nous citons les facteurs météorologiques qui impactent principalement le fonctionnement des modules PV

A) Les conditions météorologiques de Gif sur Yvette (mesures sur site)

La première plateforme de caractérisation de modules en conditions réelles a été installée au LGEP, Gif-sur-Yvette (France, 48.7°N , 2.2°E , 156 m).

Gif-sur-Yvette est située en Île-de-France et bénéficie d'un climat océanique. En moyenne annuelle, la température relevée s'établit à 10.8°C avec des moyennes maximales de 15.2°C et minimales de 6.4°C . La température réelle maximale intervient en août avec 24.5°C et la minimale en janvier avec 0.7°C . L'ensoleillement est comparable aux régions du nord de la Loire avec 1 798 heures en moyenne sur l'année, et les précipitations sont également réparties sur les saisons avec une moyenne mensuelle de 50mm et un total de 598.3 mm de pluie par an.

Mois	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Température min. moyenne (°C)	2.7	2.8	5.3	7.3	10.9	13.8	15.8	15.7	12.7	9.6	5.8	3.4
Température max. moyenne (°C)	7.2	8.3	12.2	15.6	19.6	22.7	25.2	25	21.1	16.3	10.8	7.5
Ensoleillement (h)	62.5	79.2	128.9	166	193.8	202.1	212.2	212.1	167.9	117.8	67.7	51.4
Précipitations (mm)	51	41.2	47.6	51.8	63.2	49.6	62.3	52.7	47.6	61.5	51.1	57.8

Tab.4.1. Valeurs mensuelles moyennées sur 10 ans du climat à Paris (26 km de Gif-sur-Yvette) (source: MétéoFrance)

Grâce à l'instrumentation de la plateforme PV du LGEP, nous pouvons faire une très courte étude statistique des conditions météorologiques de Gif-sur-Yvette, comme le montrent les figures ci-dessous.

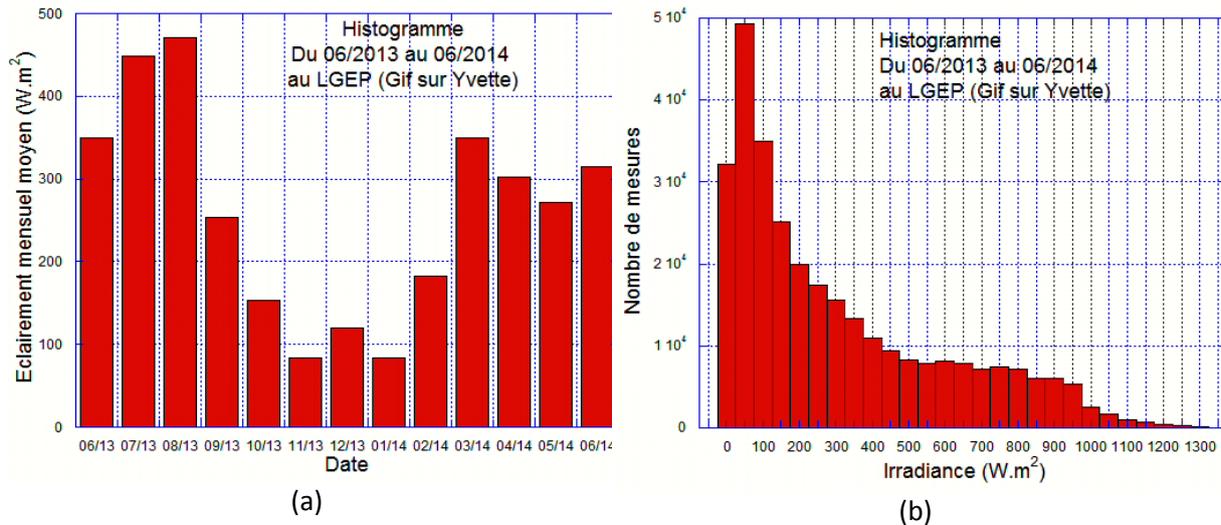


Fig.4.22. Eclaircissement mensuel moyen (a) et histogramme d'éclairement (b) au LGEP, Gif sur Yvette du 05/2013 au 05/2014

Les graphiques de la Fig.4.22 ont été obtenus grâce aux mesures d'éclairement horizontales, prises toutes les 30 secondes, effectuées sur le toit du LGEP (Gif-sur-Yvette). Le matériel utilisé est décrit dans le chapitre 5. On peut y voir que l'on se trouve rarement dans les conditions standard d'éclairement à 1000 W m⁻² (sans même parler de la distribution du spectre solaire). Cela se vérifie grâce à la Fig.4.23 qui montre la quantité d'éclairement global par jour, à l'horizontal, reçu au LGEP. Sur cette figure, on voit aussi la quantité de rayonnement diffus par rapport au rayonnement global, moyenné sur une année. Elle a été faite à partir de la moyenne sur 11 ans (de 2001 à 2012) donnée par PVGIS (PhotovoltaicGeographical Information System) qui est un outil pour l'étude du gisement solaire et de l'énergie solaires disponibles en Europe et en Afrique, accessible à tous.

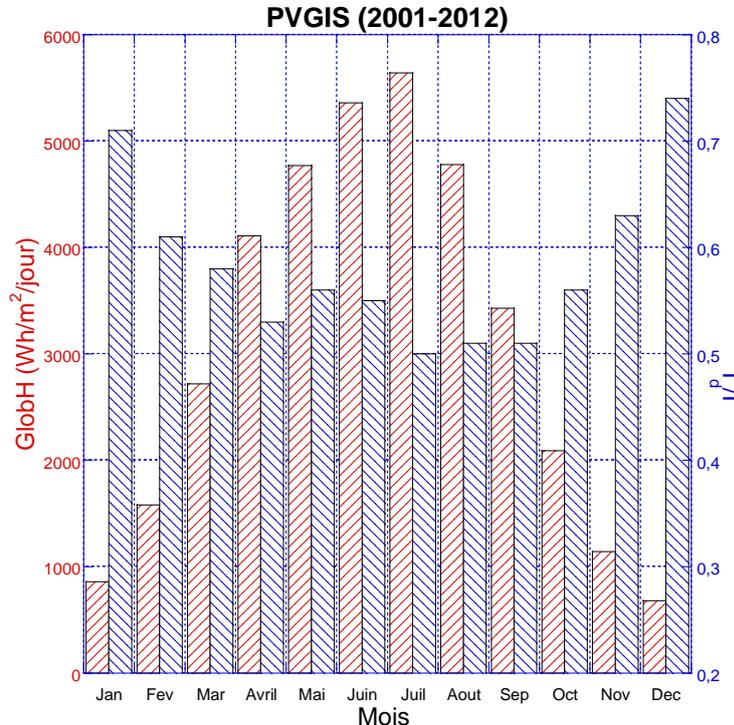


Fig.4.23. Moyennes mensuelles des données d'éclairement de PVGIS sur les années 2001 à 2012

On observe qu'il y a moins d'éclairement et plus de rayonnement diffus pendant les mois d'hiver que ceux d'été dans la région parisienne.

En conclusion, il y a un véritable écart entre les conditions STC dans lesquelles sont caractérisés les modules et les conditions réelles sur le site de Gif-sur-Yvette.

Il est alors normal de se demander comment fonctionnent les modules dans des conditions autres que standard et quelle est l'influence des conditions météorologiques du site sur les modules PV?

B) Impact des facteurs climatiques sur les performances électriques des modules PV

Nous avons vu précédemment, dans la partie 2 de ce chapitre, que les modules PV sont caractérisés dans des conditions STC. Or, ces conditions correspondent à un ciel clair sans pollution pour un soleil assez haut dans le ciel, un module dans le plan normal aux rayons du soleil (optimum) et une température de cellule de 25°C (qui n'est jamais le cas pour un module qui fonctionne à 1000 W m^{-2}). Grâce à l'étude menée ci-dessus, sur les conditions météorologiques sur le site de Gif-sur-Yvette, on s'aperçoit que les conditions STC ne se produisent quasiment jamais. On peut alors se demander comment se comporte le rendement des modules PV dans d'autres conditions ?

Le rendement des modules peut différer du rendement STC, principalement à cause de quatre facteurs météorologique [34][35][36], qui sont expliqués brièvement ci-dessous et le seront plus en détail dans le chapitre 6:

a) L'influence du faible éclairement

Pour de nombreux modules commerciaux, le rendement n'est pas constant en fonction de l'éclairement, comme nous pouvons le constater sur la Fig.4.24. Rendement de 5 modules PV en fonction de l'éclairement Fig.4.24, et chute régulièrement de manière drastique à faible éclairement (typiquement lorsque l'intensité lumineuse devient inférieure à 200 W m^{-2}). Ce phénomène est bien souvent négligé par les fabricants, qui ne donnent aucune indication sur le comportement de leur module à faible éclairement.

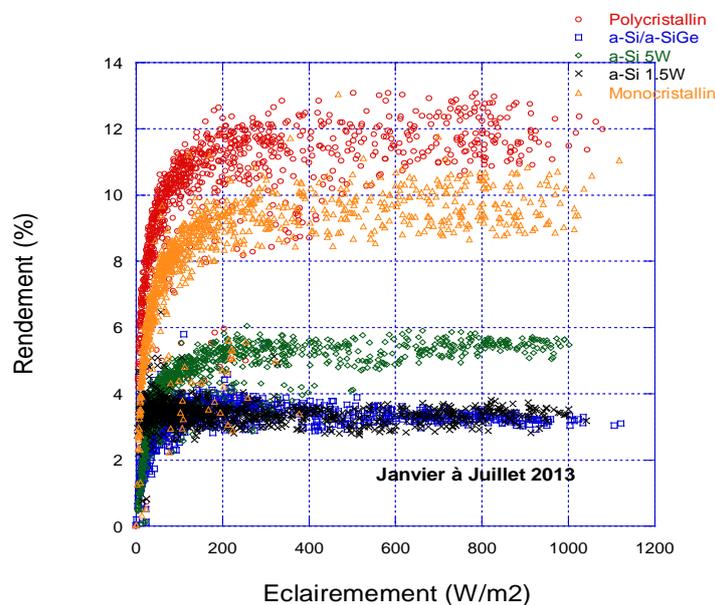


Fig.4.24. Rendement de 5 modules PV en fonction de l'éclairement

b) L'influence de la température

L'effet de la température sur le panneau varie en fonction de l'éclairement, de la température ambiante, de la vitesse du vent, du montage du module (intégré au toit ou aéré) et tous ces paramètres changent en fonction du site choisi pour l'installation des modules. De plus les

coefficients liés à la température diffèrent en fonction des matériaux utilisés pour la fabrication du module. Par exemple, la puissance d'un module PV en silicium cristallin décroît approximativement de 0.4% (relative) par °C au dessus de 25°C alors que la température a moins d'influence sur les modules au silicium amorphe. La Fig.4.25 représente l'influence de la température sur la tension maximale délivrée de cinq technologies de modules différents.

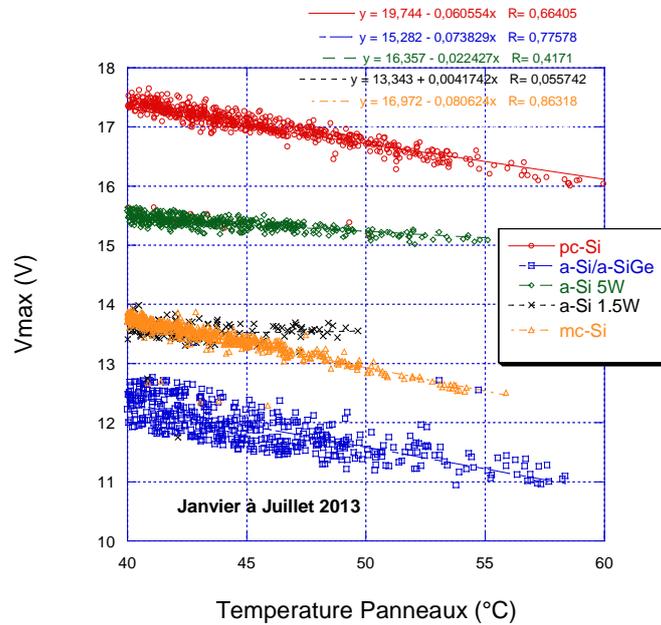


Fig.4.25. V_{max} de 5 modules PV en fonction de la température de fonctionnement des cellules

c) L'influence du spectre solaire

Tous les modules n'ont pas la même réponse spectrale. Elle dépend de la technologie. Le silicium cristallin et le CIGS ont une bande d'absorption qui va de 300 à 1120 nm alors que le silicium amorphe et le CdTe ne couvrent que la plage qui va de 350 à 800 nm. De plus le spectre solaire, en raison du changement continu de la position du soleil (donc de l'AM) et de la composition de l'atmosphère, change tout le temps. Cette variation continue du spectre solaire a pour conséquence une variation, différente suivant la filière, du courant photo-généré et donc de la puissance fournie par le module. La Fig.4.26 représente deux spectres solaires différents et les réponses spectrales de a-Si et c-Si en fonction de la longueur d'onde.

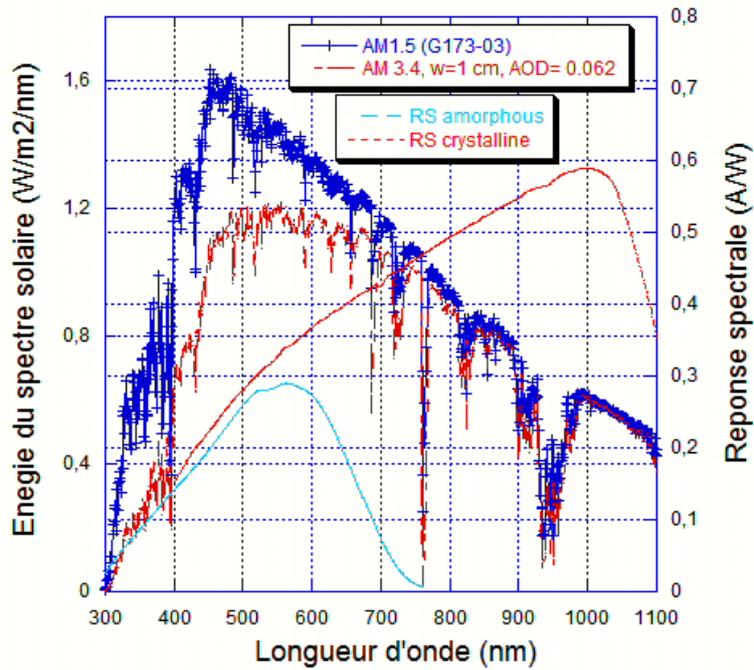


Fig.4.26. Spectres solaires différents et réponses spectrales de a-Si et c-Si en fonction de la longueur d'onde

d) L'influence de l'angle d'incidence du rayonnement

Quelque soit le module, la lumière incidente doit traverser plusieurs couches successives avant de pouvoir atteindre la cellule (verre trempé, couche antireflet, EVA). Dans les conditions STC, les rayons lumineux arrivent perpendiculairement au plan du module. Or, en condition réelle d'utilisation, les rayons peuvent provenir de n'importe quelle direction. Ce qui engendre une perte proportionnelle au cosinus de l'angle d'incidence, mais également une perte liée aux réflexions sur le verre qui peuvent s'ajouter aux pertes globales pour des angles d'incidence supérieurs à 50°, comme représenté sur la Fig.4.27.

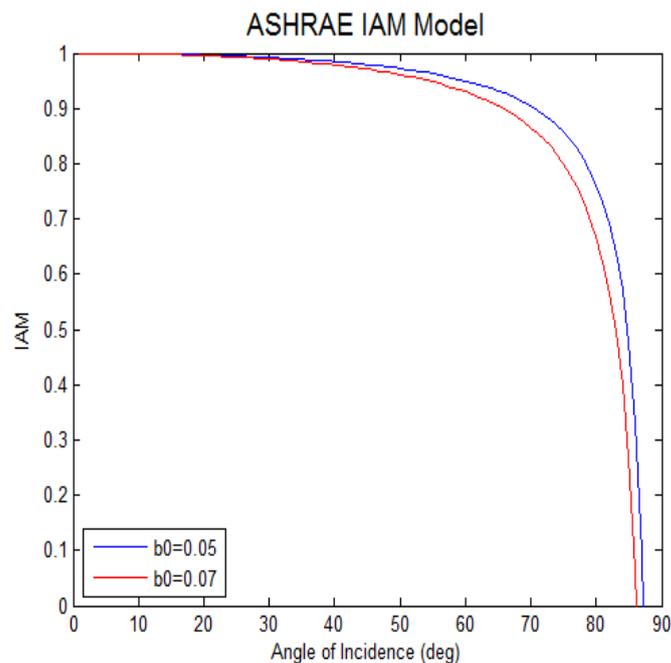


Fig.4.27. Modèle ASHRAE prenant en compte la réflexion du verre par rapport à l'angle d'incidence de la lumière incidente

e) L'influence des ombrages partiels

D'autres pertes, cette fois-ci uniquement liées au site d'implantation, sont les ombrages (dont nous avons parlé précédemment) et la saleté qui viennent diminuer les performances des modules PV.

Une étude approfondie est menée sur l'influence de tous ces paramètres sur les modules et de quelle manière ils sont pris en compte par les modèles de prévision de productible dans le chapitre 6.

4) Conclusion

Nous avons étudié dans ce chapitre la conception d'un module PV qui nécessite d'associer des cellules PV en série ou parallèle, ce qui engendre des problèmes et des pertes liés au déséquilibre lors de l'association de cellules ou d'ombrages partiels, que nous avons décrit également. Une étude est menée sur l'effet de l'ombrage partiel sur les modules couches minces car il est très peu mentionné, dans la littérature, son effet sur ces technologies.

Nous décrivons par la suite toutes les normes de caractérisation et de résistivités des modules PV, en insistant notamment sur l'effet capacitif que l'on mesure sur un module amorphe et qui est habituellement trop peu considéré. Les mesures et procédures pour l'obtention des caractéristiques I-V en laboratoire et en extérieur sont également présentées. Nous voyons par conséquent les avantages mais aussi les inconvénients de la caractérisation en laboratoire parmi lesquels le fait que ces tests soient effectués à une condition unique de température, irradiance, spectre solaire.

Ce qui nous a amené finalement à observer la variation des conditions climatiques dans la région dans laquelle s'est effectuée ma thèse, Gif-sur-Yvette, et à évoquer les paramètres extérieurs qui influent sur le comportement des modules qui nécessitent l'installation de plateformes en extérieur afin de les prendre en compte.

Bibliographie

- [1] D.L. King, M.A. Quintana, J.A. Kratochvil, D.E. Ellibe, B.R. Hansen, Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure, *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 8, pp241-256, 2000
- [2] .E.L. Meyer and E.Ernest van Dyk, The Effect of Reduced Shunt Resistance and Shading on Photovoltaic Module Performance, *Proc. of the 31th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, pp 1331-1334, 2005
- [3] W. Herrmann, W. Wiesner, W. Vaaben, *Proc. 26th IEEE photovoltaic Specialist Conf.*, 1129-1132, 1997
- [4] W. Herrmann, M. Adrian, W. Wiesner, *Proc. 2nd World CPEC*, 2357-2359, 1998
- [5] J. Munoz, E.Lorenzo, F. Martinez-Moreno, L. Marroyo and M. Garcia; An investigation into Hot-Spot in Two Large Grid-Connected PV Plants, *Prog.Photovolt: Res Appl*; 16:693-701, 2008
- [6] F.A. Blake, K.L. Hanson, The hot-spot failure mode for solar arrays. *Proceedings of th 4th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*; 575-581, 1969
- [7] V. Quaschnig and R. Hanitsch, Influence of Shading on Electrical Parameter of Solar Cells, 25th PVSC; May 13-17; Washington DC, 1996
- [8] R. Hanitsch, D. Schulz and U. Siegfried, Shading Effects on Power of Grid Connected Photovoltaic Generator Systems, *Rev.Energ.Ren: Power Engineering*, 93-99, 2001
- [9] V. Quaschnig and R. Hanitsch, Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells, *Solar Energy*, vol. 56, n.6, pp.513-520, 1996
- [10] M.C. Alonso, J.M. Ruiz and F. Chenlo, Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module, *Solar Energy Materials and Solar cells*, 90, 329-340, 2006
- [11] A. Kovach and J. Schmid, Determination of Energy Output Losses Due to Shading of Building-Integrated Photovoltaic Arrays Using A Raytracing Technique *Solar Energy*, Vol 57, No 2, pp 117-124, 1996
- [12] American Society for Testing and Materials, ASTM G 173-03. Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical for 37° Tilted Surface, West Conshohocken, PA: American Society for Testing and Materials, 2003
- [13] IEC 60904-3, Photovoltaic devices-Part 3: Measurement principals for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data, 2008
- [14] IEC 60904-2, Photovoltaic devices-Part 2: Requirement for reference solar cells, 2008
- [15] IEC 60904-7, Photovoltaic devices-Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device, 2008
- [16] IEC 60904-9, Photovoltaic devices-Part 9: Solar simulator performance requirements, 2008
- [17] S. Winter, J. Metzdorf, K. Emery, F. Fabero, Y. Hishikawa, B. Hund, H. Müllejans, A. Sperling, W. Warta, The results of the Second World Photovoltaic Scale Recalibration, *Photovoltaic Specialists Conference*, 2005. *Conference Record 31st IEEE*, p. 1011, 2005.
- [18] R. Ross, *Proc. 17th IEEE Photovoltaic Specialist Conf.*, 464-472, 1984
- [19] C. Osterwald, *ASTM Standards Development Status, Proc. 18th IEEE Photovoltaic Specialist Conf.*, 749-753, 1985
- [20] Qualification Test Procedures for Photovoltaic Modules, Commission of the European communities, Joint Research Center, ISPRA Establishment, Specification 502, 1984
- [21] IEC 60904-1, Photovoltaic devices-Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, 2006
- [22] IEC 60904-10, Photovoltaic devices-Part 10:Methods of linearity measurement, 1998
- [23] P. Schultz, A. Meilus, S. Hu, C. Goradia, *IEEE Trans. Inst. Meas.* IM26, 295-299, 1977
- [24] R. Briskman, P. Livingstone, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 46, 187-199, 1997
- [25] C. Cox, T Warner, *Proc. 16th IEEE Photovoltaic Specialist Conf.*, 277-1283, 1982
- [26] H. Skolnik, *Sol. Energy* 14, 43-54, 1972
- [27] R. Kern, W. Wagemann, *Proc. 7th Euro. Conf. Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 314-318, 1986
- [28] E. Mantingh, W. Zaaiman, H. Ossenbrink, *Proc. 24th IEEE Photovoltaic Specialist Conf*, 871-873, 1994
- [29] K. Bücher, Accurate production line testing of high capacity modules, high efficiency modules and large area building integrated PV modules, 17.EUPVSEC, Munich, 2001
- [30] S. Mau, Influence of Solar Cell Capacitance on the Measurement of I-V Curves of PV-Modules, *Proc. 20th EUPVSEC*, 2005.
- [31] G. Friesen, Capacitance effects in high-efficiency cells, *Solar Energy Materials and solar cells*, *Opto-Electronic Review*, Volume 48 pp.77-83, 1997
- [32] First Solar Application Note PD-5-34 rev.1.0: Best Practice for Power Characterisation
- [33] First Solar Doc. CP-3-210-010-W25: Pre-Conditioning of First Solar Modules Prior to Measurement of Performance at Standard Reporting Conditions
- [34] K. Bücher, Site dependence of the energy collection of PV modules, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 47 85-94, 1997
- [35] K. Bücher, G. Kleiss and D. Bätzner, Photovoltaic Modules in Buildings: Performance and Safety, *Renewable Energy* 15 545-551, 1998
- [36] A. Parretta, A. Sarno and L. R.M. Vicari, Effects of irradiation conditions on the outdoor performance of photovoltaic modules, *Optics Communications* 153 153-163, 1998

Table des illustrations

Fig.4 1. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module au silicium cristallin ..	69
Fig.4.2. Représentation schématique d'une vue en coupe d'un module couche mince (silicium amorphe)	69
Fig.4.3. Photographies de modules au silicium cristallin (a) et en couche mince de silicium amorphe (b)	70
Fig.4.4. Caractéristique I-V d'une cellule PV éclairée et polarisée par une source extérieure, avec la convention utilisée dans la suite de ce chapitre.	71
Fig. 5. Association de N_s cellules en série	71
Fig.4.6. Association de N_p cellules en parallèle	72
Fig.4.7. Association en série de deux cellules PV non identiques	73
Fig.4.8. Association en série de ($N_s - 1$) cellules PV identiques et une cellule plus faible (2).73	
Fig.4.9. Association en parallèle de deux cellules PV non identiques	74
Fig.4.10. Association en parallèle de ($N_p - 1$) cellules PV identiques et une cellule plus faible (2).....	74
Fig.4.11. Caractéristiques I-V et P-V d'un module de 16 cellules au silicium amorphe, sous 1 kW m^{-2} avec ombrage progressif d'1 cellule (a)et (b), de 8 cellules (c) et (d), de 16 cellules (e) et (f).....	77
Fig.4.12. Comparaison de la puissance délivrée par le module dans différentes conditions d'ombrage.....	77
Fig.4.13. Mini module au silicium amorphe à 16 cellules avec une ombre couvrant partiellement les cellules	78
Fig.4.14. Protection d'un module de 32 cellules associées en série par deux diodes de by-pass	78
Fig.4.15. Caractéristique I-V d'un module dont certaines cellules ombragées sont isolées par une diode de by-pass.....	79
Fig. 16. Schéma des normes relatives à la mesure de puissance pour le photovoltaïque.....	81
Fig.4.17. Photographie (a), spectre (b) et spectre intégré (c)du simulateur solaire Lot-Oriel, de classe AAA du LGEP	83
Fig.4.18. Impact de l'effet capacitif d'une cellule au silicium amorphe sur la courbe I-V pour des temps de mesure courts.....	87
Fig.4.19. Courant et tension générées par le module au silicium amorphe, et tension de commande de la charge variable, en fonction du temps, durant des balayages de $500 \mu\text{s}$ (a), 10ms (b), 20ms (c) et 50ms (d)	88
Fig.4.20. Courbe d'hystérésis I-V pour un temps de balayage de 5 ms (a) et 50 ms (b) pour un aller retour	89
Fig.4.21. Circuit équivalent d'une cellule PV prenant en compte l'effet capacitif.....	90
Fig.4.22. Eclairement mensuel moyen (a) et histogramme d'éclairement (b) au LGEP, Gif sur Yvette du 05/2013 au 05/2014	92
Fig.4.23. Moyennes mensuelles des données d'éclairement de PVGIS sur les années 2001 à 2012	92
Fig.4.24. Rendement de 5 modules PV en fonction de l'éclairement.....	93
Fig.4.25. V_{max} de 5 modules PV en fonction de la température de fonctionnement des cellules	94
Fig.4.26. Spectres solaires différents et réponses spectrales de a-Si et c-Si en fonction de la longueur d'onde	95
Fig.4.27. Modèle ASHRAE prenant en compte la réflexion du verre par rapport à l'angle d'incidence de la lumière incidente.....	95

Chapitre 5 : Plateforme de caractérisation en extérieur

Sommaire

1) L'instrumentation pour les relevés atmosphériques	100
A) Le capteur d'éclairement.....	100
a) Objectifs de l'étude de comparaison entre RG100 et SMP11	100
b) Appareils de mesure.....	101
c) Tests d'inclinaison	105
d) Tests de temps de réponse	106
e) Mesures d'éclairement horizontal en extérieur.....	106
f) Conclusion de l'étude	107
B) Les sondes de température	108
C) La station météorologique.....	109
D) Le spectromètre	109
E) La programmation.....	109
a) Le programme de calcul de la trajectoire du soleil	109
b) L'enregistrement des données.....	110
2) L'instrumentation pour les caractérisations électriques.....	111
A) La plateforme tracker	112
B) L'algorithme de mesure de la caractéristique I-V	114
C) Le programme d'automatisation de la plateforme.....	114
3) Les autres plateformes PV du LGEP.....	116
A) Les plateformes PV au LGEP	116
B) Les plateformes PV au SIRTA	117
4) Conclusion.....	118
Bibliographie	120
Table des illustrations	121

Plateforme de caractérisation en extérieur

Ce chapitre présente la première plateforme installée sur le toit du LGEP pour caractériser des modules de différentes technologies. Afin d'assurer une certaine fiabilité des données collectées par cette plateforme, nous nous sommes efforcés de respecter au mieux les recommandations des normes concernant l'installation et le suivi de plateformes PV (cf. chapitre 2). La première partie présente l'instrumentation utilisée pour tenir compte des données météorologiques et atmosphériques. La deuxième partie décrit la méthode appliquée pour caractériser les modules et le stockage des données collectées tous les jours. Nous présentons succinctement à la fin de ce chapitre, d'autres plateformes de caractérisations mises en place à la suite de celle-ci.

1) L'instrumentation pour les relevés atmosphériques

Si la caractérisation en extérieur apporte des avantages par rapport à la caractérisation en intérieur, comme le fait de disposer d'une grande plage de conditions météorologiques et atmosphériques, il faut cependant une bonne instrumentation ainsi qu'une bonne organisation pour récupérer et exploiter toutes les données météorologiques qui influent sur les performances des modules PV. Cette partie décrit les instruments installés au LGEP ainsi que la manière dont les données sont enregistrées et analysées.

A) Le capteur d'éclairement

Nous avons vu précédemment dans le chapitre 4.2 qu'il existe plusieurs manières d'obtenir l'éclairement dans le plan du module PV dans le but de déterminer son rendement: utiliser une photodiode de référence calibrée, un pyranomètre ou un module de référence de même type et configuration que le module à tester. Le principal problème de cette dernière solution est qu'il faut un entretien régulier pour pouvoir déterminer le rendement le plus précisément possible. Nous écartons donc cette possibilité car un des objectifs de la plateforme de caractérisation est de l'automatiser et de ne plus la manipuler pendant une période d'au moins un an. Il reste donc le choix entre la photodiode de référence et le pyranomètre. La norme IEC 60904-1 [1], qui décrit les procédures pour mesurer les caractéristiques courant-tension d'un matériel PV sous conditions naturelles ou simulées d'éclairement, autorise l'utilisation de photodiodes, dans certaines conditions, et de pyranomètres.

Nous accorderons une attention toute particulière à ce choix important car la mesure d'intensité lumineuse représente la plus grande incertitude lors de la mesure du rendement d'un module PV. L'éclairement est, dans le cas des études menées sur le photovoltaïque, une donnée essentielle car il permet d'accéder à des paramètres comme l'indice de clarté, lors de la mesure de l'éclairement horizontal et surtout le rendement des panneaux grâce à la connaissance de l'éclairement dans le plan des modules. Il est donc primordial de bien connaître le matériel utilisé pour la mesure d'éclairement aussi bien pour le choix de celui-ci que pour pouvoir comprendre d'éventuelles erreurs de calcul d'interprétation de mesures photovoltaïques.

C'est pourquoi, nous avons menée une étude de performances comparées entre une photodiode de référence produite par la société SOLEMS, la RG100 [2], et un pyranomètre de Kipp & Zonen [3].

a) Objectifs de l'étude de comparaison entre RG100 et SMP11

L'objectif de cette étude est d'analyser le comportement de la cellule de mesure du rayonnement global RG100 de Solems dans différentes conditions d'utilisation et de le comparer à celui du pyranomètre SMP11 de Kipp & Zonen.

b) Appareils de mesure

Le pyranomètre SMP11 de Kipp & Zonen

Suivant le standard International ISO 9060: 1990 [4] et la World Meteorological Organization, un pyranomètre est un instrument qui permet la mesure du rayonnement solaire pour des longueurs d'ondes allant de 0.3 à 3 μm . Le pyranomètre SMP11 combine une technologie de capteur de haute performance à des sorties standards analogiques amplifiées et numériques. Il mesure le rayonnement solaire global entrant avec un angle d'ouverture de 180 °, comprend une interface Modbus®, a un temps de réponse inférieur à 2s (95%) et corrige les données de mesure par rapport à la température (de -20°C à +50°C).



Fig.5.1. Pyranomètre SMP11 de Kipp&Zonen

C'est un étalon secondaire utilisé par la Baseline Surface Radiation Network (BSRN). La BSRN a pour mission de récolter des mesures de radiations solaires à la surface de la terre dans le monde entier. La norme ISO 9060: 1990 donne les caractéristiques des différentes classes de pyranomètres. Elles sont résumées dans le Tab.5.1.

ISO 9060 Classification	Secondary Standard	First Class	Second Class
Response time (T95)	< 15 s	< 30 s	< 60 s
Zero offset: Type (a) 200Wm ⁻² net thermal radiation (ventilated) Type (b) response to 5 kh ⁻¹ change in ambient temperature	± 7 W/m ² ± 2 W/m ²	± 15 W/m ² ± 4 W/m ²	± 30 W/m ² ± 8 W/m ²
Resolution	± 1 W/m ²	± 5 W/m ²	± 5 W/m ²
Stability (change per year)	± 0.8%	± 1.5%	± 3.0%
Directional response / Cosine response (for beam radiation)	± 10 W/m ²	± 20 W/m ²	± 30 W/m ²
Temperature response	± 2%	± 4%	± 8%
Linearity	± 0.5%	± 1%	± 3%
Spectral Selectivity	± 2%	± 5%	± 10%
Tilt Error	± 0.5%	± 2%	± 5%
Total uncertainty 1 hour 1 day	3% 2%	8% 5%	20% 10%

Tab.5.1. Classification ISO 9060 des pyranomètres

Dans cette étude, le pyranomètre SMP11 est utilisé comme référence pour la comparaison et l'analyse des mesures issues des sondes RG100.

La Fig.5 2 et le Tab.5.2 présentent les caractéristiques principales du pyranomètre SMP11 :

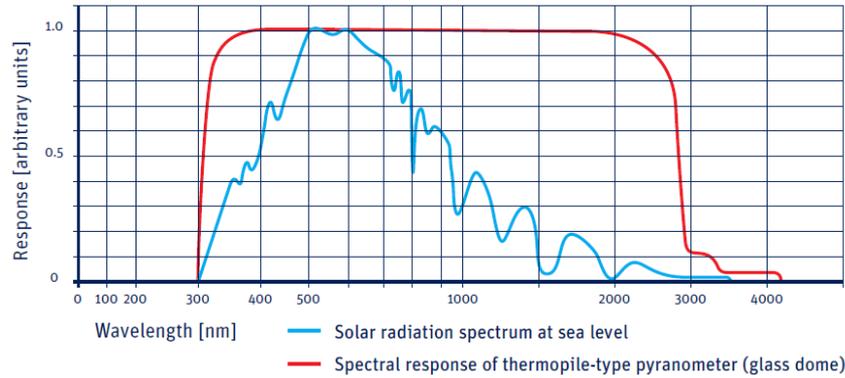


Fig.5 2. Réponse spectrale du SMP11 donnée par Kipp&Zonen

Specifications	SMP3	SMP11
ISO 9060:1990 CLASSIFICATION	Second Class	Secondary Standard
Response time (63 %)	< 1.5 s	< 0.7 s
Response time (95 %)	< 12 s	< 2 s
Zero offsets (a) thermal radiation (200 W/m ²) (b) temperature change (5 K/hr)	< 15 W/m ² < 5 W/m ²	< 7 W/m ² < 2 W/m ²
Non-stability (change/year)	< 1 %	< 0.5 %
Non-linearity (0 to 1000 W/m ²)	< 1 %	< 0.2 %
Directional error (up to 80 ° with 1000 W/m ² beam)	< 20 W/m ²	< 10 W/m ²
Temperature dependence of sensitivity	< 3 % (-20 °C to +50 °C) < 5 % (-40 °C to +70 °C)	< 1 % (-20 °C to +50 °C) < 2 % (-40 °C to +70 °C)
Tilt error (at 1000 W/m ²)	< 1 %	< 0.2 %
Other specifications		
Analogue output	-V version: 0 to 1 V -A version: 4 to 20 mA	-V version: 0 to 1 V -A version: 4 to 20 mA
Analogue output range	-V version: -200 to 2000 W/m ² -A version: 0 to 1600 W/m ²	-V version: -200 to 2000 W/m ² ⁽¹⁾ -A version: 0 to 1600 W/m ²
Digital output	2-wire RS-485	2-wire RS-485
Digital output maximum range	-400 to 2000 W/m ²	-400 to 4000 W/m ²
Digital communication protocol	Modbus®	Modbus®
Level accuracy	1 °	0.1 °
Operating temperature	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Ingress Protection (IP)	67	67
Spectral range (50 % points)	300 to 2800 nm	285 to 2800 nm
Supply voltage	5 to 30 VDC	5 to 30 VDC
Power consumption (at 12 VDC)	-V version: 55 mW -A version: 100 mW	-V version: 55 mW -A version: 100 mW
Expected daily uncertainty	< 10 %	< 2 %
Documentation	Calibration certificate traceable to WRR, multi-language instruction sheet, manual and software on CD-ROM	Calibration certificate traceable to WRR, multi-language instruction sheet, manual and software on CD-ROM
Recommended applications	Economical solution for efficiency and maintenance monitoring of PV power installations, routine measurements in weather stations, agriculture, horticulture and hydrology	High performance for PV panel and thermal collector testing, solar energy research, solar prospecting, materials testing, advanced meteorology and climate networks

⁽¹⁾ The analogue output range of SMP11 can be rescaled by the user to a maximum of -200 to 4000 W/m²

SMP instruments have a standard cable length of 10 m. Optional cable lengths 25 m and 50 m

Note: The performance specifications quoted are worst-case and/or maximum values

Ref. No.	Specification	Pyranometer Category				
		SMP11	SMP3	Secondary Standard	First Class	Second Class
1	Response time (95 % response)	< 2 s	< 12 s	< 15 s	< 30 s	< 60 s
2	Zero off-set (a) Response to 200 W/m ² net thermal radiation (ventilated) (b) Response 5 K/hr change in ambient temperature	< 7 W/m ² < 2 W/m ²	< 15 W/m ² < 4 W/m ²	± 7 W/m ² ± 2 W/m ²	± 15 W/m ² ± 4 W/m ²	± 30 W/m ² ± 8 W/m ²
3a	Non-stability (change per year, percentage of full scale)	< 0.5 %	< 1 %	± 0.8 %	± 1.5 %	± 3.0 %
3b	Non-linearity (percentage deviation from the responsivity at 500 W/m ² due to any change of irradiance within the range 100 to 1000 W/m ²)	< 0.2 %	< 1 %	± 0.5 %	± 1 %	± 3 %
3c	Directional response for beam radiation (The range of errors caused by assuming that the normal incidence responsivity is valid for all directions when measuring, from any direction, a beam radiation whose normal incidence irradiance is 1000 W/m ²) Commonly defined as up to 80 ° zenith angle	< 10 W/m ²	< 20 W/m ²	± 10 W/m ²	± 20 W/m ²	± 30 W/m ²
3d	Spectral selectivity (percentage of deviation of the product of spectral absorptance and spectral transmittance from the corresponding mean within 0.35 μm and 1.5 μm)	< 3 %	< 3 %	± 3 %	± 5 %	± 10 %
3e	Temperature response (percentage deviation due to change in ambient temperature within an interval of 50 K)	< 1 % -20 °C to +50 °C	< 3 % (70 K interval)	2 %	4 %	8 %
3f	Tilt response (percentage deviation from the responsivity at 0 ° tilt, horizontal, due to change in tilt from 0 ° to 90 ° at 1000 W/m ² irradiance)	< 0.2 %	< 1 %	± 0.5 %	± 2 %	± 5 %

Tab.5.2. Spécifications du SMP11

La mesure d'éclairement peut se faire par l'intermédiaire d'une mesure de courant ou de tension. Nous choisissons la mesure de tension, et l'éclairement est calculé par la relation suivante :

$$E = U \times 2\,200 - 200 \quad (1)$$

Où E est l'éclairement ($W.m^{-2}$) et U la tension (V).

La cellule de référence RG100 de Solems

Le capteur du détecteur RG100 est une cellule photovoltaïque en silicium polycristallin implantée dans un boîtier en plexiglas et noyée dans de la résine polyuréthane. Une résistance de charge, stable en température, convertit le courant de court-circuit de la cellule en une tension continue proportionnelle à l'éclairement.

L'efficacité quantique typique, donnée par le constructeur, est présentée sur la Fig.5.4 ainsi que la réponse spectrale de la cellule après encapsulation.



Fig.5.3.Sonde RG100 de Solems

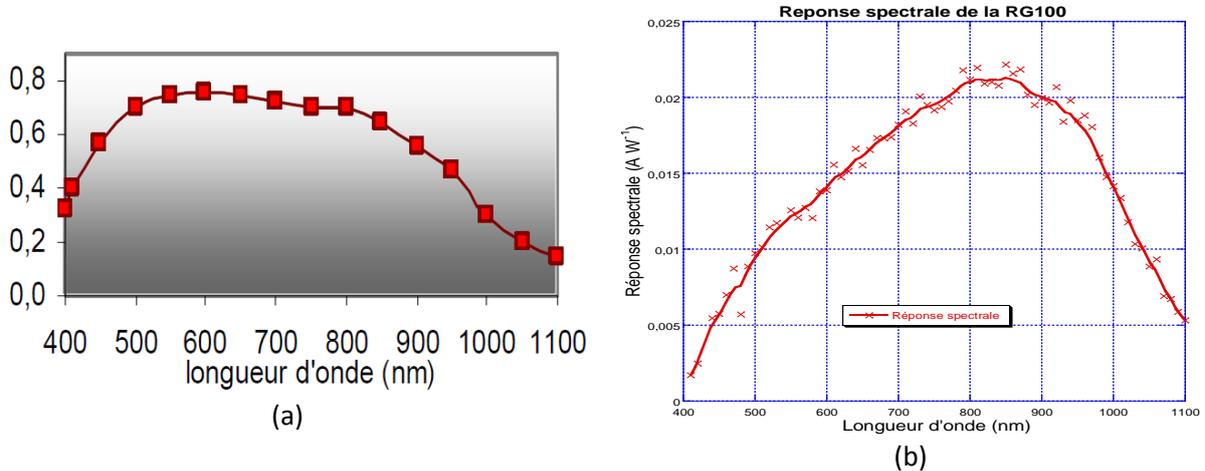


Fig.5.4. Efficacité quantique donnée par SOLEMS (a) et réponse spectrale mesurée au LGEP de la RG 100

La tension continue délivrée par la RG100 est directement proportionnelle au rayonnement solaire:

$$E = 10^4 \times U \quad (2)$$

Où E est l'éclairement (Wm^{-2}) et U la tension (V).

La réponse en cosinus est corrigée jusqu'à une incidence de 80°. La sensibilité nécessaire de l'instrument de mesure doit être de 1 mV.

Les multimètres

Les mesures des tensions issues des RG100 et du SMP11 sont effectuées par des multimètres Keithley K175. Leur résolution est de l'ordre du μV dans les gammes où nous les utilisons. Leur temps de mesure est de 1 seconde.

On effectue donc, dans les deux cas, une mesure de différence de potentiel et un programme LabView a été développé pour convertir la tension mesurée en éclairement, grâce aux formules de conversion des équations (1) et (2) énoncées ci-dessus, et pour enregistrer ces valeurs.



Fig.5.5. Multimètre Keithley 175

La réponse spectrale

Comme montré sur la Fig.5.6, le banc de réponse spectrale est composé d'une source lumineuse, associée à un monochromateur (1-2), permettant de balayer en longueur d'onde, de 400 à 1100 nm, avec une résolution de 1 nm. Un hacheur (6) permet d'avoir un signal alternatif. Le flux est partagé en deux dans une fibre en Y (7) pour éclairer une diode étalon (8) et l'échantillon (9). Le photocourant est ensuite relevé via un pré-amplificateur et une détection synchrone (3) et (5), sur chacune des voies. Le tout est entièrement automatisé.

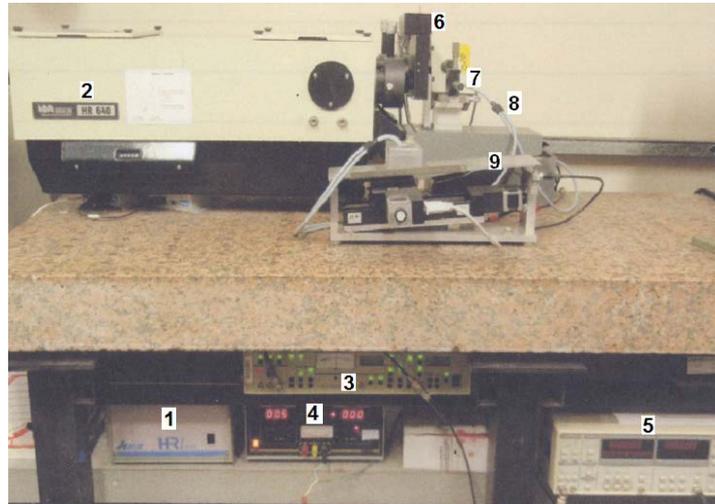


Fig.5.6. Banc de mesure de réponse spectrale

Le simulateur solaire

Le simulateur reproduit les conditions STC c'est-à-dire un flux de $1\ 000\ \text{W m}^{-2}$, un spectre en ciel clair noté AM1.5 et une température constante de 25°C assurée par un Pelletier.

Les Fig.5.7, Fig.5.8 et Fig.5.9 donnent un bref aperçu du simulateur solaire et des différents spectres solaires qu'il doit pouvoir simuler.



Fig.5.7. Photographie du banc expérimental avec la platine tournante sous le simulateur solaire

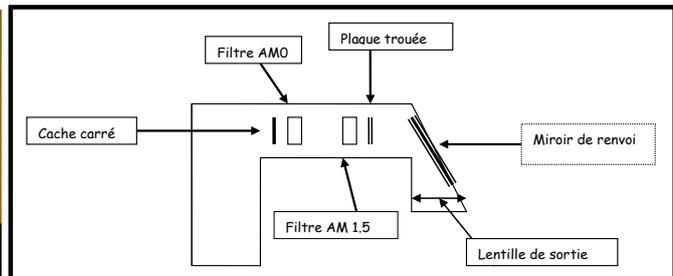


Fig.5.8. Schéma du simulateur solaire

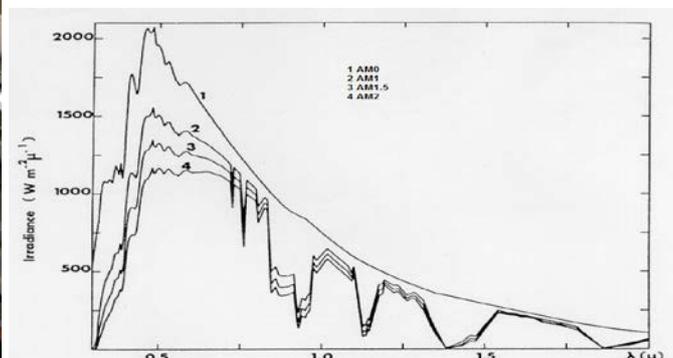


Fig.5.9. Spectre solaire pour AM0 hors atmosphère; AM1 soleil au zénith; AM1.5 soleil à 48° et AM2 soleil à 30°

Les mesures sous le simulateur solaire

Les instruments à tester peuvent être placés sur une platine de rotation sous l'éclairement du simulateur solaire. Lorsque le moteur est actionné l'ensemble de la platine tourne à l'aide de l'arbre pour se fixer à un angle d'incidence. Le mouvement est contrôlé par LabView. Ceci permet d'incliner en même temps, les deux capteurs d'éclairement (RG100 et SMP11), comme le montre la Fig.5.10. Ces derniers reçoivent le même éclairement et les deux mesures sont effectuées au même instant.

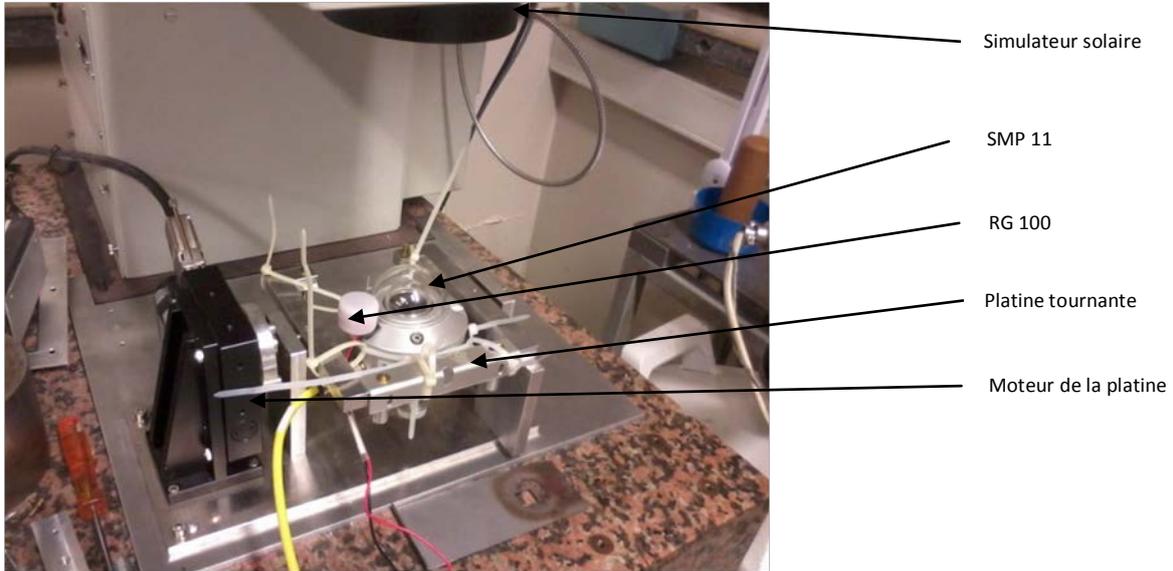


Fig.5.10. Dispositif de mesure sous simulateur solaire

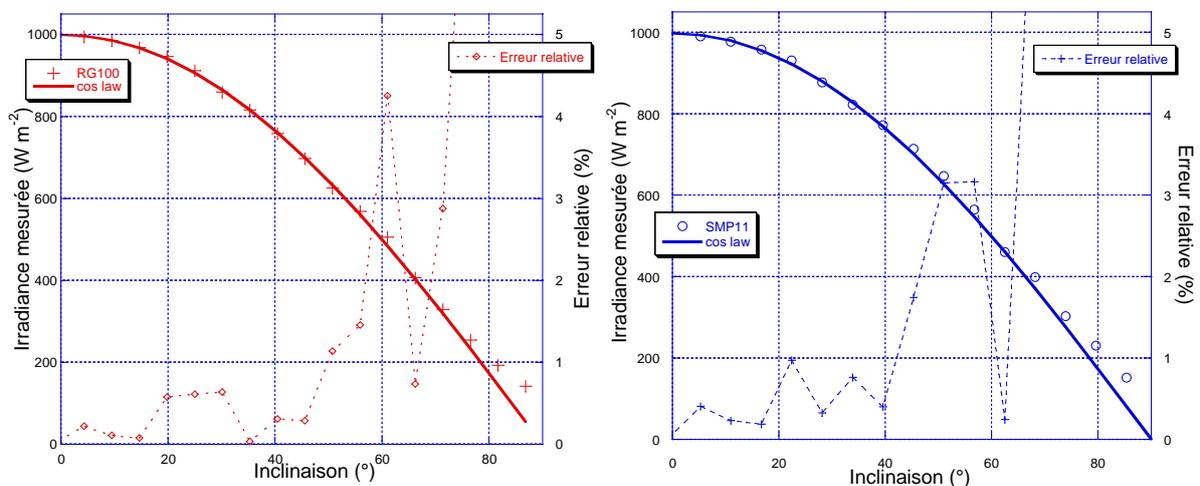
L'erreur angulaire relative du SMP11 indiquée dans le Tab.5.2 et donnée par Kipp&Zonen est inférieure à 0.2% pour 1000 W m^{-2} . Cette erreur est calculée par rapport à l'éclairement théoriquement reçu (éclairement horizontal \times cosinus de l'inclinaison) :

$$\text{Erreur relative} = 100 \times \frac{E(\theta) - E(0) \cdot \cos(\theta)}{E(0) \cdot \cos(\theta)} \quad (3)$$

Où $E(\theta)$ est l'éclairement mesuré par les capteurs (W m^{-2}), $E(0)$ est l'éclairement fourni par le simulateur solaire (1000 W m^{-2}) et θ , l'angle d'inclinaison ($^\circ$).

c) Tests d'inclinaison

Sur la Fig.5.11, nous avons tracé les mesures d'irradiance issues des deux capteurs en fonction de l'angle d'inclinaison de la platine, sous le simulateur solaire :



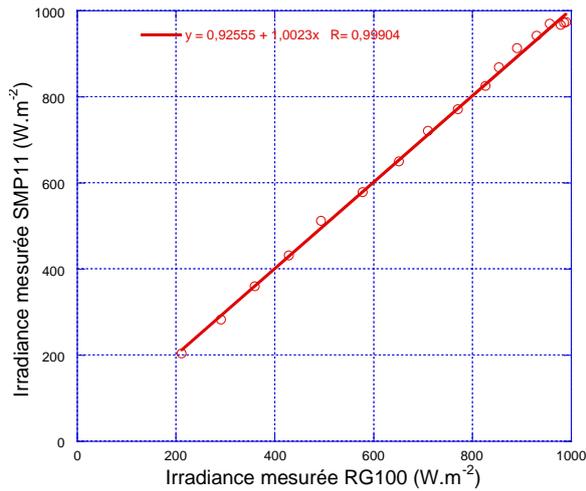


Fig.5.11. Réponses en direction de la RG100 (a), du SMP11 (b) et comparaison des deux (c)

Plusieurs séries de mesures et plusieurs sondes RG100 ont été testées. Les mesures sont très proches. Pour plus de clarté, seule une mesure est présentée sur la Fig.5.11. On remarque que la mesure est très proche de l'éclairement théorique attendu de 0° à 55°. A partir de 60°, une nette divergence est observée. Dans la notice technique de la RG100, il est précisé que les mesures sont correctes pour un angle d'incidence inférieur à 80°.

d) Tests de temps de réponse

Ce test est effectué toujours sous simulateur solaire en activant/désactivant le simulateur par intermittence de 12 secondes.

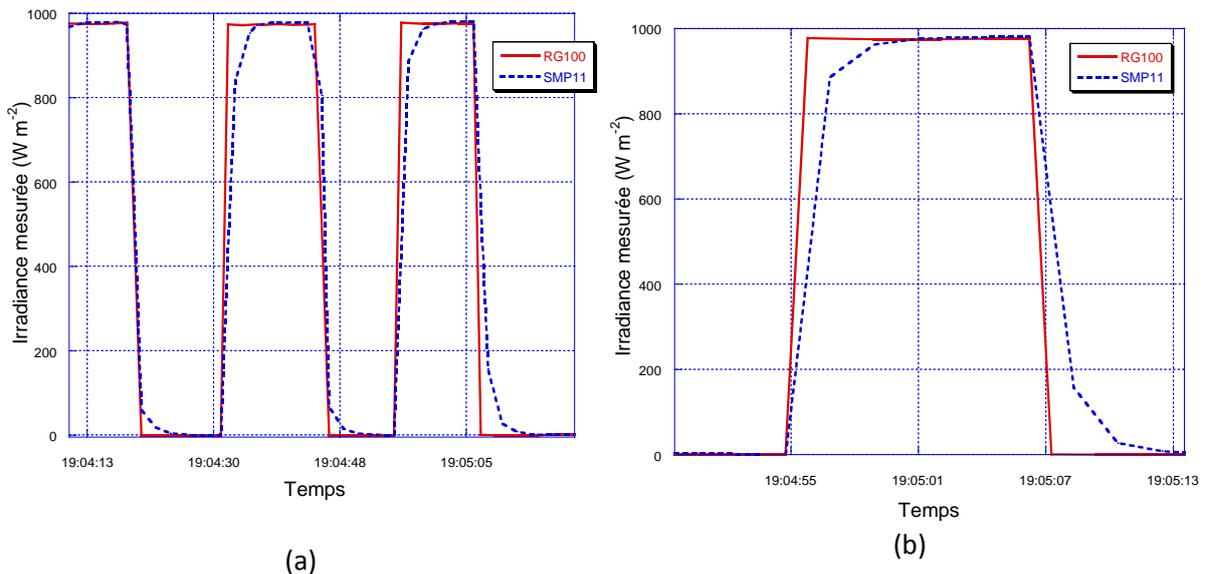


Fig.5.12. Réponse de la RG100 et du SMP11 à une impulsion lumineuse du simulateur solaire de 12 secondes pour une échelle de temps en minutes (a) et en secondes (b)

Dans la documentation du SMP11 (Tab.5.2), il est dit que le temps de réponse est inférieur à 2 secondes pour atteindre 95% de l'amplitude de l'éclairement. On le vérifie dans nos mesures. Cependant il met entre 6 à 10 secondes pour se stabiliser complètement. Le temps de réponse du SMP11 est lié aux thermopiles utilisées comme détecteur.

La RG100 a une réponse très rapide (inférieure à la seconde). La seconde de décalage observée entre deux mesures successives est due au temps de réponse des multimètres utilisés.

e) Mesures d'éclairement horizontal en extérieur

Le SMP11 et la sonde RG100 ont été placés sur le toit du LGEP sur une plateforme horizontale et mesurent en continu l'éclairement, comme montré sur la Fig.5.13.



Fig.5.13. Dispositif de mesure de l'éclairement global horizontal en extérieur avec cache métallique (a) et avec cache noir (b) pour la RG100, sur le toit du LGEP

La Fig.5.14 ci-dessous montre que les mesures de la sonde RG100 et du SMP11 se suivent :

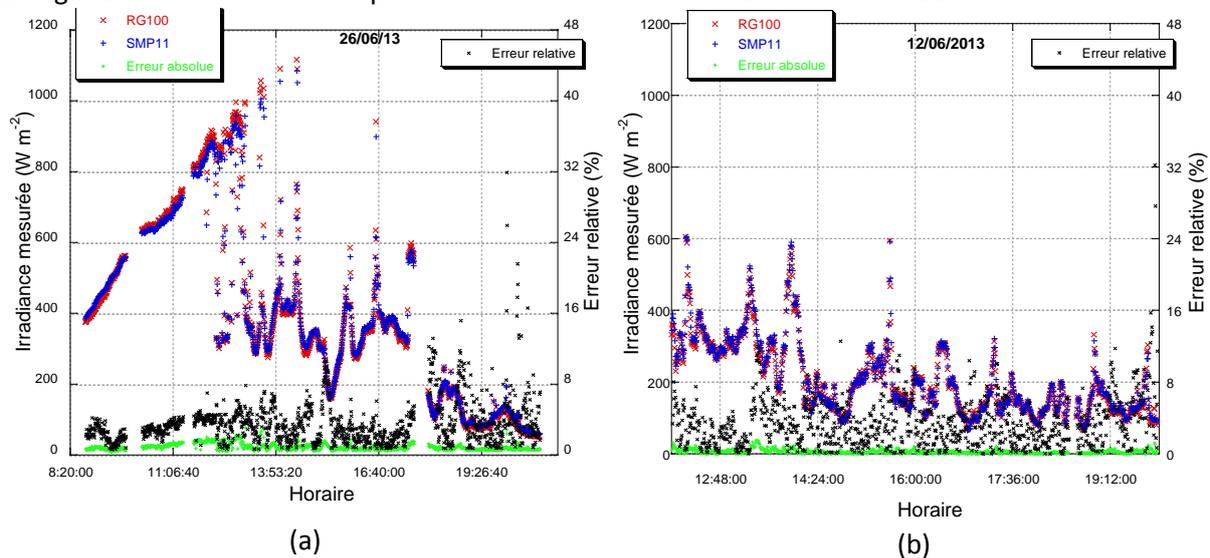


Fig.5.14. Mesures d'éclairement en fonction du temps, le 26/06/2014 (a) et le 12/06/2013(b), sur le toit du LGEP

Qualitativement, les mesures de la RG100 et du SMP11 se suivent et se ressemblent. L'écart relatif entre les deux sondes est régulièrement inférieur à 5% et très rarement supérieur à 10%. En fait, l'écart excède souvent 10% lorsque l'intensité lumineuse varie rapidement (passage d'un nuage par exemple). Cela est dû au fait que le pyranomètre prend du temps pour atteindre une valeur d'éclairement et se stabiliser contrairement à la photodiode qui a une réponse quasi-instantanée.

f) Conclusion de l'étude

La photodiode de référence, RG100 de SOLEMS, donne des résultats d'éclairement très proches de ceux donnés par le pyranomètre SMP11 de Kipp&Zonen, comme le montre la Fig.5.15 qui compare les résultats des deux sondes d'éclairement et plus particulièrement lorsque la sonde RG100 est couverte latéralement par un cache (fourni par la société SOLEMS).

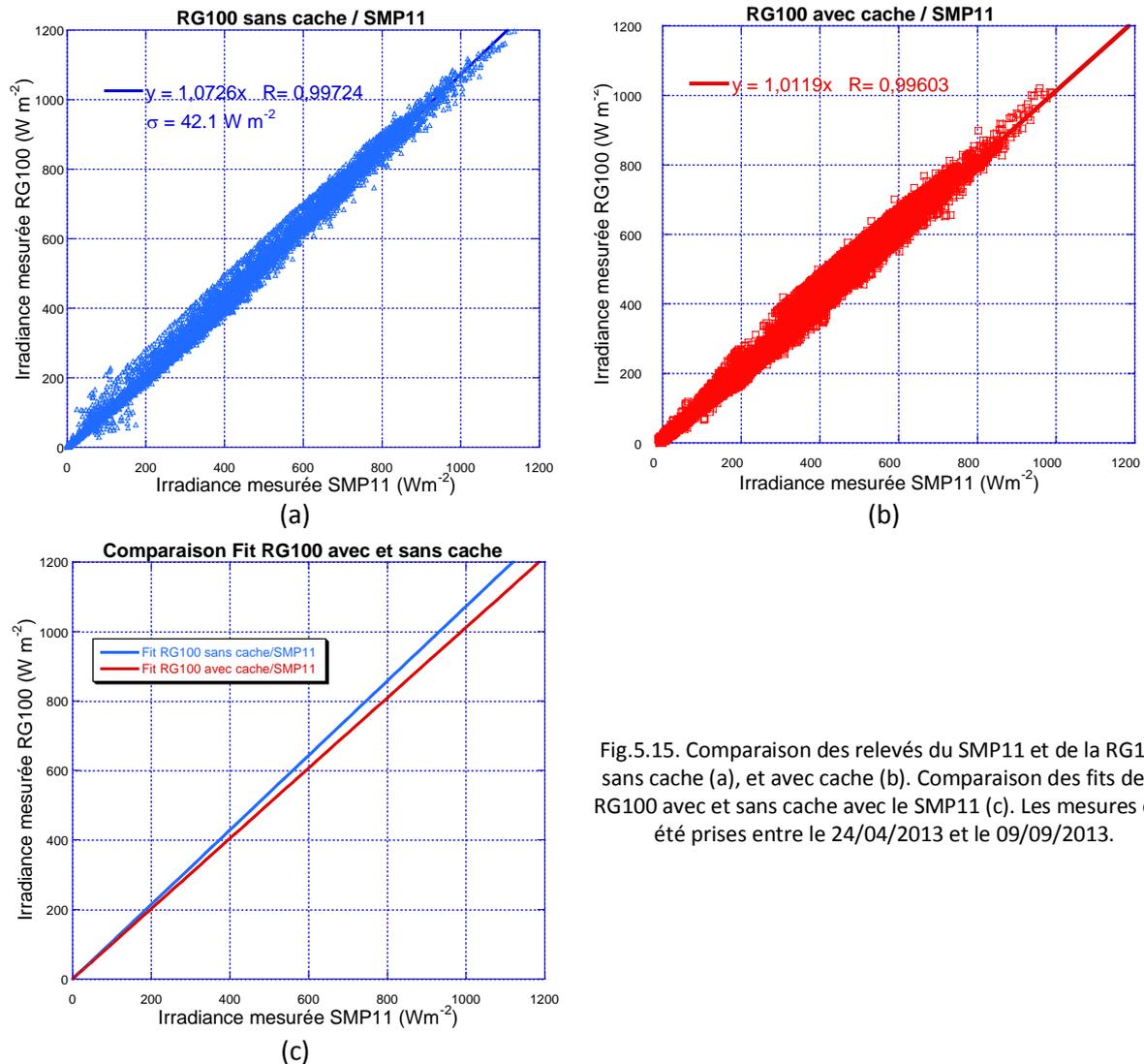


Fig.5.15. Comparaison des relevés du SMP11 et de la RG100 sans cache (a), et avec cache (b). Comparaison des fits de la RG100 avec et sans cache avec le SMP11 (c). Les mesures ont été prises entre le 24/04/2013 et le 09/09/2013.

On peut remarquer, sur la Fig.5.15, des points mesurés par les deux sondes supérieurs à $1\,000 \text{ W m}^{-2}$ dues au phénomène expliqué au chapitre 2 de concentration des rayons diffus par des nuages fins autour du circumsolar. Ces mesures effectuées sur les deux sondes ont donc permis de montrer que l'irradiance peut dépasser 1000 W m^{-2} pour atteindre quasiment 1300 W m^{-2} lorsque les nuages fins entourent le soleil par temps clair.

Nous optons pour la RG100 pour la caractérisation de nos modules PV en raison de son temps de réponse très court, sa facilité d'utilisation (pas besoin d'alimentation) et son prix très attractif (comparé à celui du SMP11).

Les études menées sur la RG100 ont permis à la société SOLEMS d'améliorer la qualité de leur sonde d'éclairage pour aujourd'hui proposer un produit encore plus performant et proche des résultats donnés par un pyranomètre de la classe d'un étalon secondaire.

B) Les sondes de température

Le principe de mesure des sondes de température que nous utilisons, repose sur la variation de résistance de fils métalliques en fonction de la température. Les matériaux employés le plus fréquemment sont le *platine* et le *nickel*. Le platine offre une grande plage de températures et une très bonne linéarité (γ compris dans la zone de résistance de 90 à $140 \text{ } \Omega$ qui correspond à la plage -20 à 100°C). Sa pureté et son inertie chimique garantissent une remarquable stabilité des éléments sensibles. Les sondes Pt100 que nous utilisons pour mesurer la température à l'arrière des modules

sont de classe B, selon la norme EN 60751. L'incertitude de mesure ne doit pas dépasser la loi suivante :

$$\Delta T = \pm (0.3 + 0.005 |T|) \text{ pour } T \in [0; +850^{\circ}\text{C}] \quad (4)$$

La relation de la résistance de platine avec la température est exprimée selon la norme IEC 751 [5] par la fonction suivante :

$$R_t = R_0 \times [1 + At + Bt^2 + C \times t^3(t - 100)] \quad (5)$$

Où R_t est la résistance de la sonde à la température t (Ω), R_0 , la résistance du thermomètre à 0°C (Ω), t la température mesurée ($^{\circ}\text{C}$), $A = 3.90802 \cdot 10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, $B = -5.775 \cdot 10^{-7} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-2}$ et $C = -4.274 \cdot 10^{-12} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-3}$ sont des coefficients déterminés par étalonnage et précisés dans les normes.

Généralement, on s'arrête au second ordre pour des températures positives. Pour déduire la température d'une mesure de résistance, il suffit de résoudre une équation du deuxième ordre.

C) La station météorologique

La station météorologique WS-2357 de La Crosse Technologie (voir la Fig.5.16) et ses capteurs permettent de mesurer la vitesse et la direction du vent, la pluviométrie, la pression, la température et le taux d'humidité de l'endroit où elle est installée et des alentours.

Le capteur thermo-hygro mesure la température et l'humidité extérieures.

L'anémomètre mesure la direction et la vitesse du vent.

Le pluviomètre reçoit les précipitations.

Les données de l'anémomètre et du pluviomètre sont transmises au capteur thermo-hygro qui se charge de faire parvenir toutes les informations à la station



Fig.5.16. Photographie de la station météorologique

D) Le spectromètre

La mesure du spectre solaire est effectuée grâce à un spectromètre USB2000+ avec une sensibilité accrue et une gamme étendue (210 à 1100 nm) de Ocean Optics. La sortie de la fibre du spectromètre avec le cosinus correcteur, permettant de minimiser l'influence de l'angle d'incidence de la lumière sur l'entrée de la fibre, est placée en extérieur, protégés par une fenêtre en silice fondue de haute transparence (90%).

Le spectre solaire est mesuré et enregistré toutes les 30 secondes.



Fig.5.17. Spectromètre USB2000 de Ocean Optics

E) La programmation

a) Le programme de calcul de la trajectoire du soleil

Nous avons créé un programme LabView (Fig.5.18) permettant de calculer la position du soleil à n'importe quel moment de l'année pour n'importe quel site (connaissant la longitude et latitude du lieu) à l'aide des équations solaires décrites dans le chapitre 2.1. C'est d'ailleurs à l'aide de ce programme que nous avons réalisé la plupart des figures du chapitre 2.

Il permet également de piloter l'instrumentation atmosphérique dans le plan horizontal : le pyranomètre SMP11, la photodiode de référence RG100 et le spectromètre. On a donc accès au rayonnement global, à la température extérieure et à la vitesse du vent et on calcule les rayonnements direct et diffus, l'indice de clarté, l'APE, le mismatch factor et l'AM.

Il fonctionne de façon autonome et commande des mesures toutes les 30 secondes soit en se basant sur la plage horaire choisie par l'utilisateur soit automatiquement à partir des heures de début et de fin de journée calculées grâce aux équations solaires. Il arrête d'enregistrer des données dès lors que l'on quitte ces plages horaires.

On remarque qu'à l'aide d'une simple sonde d'éclairement et des données géographiques du lieu considéré, il est possible d'obtenir, grâce à un programme, toutes les informations sur la position du soleil à n'importe quel moment (hauteur solaire, AM, durée du jour, heure de début et fin de journée) et des informations sur l'éclairement instantané (global, diffus et direct dans n'importe quel plan à partir des données d'éclairement global horizontal et d'indice de clarté).

b) L'enregistrement des données

Une question essentielle était de savoir comment stocker les données conséquentes prises en continu pendant plusieurs mois, soit environ 10 Go brut par mois.

Les fichiers texte (ASCII) présentaient le désavantage d'occuper plus de place que les fichiers binaires ce qui était très dérangeant dans notre cas. De plus, il est difficile d'accéder de façon aléatoire à des données numériques dans les fichiers texte, sauf si l'on développe des codes Matlab, par exemple.

Les fichiers binaires représentaient donc le format de stockage de données le plus compact et le plus rapide. Néanmoins, ce format de données est plus difficile à partager.

Enfin, l'utilisation d'une base de données type SQL posait le problème de la récupération des données pour le post-traitement et l'analyse des courbes. En effet, ce type de base de données nécessite un temps de programmation très important et est difficilement modifiable.

Pour toutes ces raisons, le format de données flexible TDMS (Technical Data Management Streaming) créé par National Instruments nous a semblé être le choix le plus judicieux. Les fichiers prennent très peu de place sur le disque dur, leur portabilité permet une utilisation dans d'autres applications (Microsoft Excel, par exemple) et les données sont organisées par voie dans un fichier, ce qui permet de structurer les données très simplement. De plus, ce format est compatible avec le logiciel de base de données DIAdem, distribué également par National Instruments, qui permet de récupérer les données, de les analyser et de générer des rapports très rapidement. Cette solution nous permet donc de stocker, d'organiser et de retrouver les données pour ensuite les analyser de manière simple et rapide.

Enfin, un aspect très important du logiciel DIAdem pour le traitement des données est la possibilité de générer des scripts de programmation à partir d'un enregistreur de macro. Le code généré automatiquement à la suite d'un enregistrement d'une macro est clair et synthétique. Ainsi, la prise en main est immédiate et facilite donc la mise en place de script de traitement automatique des données enregistrées.

Pour plus de renseignements sur le montage de la plateforme de caractérisation et d'enregistrement des données météo, consulter l'article utilisateur National Instrument et dans le magazine Contrôles Essais Mesures [6] et [7].



Fig.5.18. Interface utilisateur du programme LabView de calculs astronomiques et de pilotage des mesures d'éclairement dans un plan horizontal

Ce format d'enregistrement à aussi l'avantage de créer des hiérarchies dans les groupes, qui facilite grandement le classement et donc la recherche de données par la suite. Par exemple, comme montré sur la Fig.5.19, on peut remarquer dans le Data Portal Internal Data que les paramètres sont enregistrés dans un groupe de hiérarchie supérieur qui est la date. Ainsi, à l'aide d'un unique fichier, il est possible de classer des données sur toute une année par date et de les retrouver et de les analyser très rapidement. Cela représente un atout majeur étant donné la quantité importante de données stockées.

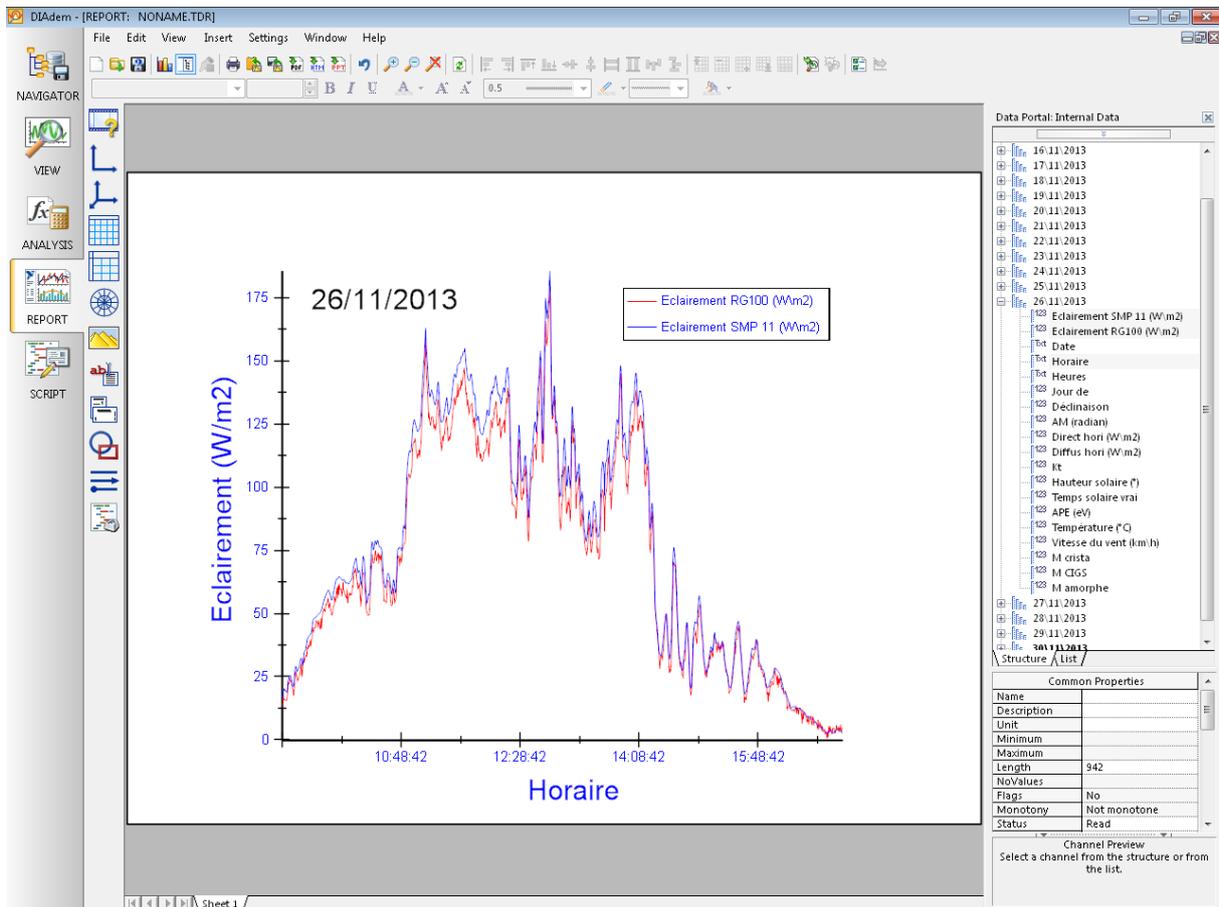


Fig.5.19. Utilisation de DIAdem (National Instrument) pour le stockage et l'analyse de données atmosphériques

Ainsi grâce à ce matériel et le pilotage associé, il est possible d'avoir accès à toutes les données météorologiques qui ont une influence sur le comportement du module PV, à savoir :

- L'éclairement dans le plan du module, l'éclairement horizontal pour le calcul de l'indice de clarté, les rayonnements diffus et direct.
- La température du module, la température extérieure.
- Le spectre solaire grâce au spectromètre
- La vitesse et direction du vent
- La position du soleil.

Il reste à présent à caractériser les modules tout en récupérant les données météo qui nous intéressent de manière automatisée.

2) L'instrumentation pour les caractérisations électriques

Nous présentons à présent la plateforme de caractérisation montée sur le toit du LGEP en juillet 2012 (Fig.5.20). Depuis d'autres plateformes ont été installées mais elles reprennent la méthodologie de la première plateforme. Dans cette partie, la première plateforme est décrite de manière précise. Les méthodes de montage et de caractérisation des autres plateformes ne sont en revanche pas

mentionnées et elles ne le seront que pour évoquer des spécificités ou des différences avec la première plateforme dans les chapitres suivants.

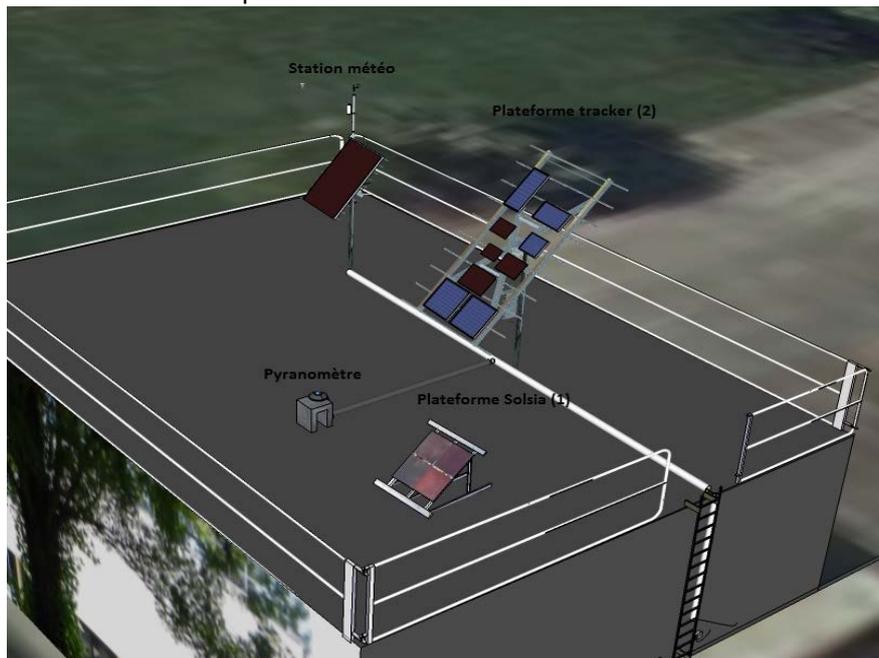


Fig.5.20. Représentation en 3D du toit du LGEP et de son instrumentation

A) La plateforme tracker

Cette plateforme permet de mesurer en extérieur, et en conditions normales d'utilisation, les caractéristiques de 9 modules PV de 5 technologies différentes (Tab.5.3). Elle est installée sur le site de Gif sur Yvette (48°42'N, 2°10'E). Les modules sont montés sur un tracker orienté sud (Fig.5.21), que l'on contrôle en inclinaison et en orientation à l'aide d'un programme LabView.

L'intensité lumineuse dans le plan des modules est récupérée à l'aide d'une sonde RG100 placée au centre du tracker. La température des cellules est relevée à l'aide d'une sonde Pt100 collée à l'arrière de chaque module.

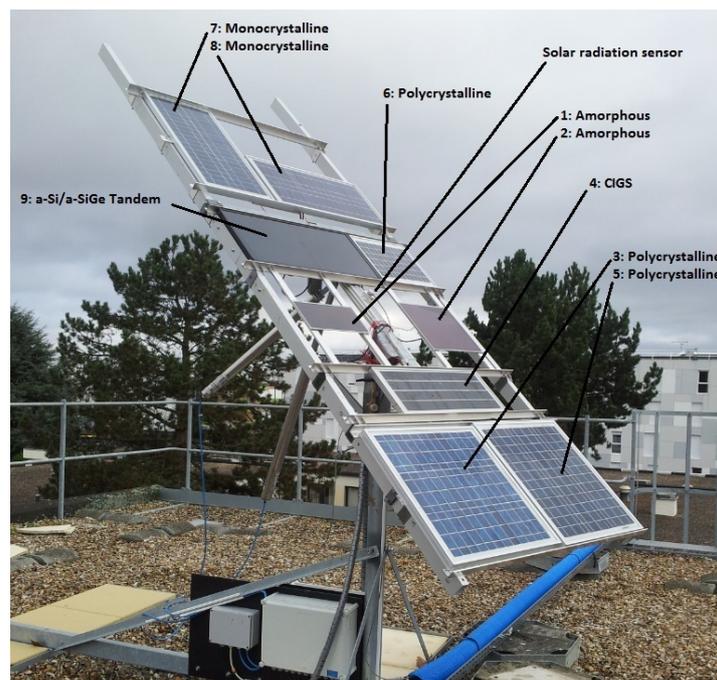


Fig.5.21. Modules PV et instrumentation : 9 modules PV, 9 sondes Pt100, 1 capteur RG100

La plateforme a été installée sur le toit du LGEP en juillet 2012.

n°	Matériel	Surface active (cm ²)	P_{max} (W _p)	η_{STC} (%)
1	a-Si	413	1.5	3.64
2	a-Si	867	4.8	5.52
3-5	pc-Si	2303	30	13.02
4	CIGS	1884	9	8.55
6	pc-Si	776	10	12.88
7-8	mc-Si	1884	30	15.92
9	a-Si/a-SiGe	1904	10	5.26

Tab.5.3. Liste des modules avec leurs performances STC

Pour chaque module, la caractéristique I-V est mesurée à l'aide d'un source-mètre (Keitley 2420) [8]. Cet appareil peut se mettre en source de tension (générateur) de 5 μ V jusqu'à 63 V et de courant de 50 pA jusqu'à 1.05 A. Il est également utilisable comme récepteur de 1 μ V jusqu'à 63.3 V, de 100 pA jusqu'à 3.165 A et de 100 $\mu\Omega$ à 211 M Ω . La puissance maximale qu'il peut délivrer et/ou dissiper est de 66 W. Les plages de fonctionnement sont résumées sur la Fig.5.22.

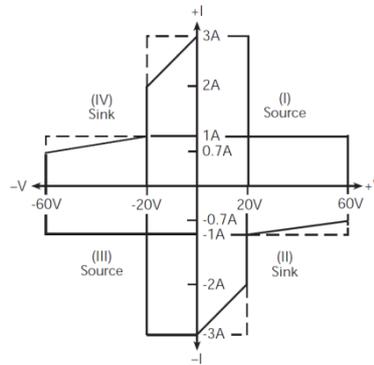


Fig.5.22. Plage de fonctionnement du Keitley 2420 [5]

Le temps d'attente avant que le signal d'entrée soit mesuré peut être réglé grâce au "power line cycles" (PLC), ce qui est très intéressant dans notre cas pour éviter l'effet capacitif de certains panneaux. Nous configurons ce paramètre sur HI ACCURACY (10 PLC) qui allonge le temps jusqu'à environ 200 ms avant l'acquisition d'une mesure, ce qui laisse au module le temps de se stabiliser. L'autre avantage de ce "long" temps d'acquisition est un gain de résolution. De plus, étant donné que les tensions et courants changent continuellement (due aux conditions et aux caractéristiques des différents panneaux), nous choisissons la configuration auto-range qui multiplie ce temps d'acquisition autant de fois que l'appareil a besoin de changer de gamme. Le temps d'acquisition pour un point est alors d'au moins 200 ms. Les différentes gammes et leurs incertitudes sont résumées dans le Tab.5 4. Les incertitudes sur les mesures de courant et de tension sont inférieures à 0.2% et donc en accord avec la norme IEC 60904-1 sur la caractérisation des cellules et modules PV.

Model 2420 source and measure range*	Source voltage*	Model 2420 voltage reading limits (1 year, 18°C-28°C)
200mV	200.000mV	199.676 to 200.324mV
2V	2.00000V	1.99946 to 2.00054V
20V	20.0000V	19.9960 to 20.0040V
60V	60.0000V	59.9880 to 60.0120V

(a)

Model 2420 source range	Model 2420 output current setting	Output current limits (1 year, 18°C-28°C)
10 μ A	10.0000 μ A	9.9947 to 10.0053 μ A
100 μ A	100.000 μ A	99.949 to 100.051 μ A
1mA	1.00000mA	0.99946 to 1.00054mA
10mA	10.0000mA	9.9935 to 10.0065mA
100mA	100.000mA	99.914 to 100.086mA
1A	1.00000A	0.99843 to 1.00157A ¹
3A*	3.00000A	2.99553 to 3.00447A ¹

(b)

Tab.5 4. Gammes et incertitudes du Keithley 2420 utilisé pour la caractérisation des modules PV de la plateforme tracker [8]

Les modules sont tous connectés à un commutateur Keithley 7001 qui permet de choisir quel module PV mettre en entrée du source-mètre. Ainsi chaque module peut être caractérisé en alternant les

entrées sur le source-mètre à l'aide du commutateur. Les branchements sont tous en 4 fils pour éviter la chute de tension due à la longueur des câbles conformément à la norme CEI 60904-1. Les mesures des sondes d'éclairage et de température sont collectées à l'aide d'un multimètre modèle 2700 de Keithley.



Fig.5.23. Photographie des appareils de mesures et de commutation de la plateforme tracker

B) L'algorithme de mesure de la caractéristique I-V

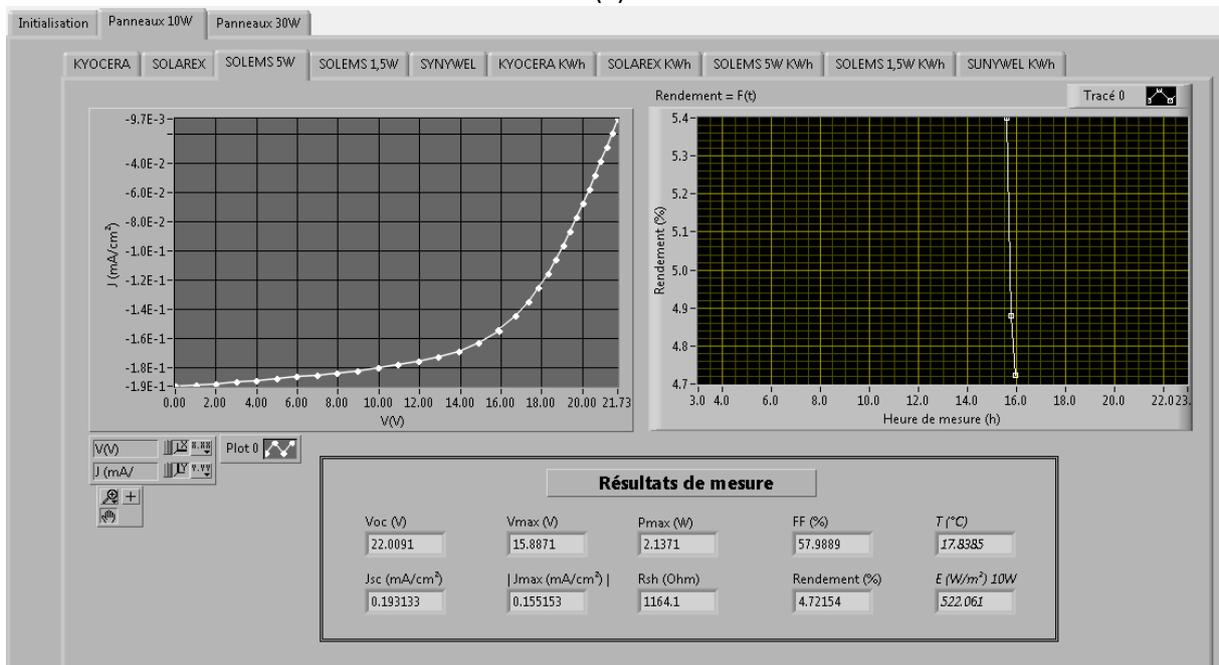
En premier I_{sc} est mesuré, puis V_{oc} . Ensuite, le source-mètre impose la tension au panneau de 0 jusqu'à $0.8 \times V_{oc}$ et mesure le courant résultant, dans la partie où le courant varie très peu. On appelle I_{eq} , le courant mesuré à $0.8 \times V_{oc}$. Dans la partie où la tension varie très peu, on impose le courant à partir de I_{eq} jusqu'à 0 et on mesure la tension délivrée par le module. Ainsi, on parcourt toute la courbe I-V dans le 4^{ème} quadrant. Cette opération en deux temps est effectuée pour gagner de la précision sur la mesure de la courbe I-V. En effet, au niveau de la pente de V_{oc} , il vaut mieux prendre des pas de courant car dV/dI varie très vite et inversement pour la pente de I_{sc} , dV/dI varie très lentement donc une variation du pas en tension est plus convenable. Nous avons créé un programme LabView qui permet de piloter le source-mètre afin de tracer la caractéristique du module souhaité et de déterminer et sauvegarder ses caractéristiques importantes (V_{oc} , I_{sc} , P_{mpp} , FF, η , R_s et R_{sh}). L'utilisateur a la possibilité de choisir le nombre de points qu'il souhaite prendre pour caractériser un module. Nous choisissons de prendre 30 points pour parcourir la courbe I-V. Le temps de caractérisation est d'environ 6 à 8 secondes avec ce nombre de points de mesure.

C) Le programme d'automatisation de la plateforme

L'interface utilisateur se présente comme sur la Fig.5.24. Trois onglets sont disponibles : le premier permet à l'utilisateur de définir et de paramétrer les mesures, le deuxième et le troisième regroupent les caractéristiques I-V et les mesures des modules.



(a)



(b)

Fig.5.24. Face avant 1^{er} onglet (a) et deuxième onglet (b) du programme principal automatisé pilotant la plateforme tracker

La partie Tracker de la Fig.5.24 (a) permet de piloter le tracker en précisant l'orientation et l'inclinaison de caractérisation des modules PV, le port de communication et donne des informations sur le niveau d'alimentation du tracker et sa position. Il est possible de choisir de faire varier l'inclinaison ou l'orientation ou les deux, entre chaque série de mesure avec un pas choisi mais cela diminue nettement le nombre de caractérisations au cours d'une journée car le tracker bouge très lentement. Au-dessous de cette partie, des voyants informent l'utilisateur sur la mesure en cours. La partie de paramétrage de la nuit définit les conditions de mise en veille et de réveil du programme. Le programme s'arrête de prendre des mesures dès qu'il dépasse l'heure de début de nuit, ou si l'éclairement est inférieur à l'éclairement minimum spécifié par l'utilisateur. Il se met alors en mode nuit et vérifie régulièrement que les deux conditions précédentes sont toujours fausses. Dès que l'une des deux conditions n'est plus vérifiée, alors le programme reprend. La partie de paramétrage de la courbe I-V permet de choisir le nombre de points ainsi que la variation d'éclairement autorisée en cours de mesure (une mesure d'éclairement est prise avant et après le parcours de la courbe I-V et si l'écart relatif entre ces deux mesures est trop important, alors le programme réitère la

caractérisation). Ensuite, la partie de droite résume les relevés issus de la station météorologique et des équations solaires.

Ensuite, les 9 modules de la plateforme tracker sont caractérisés successivement, de façon automatique. Le deuxième et le troisième onglet illustrés sur la Fig.5.24 (b) permettent de visualiser les mesures sur les modules PV. Le deuxième regroupe les modules de faible puissance et le troisième, les modules de plus fortes puissances. Chaque sous-onglet de mesure est identique et on peut y voir la courbe I-V ainsi que l'historique du rendement sur une journée. On peut également voir les paramètres importants déduits de la courbe : V_{OC} , J_{SC} , V_{max} , I_{max} , P_{max} , FF, η , R_{sh} , R_s , E et T. Une fois la caractérisation faite et validée par le test d'éclairement, le programme enregistre les caractéristiques électriques du module testé, les points de la courbe I-V et les données relatives à la position du soleil et aux conditions atmosphériques au format TDMS. Ces données sont classées par module et par date, comme on peut le voir sur la Fig.5.25.

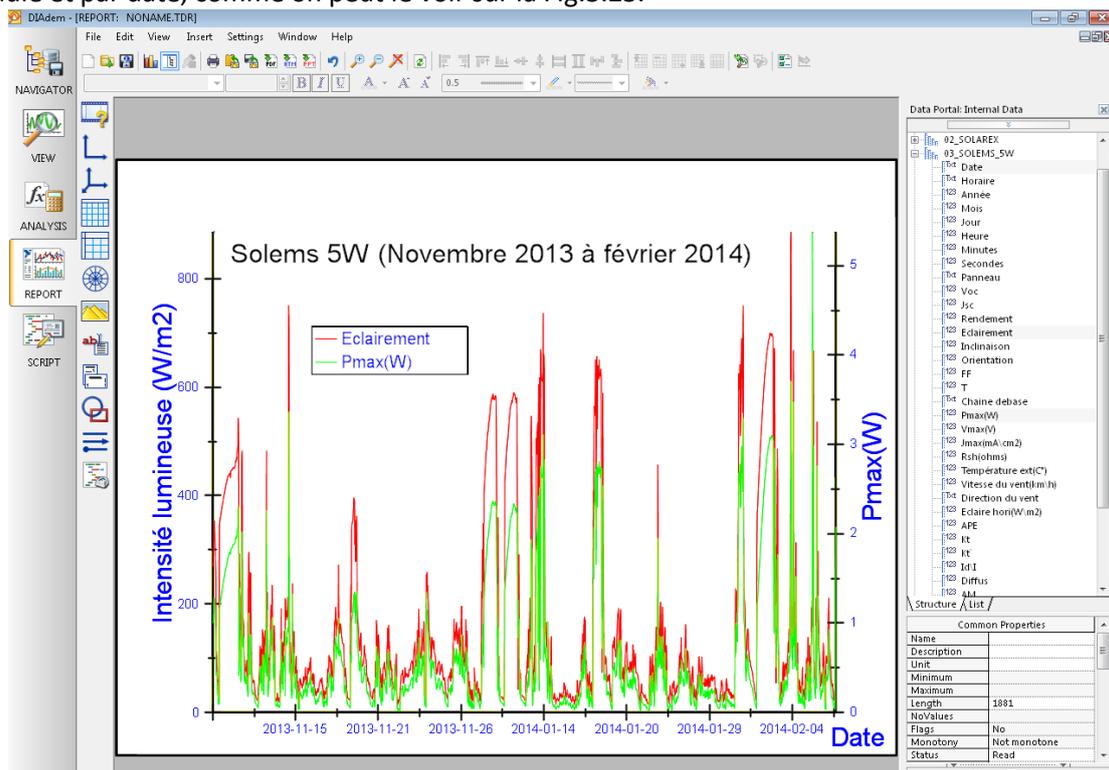


Fig.5.25. Utilisation de DIAdem (National Instrument) pour le stockage et l'analyse de données PV et atmosphériques

L'utilisation de cette plateforme Tracker, l'étude des relevés expérimentaux et les résultats seront présentés au chapitre suivant.

3) Les autres plateformes PV du LGEP

A l'aide du montage de cette plateforme, nous avons développé, au LGEP, une expertise dans le choix de la métrologie, dans l'étude du comportement des modules dans diverses conditions extérieures. D'autres plateformes qui ouvrent des opportunités de recherche nouvelles et des collaborations sur des nouveaux projets ont vu ou verront le jour.

A) Les plateformes PV au LGEP

Deux plateformes de recherche plus fondamentale ont été installées sur le toit du LGEP, en collaboration avec les sociétés SOLEMS et SOLSIA. Elles sont illustrées sur la Fig.5.26.

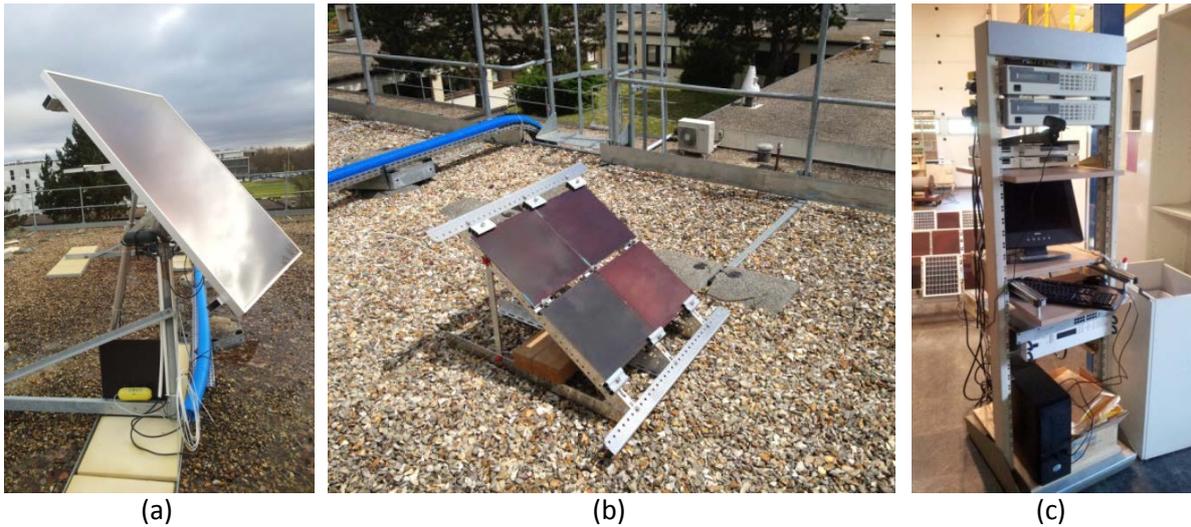


Fig.5.26. Plateformes de caractérisation de modules PV installées sur le toit du LGEP : SOLEMS (a), SOLSIA (b), Instrumentation commune associée (c)

Une présentation et une étude détaillée sont présentées au chapitre 6.

B) Les plateformes PV au SIRT

Des plateformes de caractérisation en extérieur, ayant toutes des objectifs différents, sont présentées à travers la Fig.5 27 :

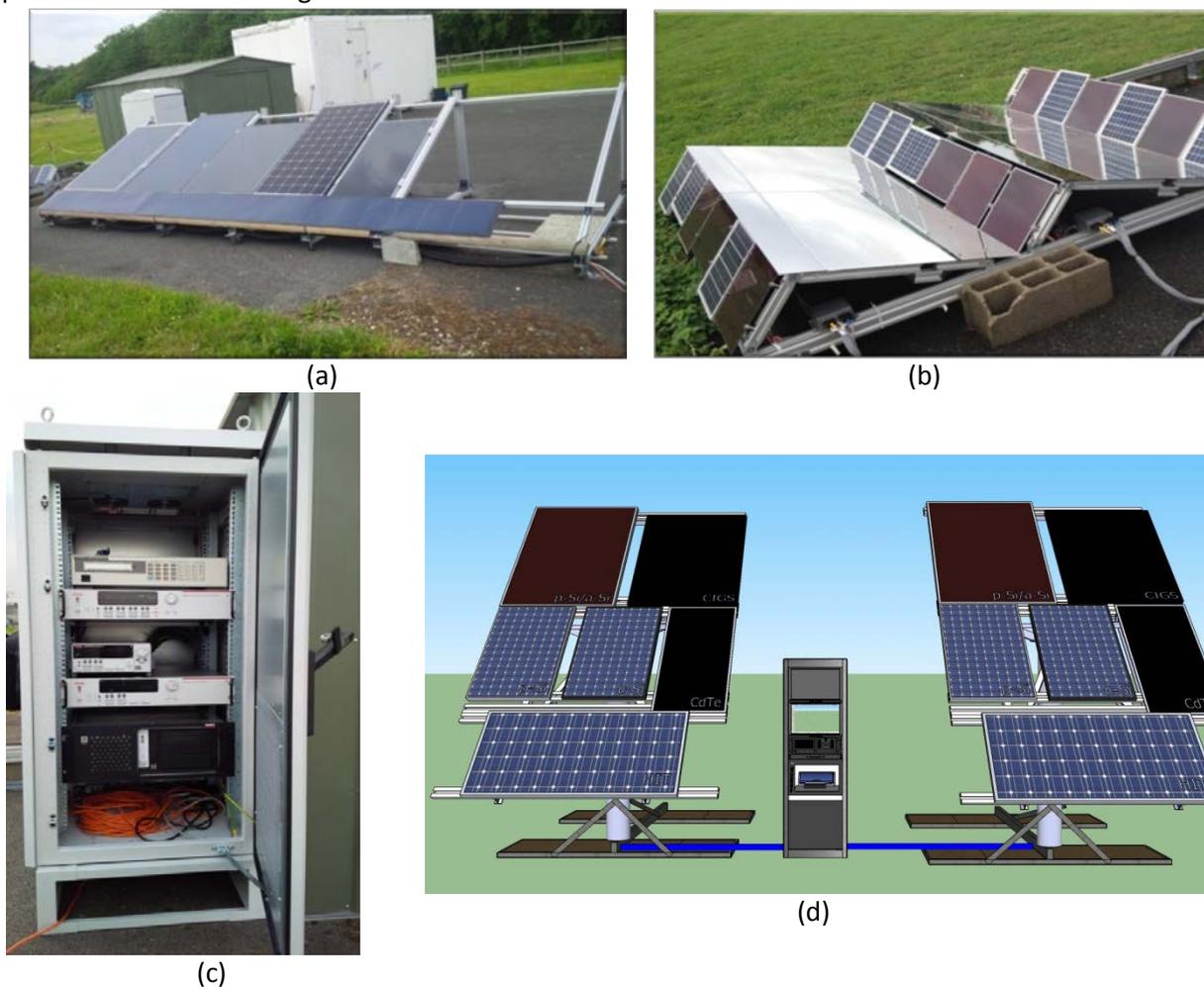


Fig.5 27. Plateformes de caractérisation de modules PV installées à Polytechnique : PV1 (a), ALEPH (b), instrumentation commune (c) et projet pédagogique (d)

Toutes ces plateformes sont installées au SIRTA (Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique) qui est un site d'expérimentation nationale dédié à la recherche sur les processus physiques associés au cycle de vie des nuages. Il est hébergé sur le campus de l'école Polytechnique et soutenu par le Laboratoire de Météorologie Dynamique (LMD). Il rassemble de manière pérenne un ensemble d'instruments de télédétection actifs et passifs, avec notamment un radar doppler pour étudier les nuages et précipitations, un lidar rétro-diffusion et dépolariation pour l'étude des nuages et des aérosols, des radiomètres et des capteurs in situ pour suivre les contenus en vapeur d'eau, eau liquide et aérosol de l'atmosphère, le rayonnement en surface et les paramètres météorologiques standards. Tous ces instruments de mesures atmosphériques et climatologiques font du SIRTA un site d'exception, sans parler du fait qu'il soit dégagé (pas d'ombre), pour la caractérisation de modules PV en extérieur.

- La plateforme PV1, représentée sur les Fig.5 27 (a) et (c), a pour but de caractériser n'importe quel module commercial ou expérimental en quelques semaines dans toutes les conditions d'utilisation propres à la région parisienne.
- La plateforme ALEPH, représentée sur les Fig.5 27 (b) et (c) est une plateforme prototype qui consiste à améliorer la production photovoltaïque par l'emploi de miroirs plans. Des mesures sont pour cela prises tous les jours pour pouvoir quantifier l'apport des miroirs selon leur inclinaison.
- La plateforme pédagogique TP PV, représenté sur la Fig.5 27 (d), est en cours de réalisation et sera dédiée à des TP pour différents cursus : M2 REST de l'école Polytechnique, cycle ingénieur de l'école Polytechnique, M2 PIE et L3 Pro TPE de l'Université Paris Sud-Orsay et M2 Pro MATEC de l'UVSQ. Elle sera composée de deux trackers pilotables équipés de modules PV et les étudiants auront l'occasion de piloter les trackers et récolter les mesures qu'ils pourront ainsi ensuite exploiter et corrélés aux relevés atmosphériques du SIRTA.

Ces plateformes sont le fruit d'une collaboration avec plusieurs laboratoires :

- Le LMD qui est une expertise dans l'étude du climat, de la pollution et de l'atmosphère. Leur contribution est donc essentielle pour la prise de mesure et l'interprétation des données météorologiques et atmosphériques.
- Le LPICM (Laboratoire de Physique des Interfaces Couches Minces), qui développe des cellules PV et, grâce à ces connaissances dans le domaine du PV, aide le LGEP dans l'étude du comportement électrique des modules.
- Le LIMSI (Laboratoire Informatique pour la Mécanique et les sciences de l'Ingénieur) travaille en particulier sur la plateforme ALEPH et développe des modèles concernant la concentration par miroirs et les confrontent avec les résultats de la plateforme.

Nous avons créé un site Internet [9] qui permet de récupérer de la documentation et des publications liées à toutes ces plateformes. Des données en temps réel sur la production de ces modules ainsi que sur les conditions météorologiques et atmosphériques aux alentours du LGEP et du SIRTA sont accessibles à tous. Ce site, régulièrement mis à jour, inclut toutes les publications liées à ces plateformes.

4) Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre tous les éléments qui constituent les plateformes de caractérisations PV que nous avons installées tout d'abord au LGEP (Gif sur Yvette) et ensuite à l'école Polytechnique (Palaiseau) ainsi que les méthodes utilisées pour les piloter, les automatiser et enregistrer des données toutes les minutes de chaque jour.

Une spécificité de ces plateformes est qu'elles prennent en compte le "spectral mismatch" du à la divergence du spectre solaire par rapport au spectre de référence AM1.5G à tous moments de la journée, ce qui, à notre connaissance, n'a pas encore été réalisé.

Ces plateformes, qui respectent les normes IEC concernant la caractérisation des modules PV, sont un véritable savoir faire qui ouvrent des nouvelles perspectives de recherche dans le domaine du PV dont quelques exemples sont donnés au chapitre suivant.

Bibliographie

- [1] IEC 60904-1, Photovoltaic devices-Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, 2008
- [2] Manuel d'instruction RG 100, <http://www.solems.com/Mesure-du-rayonnement-solaire>
- [3] Manuel d'instruction SMP 11Kipp&Zonen
- [4] ISO 9060:1990
- [5] IEC 751, Industrial platinum resistance thermometer sensors, 1983
- [6] Article utilisateur National Instrument, "Campagnes de mesures pour la caractérisation de modules photovoltaïques en extérieur, <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-15703>, 2013
- [7] Article Contrôle Essais Mesures, édition 2014
- [8] Manuel d'utilisation du Keithley 2420
- [9] <http://plateformepv.lgep.supelec.fr>

Table des illustrations

Fig.5.1. Pyranomètre SMP11 de Kipp&Zonen.....	101
Fig.5.2. Réponse spectrale du SMP11 donnée par Kipp&Zonen	102
Fig.5.3.Sonde RG100 de Solems	103
Fig.5.4. Efficacité quantique donnée par SOLEMS (a) et réponse spectrale mesurée au LGEP de la RG 100.....	103
Fig.5.5. Multimètre Keithley 175.....	103
Fig.5.6. Banc de mesure de réponse spectrale	104
Fig.5.7. Photographie du banc expérimental avec la platine tournante sous le simulateur solaire.....	104
Fig.5.8. Schéma du simulateur solaire.....	104
Fig.5.9. Spectre solaire pour AM0 hors atmosphère; AM1 soleil au zénith; AM1.5 soleil à 48° et AM2 soleil à 30°	104
Fig.5.10. Dispositif de mesure sous simulateur solaire	105
Fig.5.11. Réponses en direction de la RG100 (a), du SMP11 (b) et comparaison des deux (c)	106
Fig.5.12. Réponse de la RG100 et du SMP11 à une impulsion lumineuse du simulateur solaire de 12 secondes pour une échelle de temps en minutes (a) et en secondes (b)	106
Fig.5.13. Dispositif de mesure de l'éclairement global horizontal en extérieur avec cache métallique (a) et avec cache noir (b) pour la RG100, sur le toit du LGEP	107
Fig.5.14. Mesures d'éclairement en fonction du temps, le 26/06/2014 (a) et le 12/06/2013(b), sur le toit du LGEP	107
Fig.5.15. Comparaison des relevés du SMP11 et de la RG100 sans cache (a), et avec cache (b). Comparaison des fits de la RG100 avec et sans cache avec le SMP11 (c). Les mesures ont été prises entre le 24/04/2013 et le 09/09/2013.....	108
Fig.5.16. Photographie de la station météorologique.....	109
Fig.5.17. Spectromètre USB2000 de Ocean Optics	109
Fig.5.18. Interface utilisateur du programme LabView de calculs astronomiques et de pilotage des mesures d'éclairement dans un plan horizontal.....	110
Fig.5.19. Utilisation de DIAdem (National Instrument) pour le stockage et l'analyse de données atmosphériques	111
Fig.5.20. Représentation en 3D du toit du LGEP et de son instrumentation.....	112
Fig.5.21. Modules PV et instrumentation : 9 modules PV, 9 sondes Pt100, 1 capteur RG100	112
Fig.5.22. Plage de fonctionnement du Keitley 2420 [5].....	113
Fig.5.23. Photographie des appareils de mesures et de commutation de la plateforme tracker	114
Fig.5.24. Face avant 1 ^{er} onglet (a) et deuxième onglet (b) du programme principal automatisé pilotant la plateforme tracker	115
Fig.5.25. Utilisation de DIAdem (National Instrument) pour le stockage et l'analyse de données PV et atmosphériques.....	116
Fig.5.26. Plateformes de caractérisation de modules PV installées sur le toit du LGEP : SOLEMS (a), SOLSIA (b), Instrumentation commune associée (c).....	117
Fig.5.27. Plateformes de caractérisation de modules PV installées à Polytechnique : PV1 (a), ALEPH (b), instrumentation commune (c) et projet pédagogique (d)	117

Chapitre 6 : Utilités d'une plateforme de caractérisation en extérieur

Sommaire

1) La plateforme de caractérisation PV au service des projets	123
A) Modélisation du faible éclairement	123
a) Le modèle "simple"	124
b) Le modèle basé sur le schéma électrique à une diode (PVSYST)	124
c) Le modèle basé sur des coefficients empiriques (Sandia)	125
B) Modélisation de la correction du "désaccord spectral" (Spectral Mismatch)	127
a) Les outils mathématiques pour l'étude du désaccord spectral	128
b) La modélisation de l'impact du désaccord spectral sur le courant de court-circuit	131
c) La mesure du spectre solaire pour le calcul de M.....	133
C) Modélisation des effets de température.....	136
a) Effet de la température de fonctionnement de la cellule	136
b) Calculs de l'effet de la température sur les performances des cellules PV	137
c) Prise en compte de l'effet de la température dans les modèles commerciaux.....	138
d) Détermination des coefficients de température par les mesures	139
D) Paramètres non étudiés	142
a) Modélisation de l'effet d'incidence	142
b) Modélisation de la salissure.....	142
E) Conclusion.....	143
2) La plateforme de caractérisation au service de la recherche.....	143
A) Étude de trois modules PV de structures différentes, à base de silicium amorphe	144
a) Le contexte de l'étude	144
b) La plateforme de caractérisation des modules solsia	144
c) Les résultats d'un mois de mesures.....	147
B) Études des caractéristiques principales de modules PV commerciaux.....	149
a) La plateforme PV1 au SIRTA, École Polytechnique.....	149
b) La plateforme AGS Indus aux Ulis.....	156
c) Études de vieillissement de modules	158
3) La plateforme à des fins pédagogiques.....	159
A) PV1 comme plateforme pédagogique.....	159
B) La plateforme TP PV.	159
4) Conclusion	160
Bibliographie	161
Table des illustrations	163

Que ce soit pour une installation PV autonome ou raccordée au réseau, il est essentiel de connaître le productible de celle-ci pour un site choisi. En effet, pour dimensionner, estimer la production et donc la rentabilité d'un champ PV de n'importe quelle taille, il faut pouvoir évaluer la puissance PV qu'il est possible d'installer ainsi que les énergies annuelles attendues.

Par définition, la puissance installée est la puissance nominale (P_k) des panneaux PV, donnée par le constructeur pour les conditions standard STC. On l'exprime en W_c .

Une fois l'inclinaison et l'orientation choisies, il est possible d'évaluer de manière grossière et sans prendre en compte les éléments intervenant en sortie de panneaux (onduleurs, câbles par exemple), la production, sur une année, d'une installation, en connaissant l'énergie fournie par l'éclairement incident dans le plan des modules grâce à l'équation suivante:

$$E_{an} = \eta \times L \times E_{h,m} \quad (1)$$

Où E_{an} est l'énergie produite à l'année (kWh), L ($0 \leq L \leq 1$) représente les différentes pertes (ombrages, salissures, effet d'incidences...), η est le rendement STC des modules PV et $E_{h,m}$ est la moyenne annuelle de l'irradiation globale quotidienne sur la surface des modules PV (kWh).

Les données d'éclairement peuvent être connues grâce à des bases de données météorologiques (chapitre 2). Nous avons utilisé pour la suite de ce chapitre, le logiciel de calcul de productible solaire PV de PVGIS, qui donne aussi un accès aux informations météorologiques. En appliquant la formule (1) à un module de rendement 15% dont la puissance nominale est de 10 W, avec un L égal à 0.85, nous pouvons tracer la Fig.6.1, qui représente les valeurs moyennes mensuelles d'éclairement, calculées sur onze années de données météorologiques, au LGEP à Gif-sur-Yvette (48.7°N, 2.2°E).

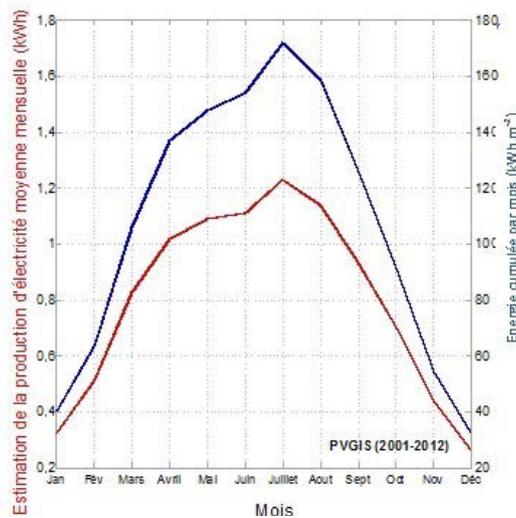


Fig. 6.1. Estimation de la production d'électricité sur une année pour le site du LGEP d'un module de 10 W par PVGIS

Or l'étude d'un système PV doit permettre de déterminer l'énergie produite par le système sur plusieurs années avec le moins d'incertitudes possible pour savoir si le projet peut être viable, rentable ou même pour obtenir un financement par des banques par exemple. Il est donc primordial que le facteur L , représentatif des effets perturbateurs, soit déterminé le plus précisément possible.

De plus, le dimensionnement détaillé d'une installation fixe les modalités de construction, en fonction de critères techniques, économiques et d'efficacité énergétique. Il comporte :

- le choix des composants (modules PV, onduleur, matériel de raccordement...);
- la disposition détaillée du champ de modules (orientation, mode de montage, câblage...);
- l'estimation de l'énergie produite;
- l'évaluation des coûts de construction/montage et le prix du kWh résultant.

Les effets perturbateurs ont été identifiés et classés, lors de la mesure et l'analyse des données, sur une année pour une installation de 7.5 kW, en fonctionnement réel à Genève [1]. La Fig.6.2 représente la contribution de chaque effet dans les pertes totales de ces installations.

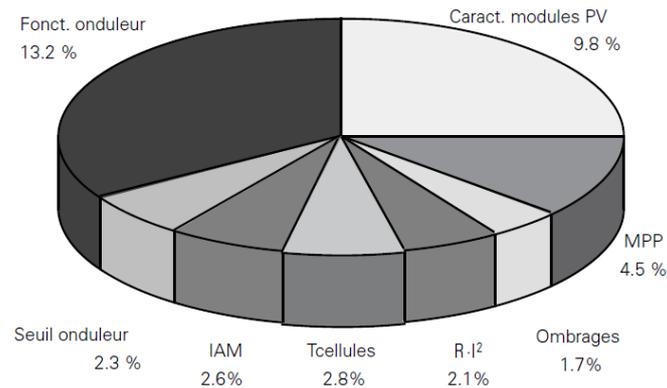


Fig.6.2.Répartition des pertes de fonctionnement pour l'installation de Genève [1]

On retrouve, sur ce diagramme, les pertes suivantes :

- *Fonct. Onduleur* : aujourd'hui, les pertes dues aux onduleurs sont nettement moindres car leur rendement est proche de 95% à 97%.
- *Caract. modules PV* : Les caractéristiques électriques STC des modules PV sont 10% en dessous des spécifications du fabricant, lorsqu'ils fonctionnent en conditions réelles.
- *MPP* : Les algorithmes MPPT mettent du temps, de l'ordre de quelques secondes, pour se stabiliser autour de la puissance maximale fournie par les modules ou bien peuvent rechercher un extrema local qui ne représente pas la puissance maximale des modules entraînant des pertes.
- *Ombrages* : Les pertes dues aux ombrages peuvent être calculées à l'aide des courbes d'iso-ombrages ou diagramme hauteur/azimut (fig. 2.8 du chapitre 2.1) pour les ombrages lointains. Les ombrages proches sont plus difficiles à estimer car ils portent des ombres sur une partie seulement du champ et leur traitement nécessite une modélisation 3D du système et de son entourage. De plus nous avons vu au chapitre 4.1.B que l'effet de l'ombrage dépend de la technologie des modules PV et de leur fabrication.
- *R-I²* : Les pertes ohmiques sont dues aux câbles et à la faible tension d'entrée des onduleurs.
- *Tcellules* : La température des cellules d'un module PV, en fonctionnement réel, est largement supérieure à 25°C qui correspond à la température en conditions STC (plus la température des cellules augmente, plus le rendement diminue).
- *IAM* : Ce sont les pertes dues à l'angle d'incidence lorsque le rayonnement n'est pas perpendiculaire aux modules. Elles sont proportionnelles au cosinus de l'angle d'attaque.
- *Seuil onduleur* : Ce seuil correspond à une intensité lumineuse minimale, en dessous de laquelle l'onduleur ne fonctionne pas.

Une des pertes les plus importantes est due à la chute du rendement des modules lorsqu'ils fonctionnent en conditions réelles d'utilisation. C'est de ces pertes dont nous parlons dans ce chapitre ainsi que celles engendrées par la température de fonctionnement des cellules. Une fois encore, les pertes liées aux aspects du système dans son ensemble ne seront pas pris en compte.

Nous allons, dans ce chapitre, essayer de comprendre l'origine de ces pertes, les analyser afin de les inclure de façon plus précise dans les outils qui permettent l'étude, le dimensionnement et la simulation de systèmes PV. Nous allons discuter également de l'utilité d'une plateforme de caractérisation.

Les objectifs et les personnes intéressées sont multiples :

- Mieux comprendre un module pour pouvoir l'améliorer : Constructeur
- Définir avec moins d'incertitude le productible PV : Chargé d'affaire d'un projet PV
- Donner une méthodologie qui permette l'étude de Chercheurs

certains aspects d'un module

Et enfin, nous verrons que de telles plateformes peuvent avoir des utilités pour la recherche ou encore pédagogiquement.

1) La plateforme de caractérisation PV au service des projets

L'installation d'une plateforme de caractérisation sur un site où l'on projette d'installer une centrale PV pourrait apporter une plus value lors de l'étude du projet en apportant des informations supplémentaires liées au site en question. En effet, les logiciels de dimensionnement d'installations PV comportent des incertitudes liées au lieu considéré (variation du spectre solaire, salissure des modules...). Nous voyons, dans cette partie, comment une telle plateforme permet d'obtenir ces précisions et comment les intégrer dans les logiciels de dimensionnement.

A) Modélisation du faible éclaircissement

Nous avons déjà énoncé brièvement les différents facteurs qui influencent le module en conditions réelles d'utilisation dans le chapitre 4.3.B. Dans cette partie nous portons une attention particulière au comportement des modules PV sous faible éclaircissement. Quelle est l'influence d'un faible éclaircissement sur un module PV, comment le prendre en compte et l'inclure dans l'estimation du productible ?

Pour beaucoup de modules commerciaux, le rendement n'est pas constant sur toute la gamme d'éclaircissement possible (typiquement de 0 à $1\ 300\ \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) et chute souvent de manière drastique en dessous de $200\ \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$. Cet effet peut avoir un impact sur la production du module PV notamment dans les régions nuageuses et à latitudes élevées (comme la région parisienne). Le problème est qu'il est impossible d'évaluer l'effet de ce phénomène à partir des données constructeur. Ce manque de connaissance sur le comportement des modules en faible éclaircissement amène une plus grande incertitude vis-à-vis de la production électrique présumée des modules.

Pour éviter ce problème, nous étudions l'effet du faible éclaircissement grâce aux mesures prises par la plateforme tracker installée sur le toit du LGEP présentée au chapitre 5. Nous utilisons ces données relevées en extérieur pour mettre en lumière le rendement des modules en fonction de l'éclaircissement incident. La Fig.6.3 montre les mesures de rendement des modules testés de Janvier à Juillet 2013. On peut y voir que les rendements de quasiment tous les modules chutent fortement en dessous de $200\ \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

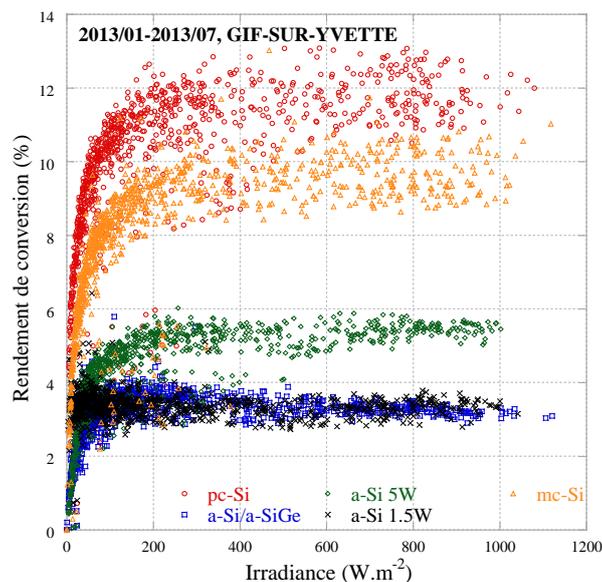


Fig.6.3. Rendement de cinq modules PV en fonction de l'intensité lumineuse au LGEP de 01/2013 à 07/2013

Pour modéliser le comportement du rendement des modules PV à faible éclairement, il existe plusieurs méthodes de calcul basées sur des équations différentes. Nous étudions uniquement les plus utilisées et reconnues.

a) Le modèle "simple"

Comme nous l'avons vu pour le programme de PVGIS, une manière simple pour calculer le productible d'une installation est d'utiliser l'équation classique (1) en utilisant les données du constructeur. Avec cette méthode, le rendement est constant et fixé à celui mesurées dans les conditions STC.

Une manière simple d'inclure l'effet du faible éclairement pour ce genre de modèle est de déterminer la variation de rendement ($\Delta\eta = \eta_{mesur\acute{e}} - \eta_{STC}$) en fonction de l'éclairement directement à partir des mesures en extérieur, comme montré dans la Fig.6.4. Après cela, on remplace η par $\eta + \Delta\eta$ dans l'équation (1), pour rendre plus précise l'estimation du productible PV.

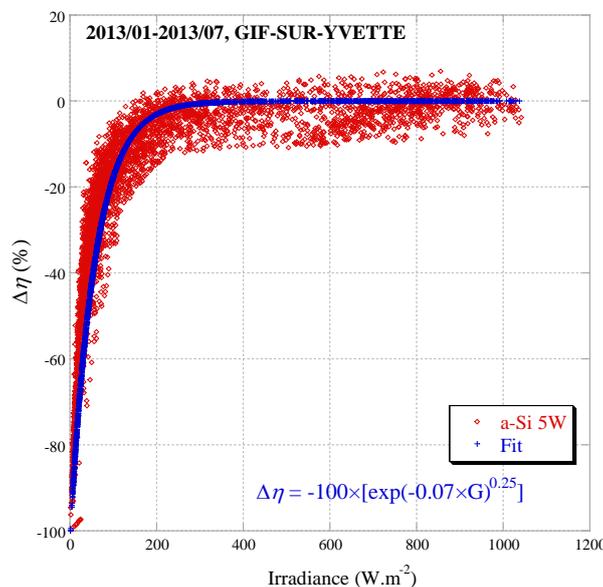


Fig.6.4. $\Delta\eta$ d'un module PV en fonction de l'intensité lumineuse au LGEP de 01/2013 à 07/2013

Cette méthode empirique a l'avantage d'être très simple, mais pour être représentative des modules PV commerciaux, il faudrait pouvoir en caractériser un très grand nombre.

b) Le modèle basé sur le schéma électrique à une diode (PVSYST)

D'autres modèles utilisent la représentation par un circuit électrique équivalent (à une diode) décrit dans le chapitre 3.3. C'est le cas du logiciel PVSYST [2]. Ce logiciel donne une étude détaillée d'un projet PV à partir de données d'éclairement par heure. Il propose une très grande base de données de modules PV, composants PV et de stations météorologiques. Il produit un rapport dans lequel est noté le productible, la rentabilité du projet et un diagramme des pertes. Il est utilisé et reconnu mondialement. Pour donner une idée de l'importance de ce logiciel pour la gestion de projet PV, il faut savoir que le rapport qu'il fournit peut être demandé par les banques comme gage de confiance avant l'accord d'un prêt.

Dans ce logiciel, le faible éclairement est pris en compte par la variation de R_{sh} [3]. La relation suivante donne l'équation utilisée par PVSYST :

$$R_{sh} = R_{sh.ref} + [R_{sh.0} - R_{sh.ref}] \times \exp[R_{sh.ex} (G/G_{ref})] \quad (2)$$

$R_{sh.ref}$ étant la valeur de la résistance shunt à l'éclairement de référence, c'est-à-dire dans les conditions STC (Ω), $R_{sh.0}$ la résistance shunt dans le noir (Ω), $R_{sh.ex}$ une constante d'ajustement empirique (Ω) et G_{ref} l'éclairement de référence STC.

Le comportement exponentiel décroissant de R_{sh} augmente l'effet du faible éclairage. Le problème du modèle de PVsyst est que $R_{sh,0}$ et $R_{sh,ref}$ de l'équation (2) ne sont pas données par le constructeur. $R_{sh,ref}$ est arbitrairement fixé à 5.5. Par conséquent, une hypothèse est faite sur R_{sh} .

Sur la Fig.6.5, on peut observer différents comportements de R_{sh} en fonction de l'éclairage, dans les conditions de mesures décrites précédemment, pour 5 modules PV installés sur le toit du LGEP. On ajuste les paramètres de l'équation (2) pour minimiser l'écart entre le modèle et les mesures.

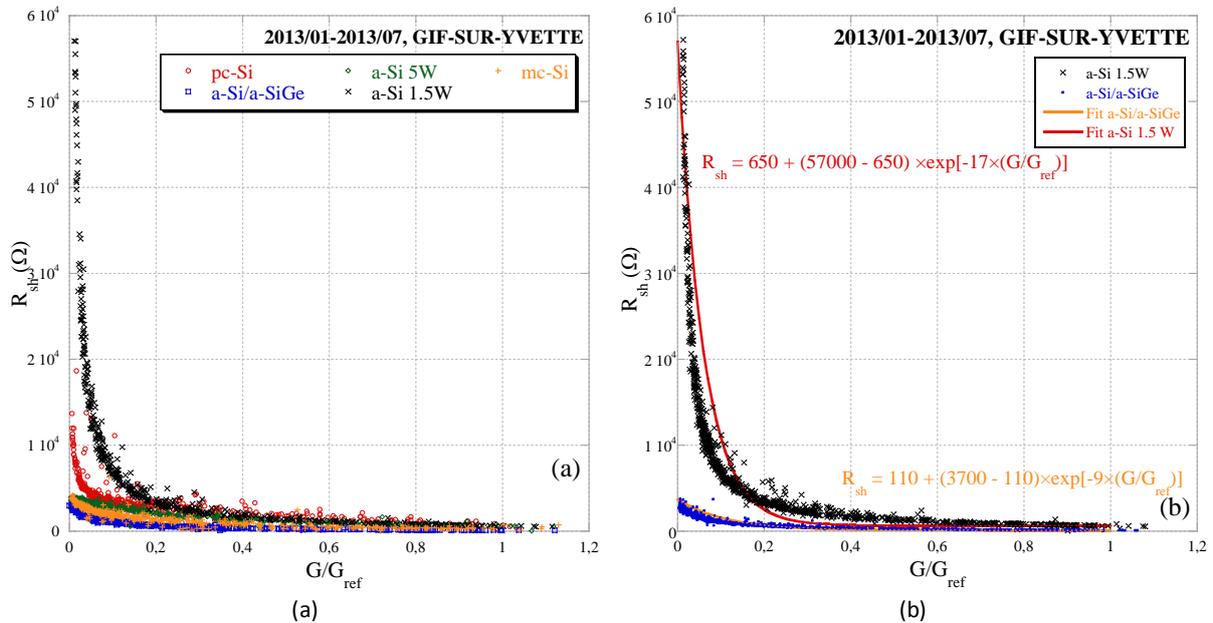


Fig.6.5. R_{sh} déterminée à partir des courbes I-V des cinq modules PV en fonction de l'éclairage au LGEP (a) et fit selon l'équation (2) de R_{sh} pour les modules a-Si1.5W et tandem (b)

Il est donc possible, grâce à ce procédé, de prendre en considération de manière plus précise l'effet du faible éclairage dans PVsyst.

c) Le modèle basé sur des coefficients empiriques (Sandia)

Le modèle de prédiction du productible PV développé par le laboratoire Sandia [4] s'appuie sur des mesures en extérieur réalisées à Albuquerque (New Mexico, USA). Ces mesures permettent de déterminer empiriquement des coefficients qui reproduisent le comportement des modules PV à faible éclairage et en fonction de la température, dans les équations suivantes :

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \times F_1(AM) \times (G/G_{ref}) \times [1 + \alpha_{I_{sc}} (T_c - T_{ref})] \quad (3)$$

$$I_{mpp} = I_{mpp,ref} \times [C_0(G/G_{ref}) + C_1(G/G_{ref})^2] \times [1 + \alpha_{I_{mpp}} (T_c - T_{ref})] \quad (4)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \delta \cdot T_c \cdot \ln(G/G_{ref}) + [\beta_{V_{oc}} + m_{V_{oc}} (1 - G/G_{ref})] \cdot (T_c - T_{ref}) \quad (5)$$

$$V_{mpp} = V_{mpp,ref} + \delta \cdot T_c \cdot [C_2 \cdot \ln(G/G_{ref}) + \delta \cdot T_c \cdot C_3 [\ln(G/G_{ref})]^2] + \beta_{V_{mp}} (T_c - T_{ref}) \quad (6)$$

Où $X_{yy,ref}$ est la constante X_{yy} mesurées aux STC, F_1 est une fonction de l'AM pour prendre en compte l'effet de distribution spectrale, T_c est la température de cellule (K), G est l'éclairage global dans le plan du module ($W \cdot m^{-2}$), α est le coefficient de température en courant ($\% \cdot K^{-1}$), β le coefficient de température en tension ($V \cdot K^{-1}$), δ est une constante qui dépend du nombre de cellules et de la technologie PV (cf. équation (10) ci-dessous) et $C_{0,1,2,3}$ sont les coefficients empiriques déterminées à partir des mesures en extérieur.

Ces équations (3 à 6) permettent de déterminer trois points remarquables de la caractéristique I-V :

- $(0, V_{oc})$,
- $(I_{sc}, 0)$
- (I_{mpp}, V_{mpp})

Deux autres points sont ensuite déterminés à l'aide des équations (7 et 8) suivantes :

$$- (I_x, 0.5 \times V_{oc})$$

$$- (I_x, 0.5 \times [V_{mpp} + V_{oc}])$$

$$I_x = I_{x.ref} \times (C_4 (G/G_{ref}) + C_5 (G/G_{ref})^2) \times [1 + \alpha_{I_{sc}} \times (T_c - T_{ref})] \quad (7)$$

$$I_{xx} = I_{xx.ref} \times (C_6 (G/G_{ref}) + C_7 (G/G_{ref})^2) \times [1 + \alpha_{I_{mpp}} \times (T_c - T_{ref})] \quad (8)$$

avec

$$G/G_{ref} = \frac{I_{sc}}{I_{sc.ref} \times [1 + \alpha_{I_{sc}} \times (T_c - T_{ref})]} \quad (9)$$

$$\delta(T_c) = \frac{nk \times (T_c + 273.15)}{q} \quad (10)$$

Où $\delta(T_c)$ est la tension thermique par cellule à la température T_c . Pour une diode de facteur $n = 1$ et pour une température de cellule de 25°C , la tension thermique est autour de 26 mV par cellule. C_0, C_1 sont les coefficients relatifs à I_{mp} (sans dimensions). $C_{4,5,6,7}$ sont des coefficients empiriques déterminées à partir des mesures en extérieur.

A partir de ces cinq points, la courbe I-V entière peut être générée, dans n'importe quelle condition de fonctionnement, pour s'approcher au maximum du comportement réel du module PV, comme le montre la Fig.6.6.

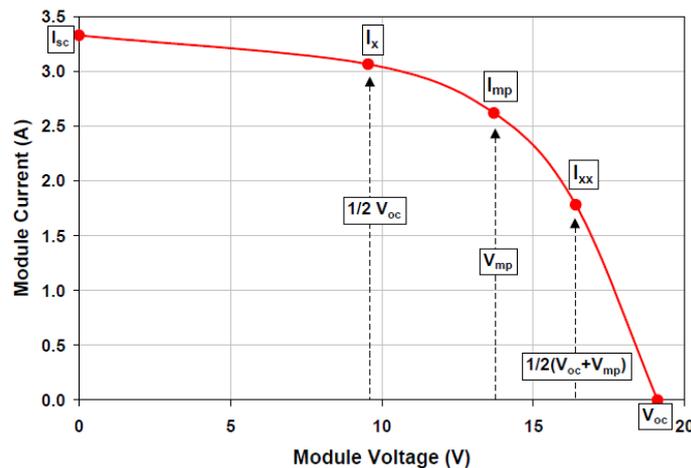


Fig.6.6. Courbe I-V illustrant les 5 points remarquables du modèle fourni par Sandia [4] ($mp = mpp$)

Ce modèle définit les caractéristiques I-V des modules PV, dans différentes conditions, à partir des équations (3 à 10). Les coefficients C_i sont déterminés à l'aide de plus de 3 300 mesures réalisées au laboratoire Sandia, avec une plage d'éclairement allant de 80 à $1\,200 \text{ W.m}^{-2}$, ce qui signifie que l'effet du faible éclairement est considéré dans ce modèle.

Nous appliquons ce modèle aux 5 modules PV testés sur la plateforme Tracker, en utilisant la température mesurée au dos de chaque module. On peut observer dans la Fig.6.7, que les points de mesure (en rouge) sont cohérents avec les points calculés à partir du modèle (en bleu). Dans un souci de clarté, seul le module au silicium polycristallin est représenté.

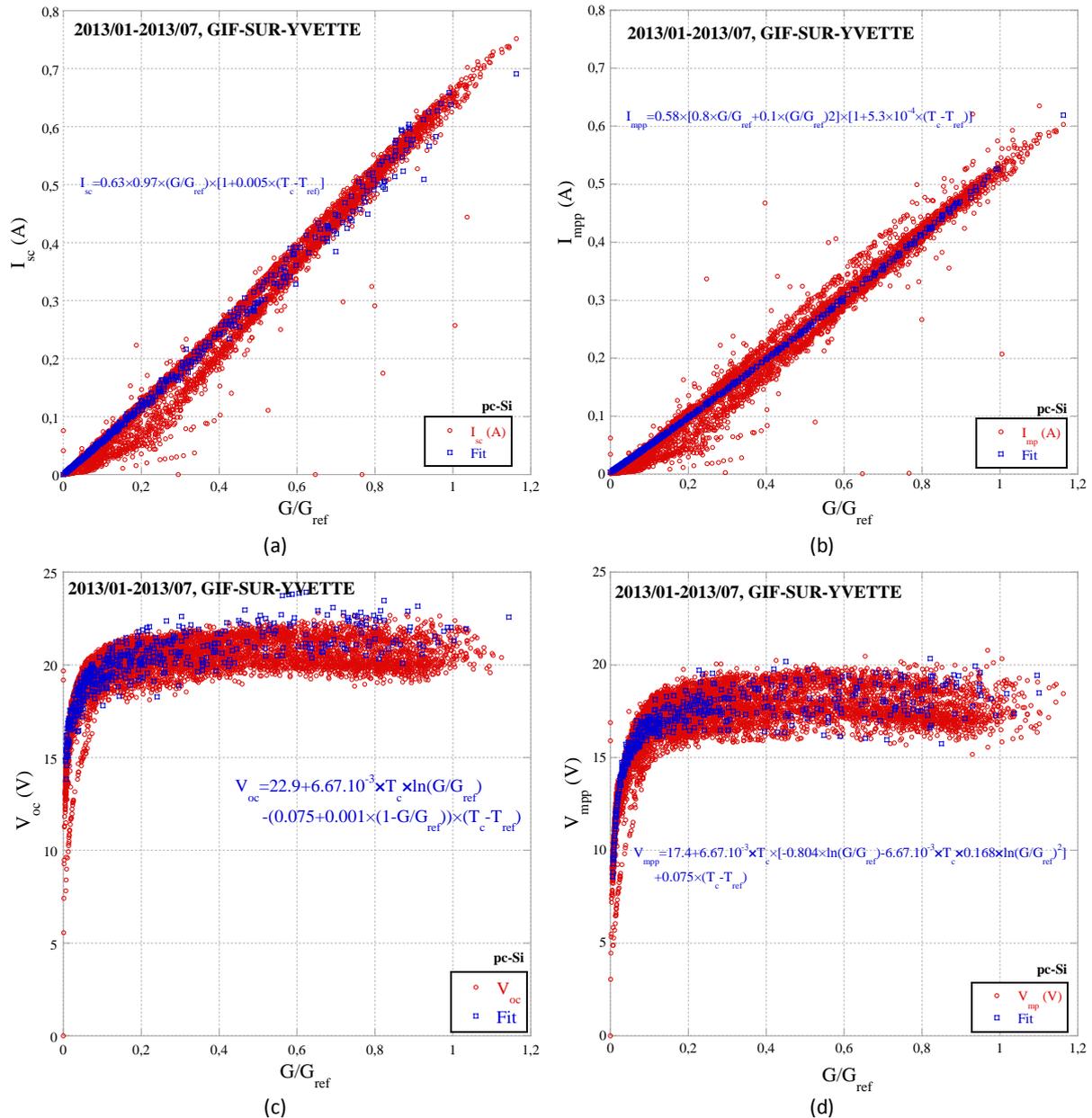


Fig.6.7. Paramètres électriques de pc-Si en fonction de G/G_{ref} : I_{sc} (a), I_{mpp} (b), V_{oc} (c) et V_{mpp} (d)

Il est donc possible de retrouver soi-même les coefficients C_i du modèle Sandia d'un module grâce à des mesures en extérieur sous toutes les conditions d'éclairage et ensuite d'appliquer ce modèle pour l'estimation du productible de ce module [5].

B) Modélisation de la correction du "désaccord spectral" (Spectral Mismatch)

Un autre paramètre qui peut faire varier la puissance électrique générée par la cellule PV (en influant sur le courant) est la variation de la distribution spectrale du rayonnement solaire. En effet, le spectre solaire, comme nous l'avons vu dans le chapitre 2.3, varie au cours de la journée, du mois et de l'année. Cette variation est principalement due à l'épaisseur de la couche d'atmosphère traversée par les rayons lumineux (AM), à la quantité de vapeur d'eau de l'atmosphère (w), au volume et au type d'aérosols (aod) présents dans l'atmosphère. Ces paramètres dépendent du site et de l'instant.

Le spectre solaire a un impact direct sur la portion de rayonnement que peut absorber une cellule, plus particulièrement sur le courant de court-circuit I_{sc} . De plus, la réponse spectrale d'une cellule

dépend de son gap et donc de sa technologie. Ce qui signifie que pour une même variation du spectre solaire par rapport au spectre de référence AM1.5, toutes les cellules ne réagiront pas de la même manière [6] et [7]. Il est donc important de quantifier cet écart d' I_{sc} dû à la variation du spectre solaire en rapport avec la technologie PV et pour un site donné.

De nos jours, cet effet est mal évalué voire même, tout simplement non pris en compte. Certains modèles, comme PVSYS ou le modèle de Sandia, représentent ce désaccord spectral par une fonction polynomiale de l'AM, équation (11), incluse dans le calcul d' I_{sc} , équation (3). Ceci permet d'approximer l'impact de la variation du spectre solaire sur le productible d'un module PV :

$$F_1(AM_a) = a_0 + a_1 \cdot AM_a + a_2 \cdot (AM_a)^2 + a_3 \cdot (AM_a)^3 + a_4 \cdot (AM_a)^4 \quad (11)$$

Cette relation est déterminée de façon empirique au laboratoire Sandia. Les différents coefficients a_i sont définis à partir de tests sur chaque module PV.

L'hypothèse qui est faite dans ce modèle, est que les autres éléments qui influencent le spectre solaire ont un effet qui se compense au cours de l'année. Or nous avons vu dans le chapitre 2 que les autres paramètres peuvent avoir un effet considérable sur le spectre solaire, comme par exemple un site très pollué récoltera nettement moins de faibles longueurs d'onde (autour de 400 - 500 nm).

Nous présentons dans cette partie tout d'abord les outils mathématiques utilisés pour étudier la variation du spectre solaire et évaluer son impact sur la cellule. Ensuite, il est proposé une méthode pour estimer son influence pour une cellule donnée et pour un site donné, à l'aide de données atmosphériques et d'une modélisation du spectre solaire. Enfin, une solution est proposée pour mesurer directement son impact à l'aide d'un spectromètre et inclure cet effet de désaccord spectral à partir des données constructeur.

a) Les outils mathématiques pour l'étude du désaccord spectral

L'APE

L'APE (Average Photon Energy), déjà introduit dans le chapitre 2, est un indice pratique pour estimer la composition du spectre solaire en longueur d'onde (plus bleu ou plus rouge).

Cet indice n'est pas dépendant de la technologie PV et est donc comparable partout dans le monde, du moment que la plage de longueurs d'onde considérée reste la même.

La correction de la divergence spectrale

La correction de divergence spectrale (M) est un outil utile lorsqu'il s'agit de mesurer la différence d' I_{sc} mesuré, d'une technologie de cellule, par rapport à l' I_{sc} généré dans les conditions STC (spectre de référence AM1.5G). Il est donné par l'équation (12) :

$$M = \frac{\int_a^b G_{ref}(\lambda) \cdot RS_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda}{\int_a^b G_t(\lambda) \cdot RS_{ref}(\lambda) \cdot d\lambda} \times \frac{\int_c^d G_t(\lambda) \cdot RS_t(\lambda) \cdot d\lambda}{\int_c^d G_{ref}(\lambda) \cdot RS_t(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (12)$$

Où G_t et G_{ref} sont respectivement les spectres de test et de référence ($W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$), RS_t et RS_{ref} sont les réponses spectrales ($A \cdot W^{-1}$) des cellules de test et de référence, a, b, c et d sont les longueurs d'ondes limites (nm) de la réponse spectrale de la cellule de référence et de test. De plus, on peut déduire I_{sc} grâce à l'équation (13) :

$$I_{sc} = A \cdot \int_0^{\lambda(E_g)} RS(\lambda) \cdot G(\lambda) \cdot d\lambda \quad (13)$$

Où I_{sc} est le courant de court-circuit (A), A la surface de la cellule (m^2), $RS(\lambda)$ la réponse spectrale de la cellule ($A \cdot W^{-1}$), $G(\lambda)$ l'éclairement ($W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$), λ , longueur d'onde (nm) et E_g le gap (eV) de la cellule. Donc l'équation (12) devient :

$$M = \frac{G_{ref}}{G_t} \times \frac{I_{sc,t}}{I_{sc,ref}} \quad (14)$$

Où G_{ref} et G_t sont les éclairagements du spectre de référence et de test ($W.m^2$) entre 300 et 4 000 nm, $I_{sc,ref}$ et $I_{sc,t}$ sont les courants de court-circuit pour les cellules PV considérées pour le spectre AM1.5 et le spectre testé.

M ajuste I_{sc} de la cellule testée par rapport à $I_{sc,ref}$ pour le spectre de référence. Il est donc dépendant de la réponse spectrale du matériau utilisé, donc il est dépendant de la technologie PV.

La modélisation du spectre solaire (SMARTS)

Les spectres solaires suivants sont modélisés à partir du code SMARTS présenté dans le chapitre 2.

Les données atmosphériques d'AERONET

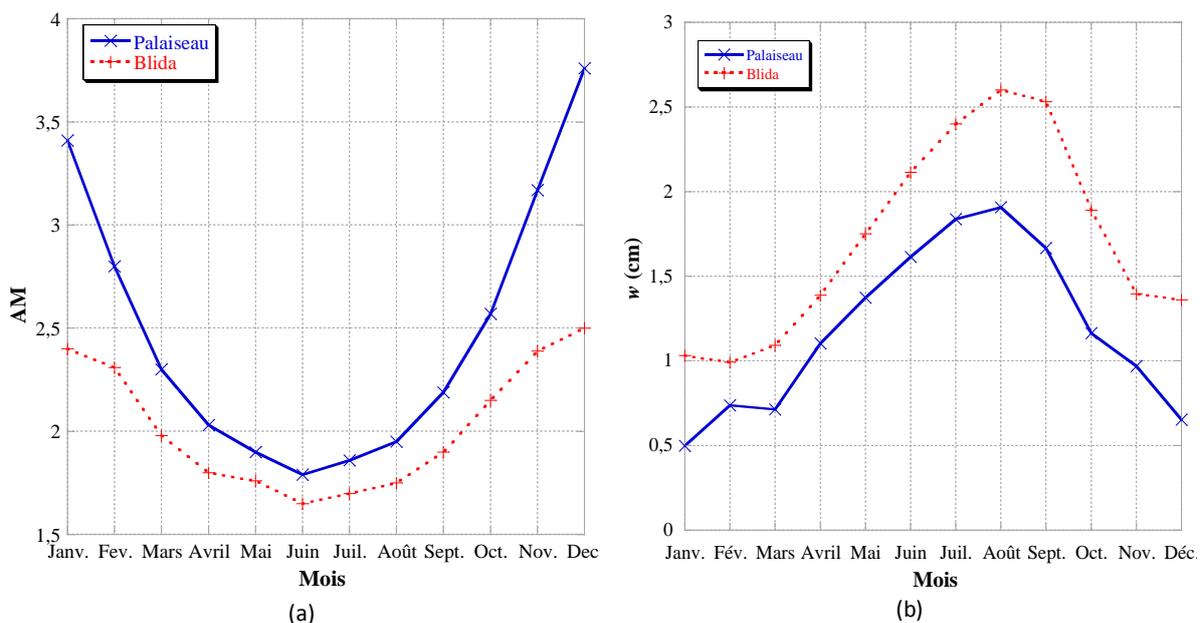
AEsol RObotic NETwork (AERONET) est une base de données atmosphériques établie par la NASA et le CNRS. Les données acquises à l'aide de mesures de photomètres qui sont intéressantes dans le cas d'une étude PV (300 nm à 1 100 nm) sont les suivantes :

- Aerosol optical depth (AOD) à 500 nm
- Angstrom's alpha pour deux intervalles de longueurs d'ondes (380-500 nm et 500-870nm).
- Colonne de vapeur d'eau (w)

Ces données forment les paramètres d'entrée du modèle SMARTS pour reproduire les spectres solaires représentatifs d'un mois précis, pour un lieu donné. L'AM est calculé pour chaque heure, de l'heure du lever jusqu'à l'heure du coucher du soleil grâce au programme LabView décrit au chapitre 5 1) G) et moyenné pour chaque mois. L'AM est ensuite utilisé comme paramètre d'entrée dans SMARTS. Nous prenons uniquement les valeurs de l'AM pour une hauteur solaire supérieur à 10° car l'éclaircement est souvent très faible, donc négligeable dans l'évaluation du productible, et le calcul de l'AM devient moins précis lorsque la hauteur solaire se rapproche de 0.

Afin d'étudier l'influence du spectre solaire sur le rendement des cellules, nous menons une étude modélisant le spectre solaire moyenné par mois pour deux lieux différents, Palaiseau (France, $48.7^\circ N$, $2.2^\circ E$, 156 m) et Blida (Algeria; $36^\circ N$, $2^\circ E$, 230 m). Nous choisissons deux localités à des latitudes différentes pour obtenir des informations supplémentaires telles que la variation du spectre solaire suivant les saisons car le temps d'ensoleillement ne sera pas le même. De plus, les conditions atmosphériques seront également différentes en raison des conditions plutôt désertiques pour le cas de Blida et tempérées pour Palaiseau.

La Fig.6.8 représente les valeurs moyennes d'AM, de w et d'AOD pour l'année 2009 des deux sites considérés.



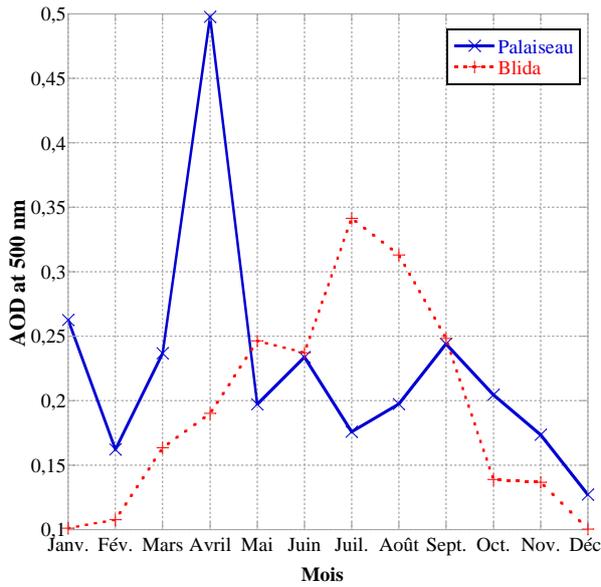
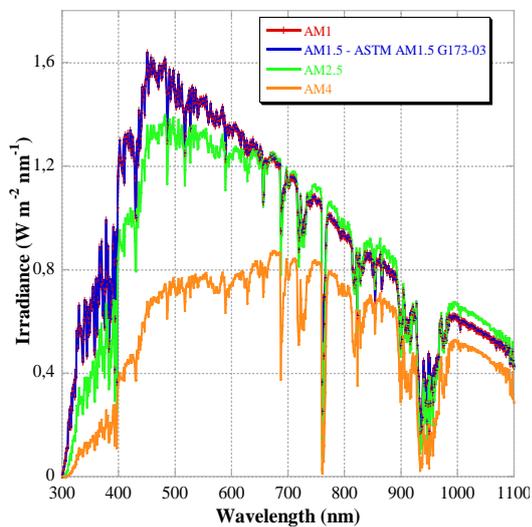


Fig.6.8.Moyenne par mois des valeurs de AM, w et AOD pour l'année 2009 à Palaiseau et Blida

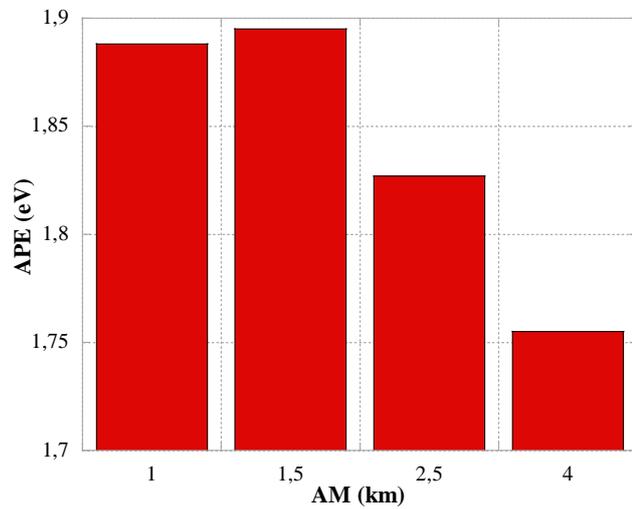
(c)

Nous devons à présent regarder l'impact de chacun de ces paramètres sur la distribution du spectre solaire, ce qui est représenté sur la Fig.6.9.

Les paramètres qui ont le plus d'influence sur le spectre solaire sont AM, w et AOD. Nous modélisons à chaque fois le spectre AM1.5 qui a comme valeurs par défaut AM = 1.5 km, w = 1.4164 cm et AOD = 0.084 et nous faisons varier l'un des paramètres pour observer comment réagit l'APE. La bande spectrale considérée est 300nm à 1 100 nm. Les Fig.6.9 (a) et (b) représentent la variation du spectre simulé et l'APE correspondant pour AM variant de 1 à 4 km, (c) et (d) pour w variant de 1 à 4 cm et enfin (e) et (f) pour AOD variant entre 0.084 et 3.



(a)



(b)

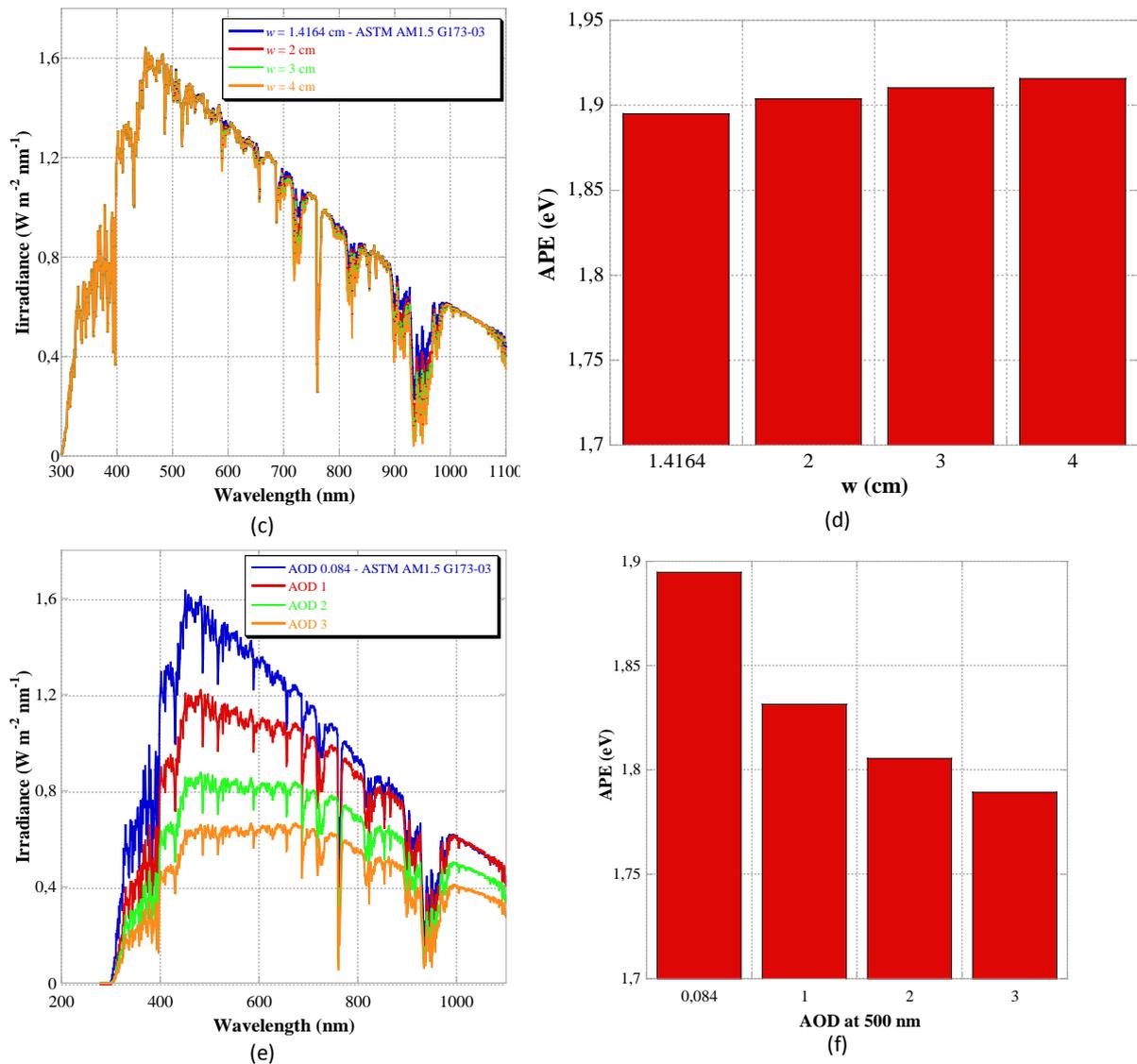


Fig.6.9. Spectres solaires simulés et leur APE respectif pour différents AM (a-b), w (c-d) et AOD (e-f).

On peut voir grâce à la Fig.6.9 qu'un changement de l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée modifie le spectre en intensité et distribution. Nous notons que lorsque l'AM augmente, l'APE diminue. Ce qui signifie que plus l'épaisseur de couche atmosphérique est grande (le soleil est bas dans le ciel), moins les rayons du soleil sont riches en longueurs d'ondes proches du bleu.

Les bandes d'absorption de l'eau sont situées à 724 nm, 824 nm et 938 nm pour la plage considérée (300-1100 nm). La Fig.6.9 (c-d) montre que lorsque w augmente alors l'APE augmente également. Soit, plus w est conséquent et plus le spectre solaire est riche en longueurs d'onde rouges dans sa distribution (en rapport au spectre de référence).

Pour prendre en considération la turbidité de l'atmosphère, nous étudions dans la Fig.6.9 (e-f), l'évolution du spectre en fonction de l'AOD à 500 nm. L'effet spectral des aérosols dépend de leur taille, de leur type et de leur concentration. Une augmentation de l'AOD fait diminuer l'APE. Choisir un autre type de particule aura également une influence sur le spectre solaire, mais nous ne l'étudions pas dans cette thèse.

b) La modélisation de l'impact du désaccord spectral sur le courant de court-circuit

L'idée de ce travail est de calculer la correction de divergence spectrale durant une année pour une cellule au silicium cristallin et pour une cellule au silicium amorphe, pour les sites de Palaiseau et de

Blida. Pour cela, nous appliquons l'équation (14) aux spectres simulés à partir des données mensuelles. Ces résultats sont représentés dans la Fig.6.10 pour trois années sur le site de l'École Polytechnique à Palaiseau.

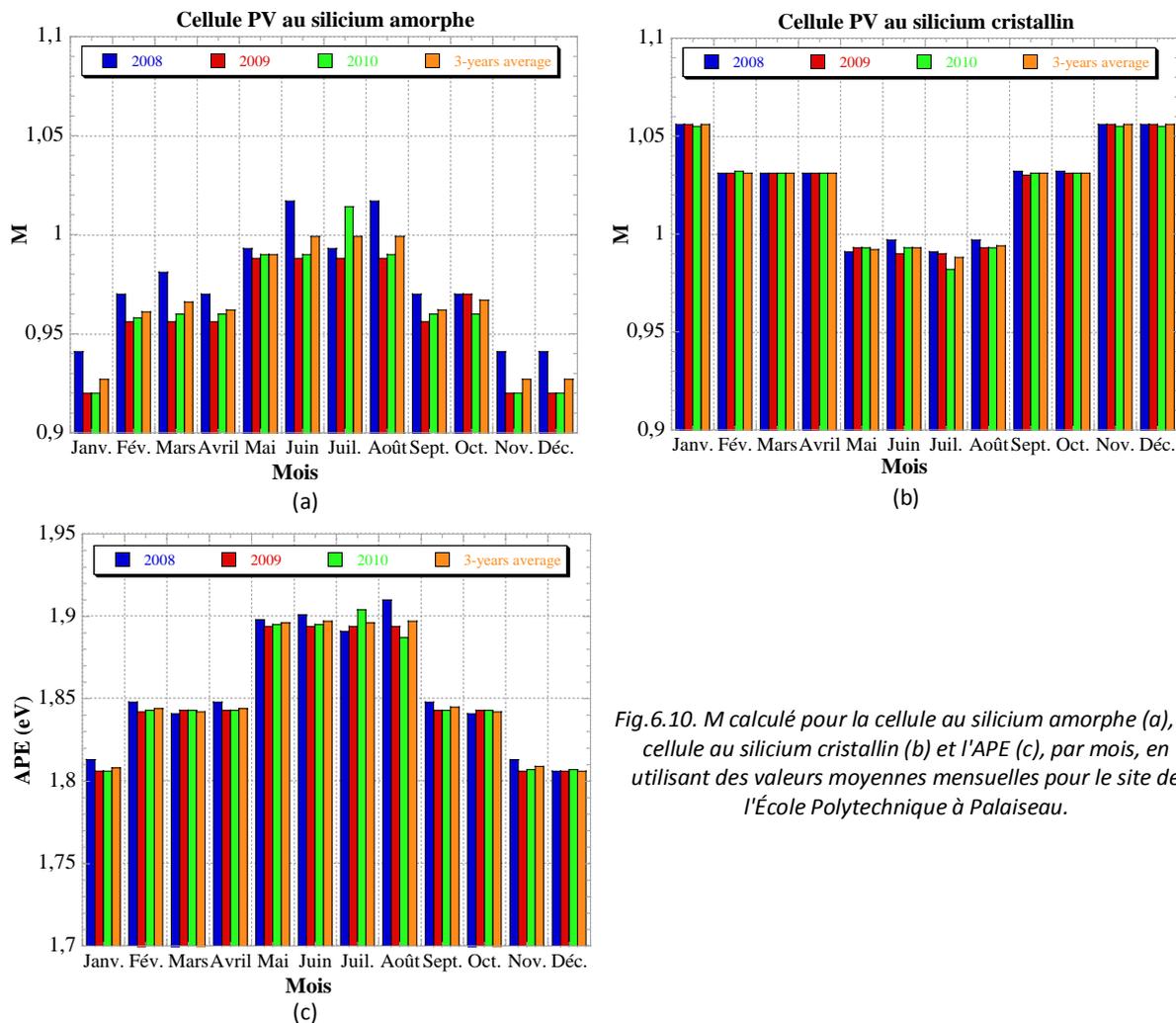


Fig.6.10. M calculé pour la cellule au silicium amorphe (a), la cellule au silicium cristallin (b) et l'APE (c), par mois, en utilisant des valeurs moyennes mensuelles pour le site de l'École Polytechnique à Palaiseau.

Nous pouvons observer sur la Fig.6.10 que le silicium amorphe peut avoir une différence de 9,7% entre l' I_{sc} généré en hiver et l' I_{sc} généré en été. I_{sc} est proche de sa valeur STC pendant les mois d'été et plus éloigné pendant les mois d'hiver. Cela s'explique du fait de la diminution d'AM et de l'augmentation de w en été, qui vont tous les deux dans le sens d'un spectre plus « riche en bleu » ($APE > 1.895$). Ce qui est favorable au silicium amorphe qui, rappelons le, a une réponse spectrale courte et centrée sur les courtes longueurs d'onde (550 nm environ).

L'effet opposé est observé pour le silicium cristallin qui a une réponse spectrale plus large et orientée vers les longueurs d'ondes rouges. Le fait que la bande spectrale soit plus large que celle du silicium amorphe explique qu'il soit moins sensible aux variations de distributions du spectre solaire (6.6% de différence d' I_{sc} entre l'hiver et l'été).

Pour les 3 années d'étude sur le site de Palaiseau, le spectre AM1.5 surestime l' I_{sc} d'une cellule au silicium amorphe d'environ 3.5% et sous-estime l' I_{sc} des cellules au silicium cristallin d'environ 2.4%.

Le même exercice est fait pour Blida sur l'année 2009 et représenté sur la Fig.6.11.

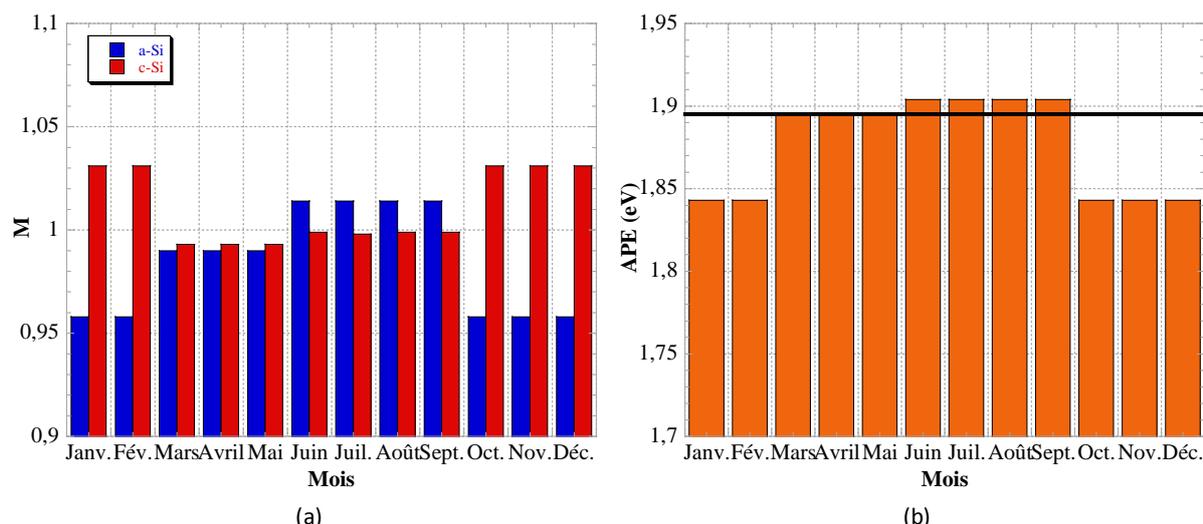


Fig.6.11. M calculé pour du silicium amorphe et du silicium cristallin (a) et APE correspondant. Tous les spectres modélisés utilisent des données moyennes mensuelles sur l'année 2009 pour le site de Blida

Pour le site de Blida, la moyenne d'APE est de 1.876 eV, la valeur moyenne de M pour le silicium amorphe est de 0.985 et pour le silicium cristallin de 1.011 pour l'année 2009. Si l'on compare au site de Palaiseau, w est plus grand et AM est inférieur pour Blida (Tab.6.1). Ce qui mène à un ciel plus riche en bleu pour Blida que pour Palaiseau.

Site	AM (km)	w (cm)	APE (eV)	M (amorphe)		M (cristallin)			
	Moy.	Moy.	Moy.	Min.	Max.	Moy.	Min.	Max.	Moy.
Palaiseau	2.478	1.246	1.852	0.920	0.988	0.959	0.990	1.056	1.024
Blida	2.024	1.712	1.876	0.958	1.014	0.985	0.993	1.031	1.011
ASTM AM1.5	1.5	1.416	1.895			1			1

Tab.6.1. AM, w et APE moyen pour Palaiseau, Blida et ASTM AM1.5 G173-03 pour l'année 2009

On peut dire que, du point de vue de la réponse spectrale, le silicium cristallin est mieux adapté aux hautes latitudes que le silicium amorphe.

c) La mesure du spectre solaire pour le calcul de M

Une autre solution, plus précise, pour estimer la divergence du spectre solaire et ses effets sur les différentes cellules PV, est de mesurer directement le spectre solaire à l'aide d'un spectromètre et d'appliquer la formule (12) de calcul de M pour chaque spectre mesuré. C'est ce que nous avons commencé à faire avec le spectromètre USB2000+ haute sensibilité (de 210 à 1 035 nm) vendu par Ocean Optic. L'idée est de prendre des mesures de spectres toute l'année et d'étudier M pour la technologie désirée et pour le site d'installation du spectromètre. C'est également un projet que nous souhaitons mettre en place à l'École Polytechnique en collaboration avec le SIRTA.

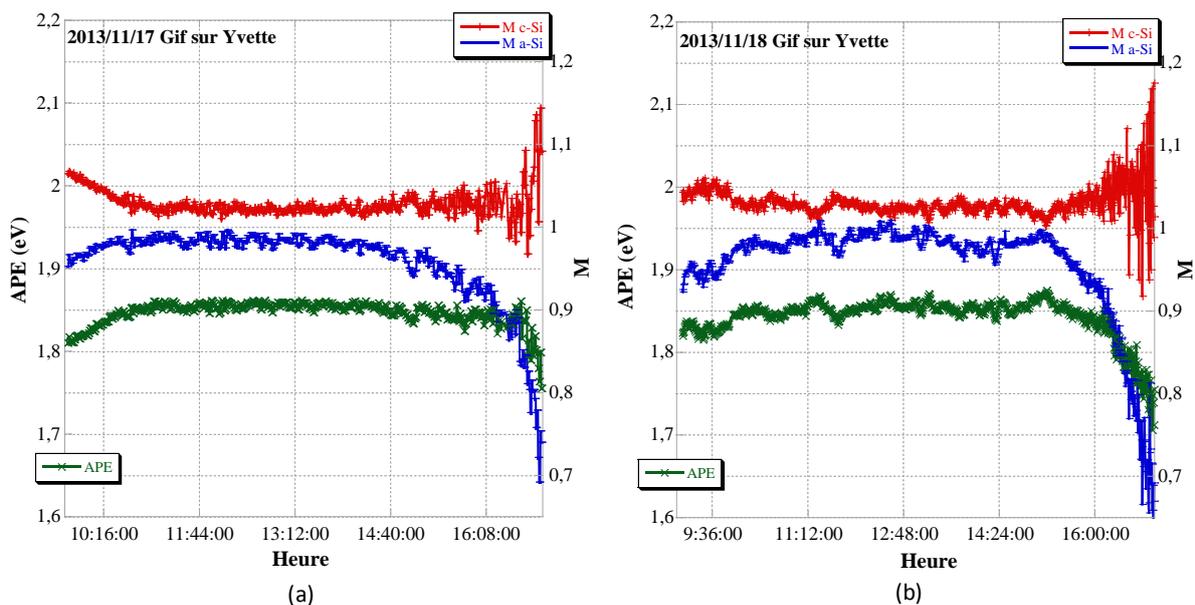
C'est le travail que nous avons commencé en Avril 2013 mais malheureusement le spectromètre utilisé n'est pas fait pour des mesures en extérieur et la solution que nous avons mis en place incluant une fibre optique de 10 mètres protégé par du PVC avec une ouverture horizontale sur le ciel composée d'un verre avec une réponse plate sur la plage (300-1 100 nm) n'a pas supporté les conditions extérieures sur une longue durée. Le verre s'est retiré et le cosinus correcteur placé au bout de la fibre à été exposé à l'eau. Il y a aujourd'hui trop d'incertitudes sur les mesures de spectre pour pouvoir les exploiter.

Cependant une autre solution incluant un autre spectromètre qui couvre la plage souhaité (300-1 100nm) et fait pour les mesures extérieurs est prévue.



Fig.6.12. Fibre optique protégée par des tubes PVC

Nous avons tout de même réussi à prendre quelques mesures sur plusieurs semaines comme le montre la Fig.6.13 qui représente l'évolution de M pour une cellule au silicium amorphe et une cellule au silicium cristallin ainsi que l'évolution d'APE au cours de 3 journées au LGEP.



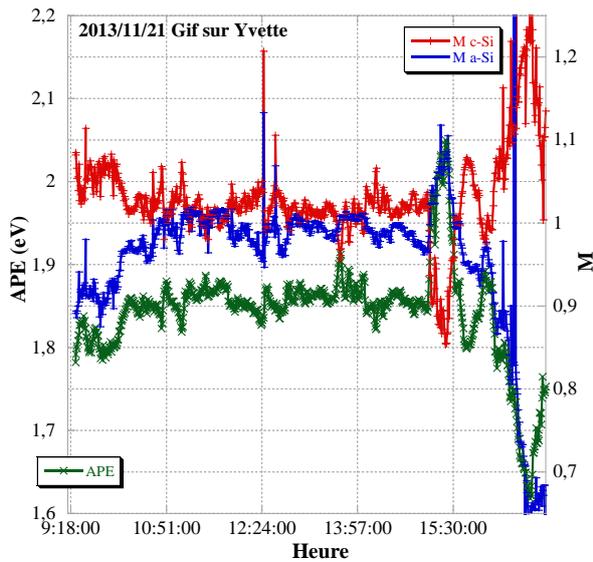


Fig.6.13. APE et M durant 3 jours au LGEP, Gif-sur-Yvette (proche de Palaiseau), 2013/11/17 (a), 2013/11/18 (b) et 2013/11/21 (c)

(c)

On peut observer sur la Fig.6.13 qu'en début et en fin de journée, le facteur M de la cellule au silicium amorphe diminue, contrairement à celui de la cellule au silicium cristallin. Cela s'explique par le fait qu'à ces périodes, l'AM est plus faible, le spectre est donc moins riche en longueurs d'ondes bleues, plus favorables au gap du silicium amorphe. Cela se confirme d'ailleurs lorsque l'on regarde l'APE.

Un objectif de cette étude sur une année serait de rendre plus précis les modèles de prévisions du productible évoqués précédemment en incluant cette divergence en I_{sc} due au spectre. On peut remplacer f_1 de l'équation (11), pour les modèles qui utilisent cette formule, par le M calculé par exemple.

Pour remplacer le spectromètre de Ocean Optics, nous avons acheté un spectro-radiomètre d'EKO (le MS 700). Il a été installé sur le toit du LGEP en Septembre 2014 et est opérationnel depuis pour prendre des spectres solaires toutes les minutes pendant toute la durée du jour et ainsi calculer le spectral mismatch dû aux spectres mesurés en comparaison avec le spectre de référence AM1.5. La Fig.6.14 montre l'installation. Il faudra cependant attendre au moins 6 mois de mesures pour pouvoir analyser l'effet du spectral mismatch sur le comportement des modules à Palaiseau.



Fig.6.14. Sondes d'éclairage (gauche) et spectroradiomètre (droite) installés sur le toit du LGEP

En conclusion, nous avons montré dans un premier temps qu'il est important de prendre en considération l'effet de la divergence spectrale du soleil, sur les cellules PV car cela fait varier I_{sc} de façon non négligeable. De plus le spectre solaire dépend des conditions atmosphériques spécifiques

à un site, ce qui signifie que cet effet sera différent pour chaque site et notamment pour des sites très pollués.

Dans un second temps, nous donnons des méthodes pour quantifier cet effet. Une méthode consiste à modéliser le spectre sur l'année à l'aide de données atmosphériques et géographiques. L'autre méthode consiste à mesurer directement le spectre pour observer la divergence de I_{sc} par rapport aux conditions de référence.

C) Modélisation des effets de température

La température de fonctionnement d'un module PV a un fort impact sur sa tension et donc sur ses performances. Or, elle dépend de beaucoup de facteurs propres à la fabrication du module, du semi-conducteur utilisé, du site d'implantation et du montage du module sur ce site. Ce qui a pour conséquence des températures de fonctionnement différentes selon les modules pour des mêmes conditions d'installation, comme le montre la Fig.6.15 dans laquelle on peut observer la température de fonctionnement de cinq modules PV de technologies différentes au cours de 6 mois à Gif sur Yvette en 2013.

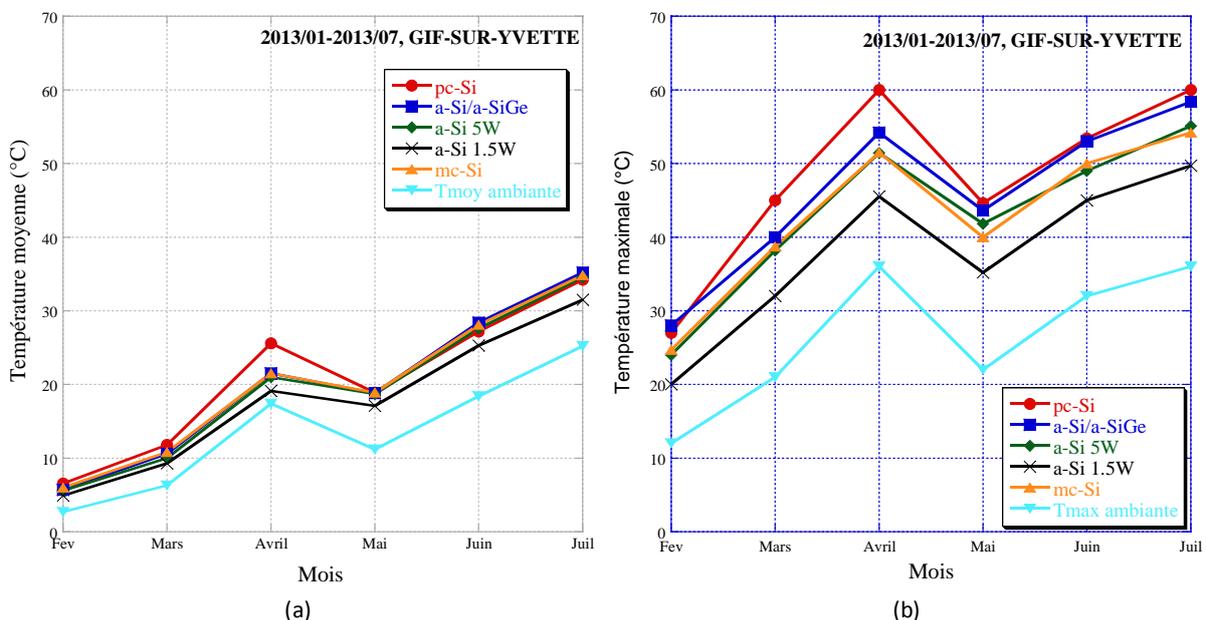


Fig. 6.15. Température moyenne (a) et maximale (b) par mois, des cinq modules de la plateforme Tracker de 02/2013 à 07/2013 au LGEP

Afin de comprendre l'effet de la température sur le fonctionnement du module, nous voyons dans cette partie quels sont les facteurs qui jouent sur la température de cellules, quelle est leur influence, comment les modéliser et quelles sont les limites des différentes modélisations.

Nous donnons par la suite une méthode pour prendre en compte ce phénomène à l'aide d'une plateforme de caractérisation sur le site d'intérêt et analysons ses avantages vis à vis des modèles.

a) Effet de la température de fonctionnement de la cellule

Lorsque que la cellule fonctionne, sa température augmente, ce qui aura un effet direct sur son rendement. La température agit plus particulièrement sur V_{oc} décrit par l'équation (15) :

$$V_{oc} \approx \frac{kT}{q} \times \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right) \quad (15)$$

V_{oc} est donc de façon logarithmique, proportionnelle au courant de court-circuit et à l'inverse du courant de saturation I_0 . Or, le courant de saturation varie nettement avec la température.

De plus, le gap de la cellule décroît lorsque la température augmente et peut être modélisé de la façon suivante :

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (16)$$

Où α et β sont des constantes spécifiques à chaque semi-conducteur.

Une augmentation de la température de cellule diminue donc le gap et entraîne par conséquent une diminution de V_{oc} .

On peut écrire l'équation qui représente la variation de V_{oc} en fonction de la température comme suit :

$$V_{oc}(T) = \frac{1}{q} \times E_g(0) - \frac{kT}{q} \times \ln\left(\frac{BT^3}{I_{sc}}\right) \quad (17)$$

V_{oc} varie linéairement et inversement à la température.

Le courant de court-circuit n'est quand à lui relativement pas affecté par la température dans les conditions de fonctionnement de la cellule.

En d'autres termes, lorsque les électrons sont excités par effet thermique plutôt que par les propriétés électriques du semi-conducteur, le V_{oc} et le FF diminuent.

La température aura donc une tendance à diminuer les performances d'une cellule principalement par la réduction de V_{oc} . Une température de fonctionnement différente de 25°C (STC) entraîne donc une déviation du rendement par rapport aux conditions de référence (positive pour $T < 25^\circ\text{C}$ et négative pour $T > 25^\circ\text{C}$).

Comment évolue la température de la cellule en conditions réelles d'utilisation et comment prend-on en compte cet effet ?

b) Calculs de l'effet de la température sur les performances des cellules PV

Il y a aujourd'hui beaucoup de relations qui tentent de reproduire la dépendance en température du comportement d'une cellule PV. Une liste exhaustive des formules les plus connues est dressée par E. Skoplaki et J.A. Palyvos [8]. La plupart de ces formules reprennent le caractère linéaire de l'évolution des performances de la cellule en fonction de la température et s'appuient pour cela soit sur son rendement, soit sur sa puissance maximale. Une des relations linéaire, historique et très utilisée, qui exprime le rendement d'une cellule en fonction de sa température de fonctionnement est la formule de Evans [9] suivante :

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} \times [1 - \beta_{ref} \times (T_c - T_{ref}) + \gamma \cdot \ln(G)] \quad (18)$$

Dans laquelle $\eta_{T_{ref}}$ est le rendement de la cellule (ou du module) à la température de référence, T_{ref} sous un éclairage de $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ et T_c la température de fonctionnement du module. Le coefficient de température β_{ref} , et le coefficient d'éclairage γ sont principalement dépendant des propriétés du matériau et ont des valeurs typiquement de 0.004 K^{-1} et 0.12 , respectivement pour le silicium cristallin [10]. Ce dernier coefficient est régulièrement considéré comme nul par soucis de simplification (ne pas considérer le faible éclairage), pour donner l'équation (20).

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} \times [1 - \beta_{ref} \times (T_c - T_{ref})] \quad (19)$$

Cette équation (20) représente la variation linéaire du rendement en fonction de la température de cellule « traditionnelle ». A partir de cette équation, de nombreux auteurs ont donné dans leurs articles, des coefficients β_{ref} et $\eta_{T_{ref}}$ en fonction du matériau qu'ils étudient. Ces coefficients sont également souvent donnés par les fabricants de modules PV.

Des équations linéaires équivalentes à celles proposées ci-dessus peuvent être appliquées pour calculer cette fois-ci la perte de puissance du module PV en fonction de sa température de fonctionnement. Encore une fois, très peu de modèles prennent en compte des éléments qui aident au refroidissement du module (gain en puissance) par convection tel que le vent ou un fluide qui

passer à l'arrière du module. Le modèle PVUSA essaie d'inclure l'effet du vent pour le refroidissement du module [11] :

$$P = G \times (b_1 + b_2 G + b_3 T_a + b_4 V_f) \quad (20)$$

Où V_f représente la vitesse du vent localement (mesurée à 10 m au dessus du sol par les stations météorologiques), et les coefficients b_i sont déterminés en utilisant une intensité lumineuse de l'ordre de 500 W.m^{-2} à l'aide d'une série de mesures sur 28 jours.

On remarque que le vent n'est pas pris à la hauteur des modules PV mais à 10 m. C'est la hauteur recommandée pour la prise de mesure par les stations météorologiques et ne représente ainsi pas exactement les conditions auxquelles est confronté le module PV.

c) Prise en compte de l'effet de la température dans les modèles commerciaux

Nous avons déjà vu que les conditions standards (STC) sont utiles pour comparer les performances de différentes cellules/modules mais ne sont pas représentatives du fonctionnement en conditions réelles d'un projet PV. La température de fonctionnement du module est un facteur qui dévie les performances de celles calculées aux STC. Alors comment prendre en compte cette déviation dans les modèles de prévision du productible PV?

Les créateurs de projets PV s'appuient en général sur des modèles empiriques qui donnent des coefficients de température, souvent issus de mesures en extérieur, pour I_{sc} et V_{oc} de chaque module. Parmi les modèles les plus populaires qui appliquent cette méthode, on retrouve le modèle PVUSA décrit juste au-dessus. Un modèle plus complexe, MER (Module Energy Rating), prenant en compte l'effet du désaccord spectral ainsi que l'angle d'incidence des rayons lumineux est celui développé par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) qui s'appuie sur des mesures en laboratoire représentatives de cinq journées "type" qui doivent représenter tous les climats [4].

$$I_{sc} = \frac{G}{G_{ref}} \times I_{sc_{ref}} \times [1 + \alpha(T_c - T_{ref})] \quad (21)$$

$$V_{oc} = V_{oc_{ref}} \times [1 + \beta \cdot G_{ref} (T_c - T_{ref})] \times \left[1 + \delta(T_c) \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \right] \quad (22)$$

Où α , β et δ sont les coefficients de température pour le courant, la tension et l'intensité lumineuse respectivement. L'indice $_{ref}$ renvoie aux conditions STC.

L'équation (22) prend en compte la dépendance en température du module et en éclaircissement de V_{oc} vue précédemment dans l'équation (17).

Le modèle Sandia, décrit précédemment, utilise le même principe de coefficients à appliquer sur V_{oc} , I_{sc} mais se base pour le calcul de ces coefficients sur des mesures en extérieur.

Les modèles qui s'appuient sur des coefficients empiriques α , β et δ à appliquer à I_{sc} ou V_{oc} sont généralement plus fiables que les modèles qui déterminent la puissance ou le rendement à partir de l'éclaircissement, la température extérieure et dans quelques cas de la vitesse du vent. Cependant, ils le sont pour les conditions dans lesquelles les coefficients ont été calculés, c'est à dire une installation de module précise avec des conditions climatiques spécifiques au site. En effet la déviation de température est dépendante du site (installation, climat) et du matériau utilisé. De plus les données constructeurs n'indiquent pas toujours les coefficients de températures, les bases de données des modèles tel que le modèle Sandia, PVUSA, MER n'ont pas forcément tous les modules ou encore les données météorologiques ne sont pas toujours disponibles.

C'est pour cette raison que Bücher [12] propose que l'on utilise des conditions RRC (Realistic Reporting Conditions) pour estimer la puissance délivrée par un module pour un site précis. En effet, la déviation entre RRC et STC est dépendante du site choisi. L'influence de la distribution du spectre solaire et des effets thermiques qui dépendent du lieu considéré peuvent être responsables d'un écart de plus de 10% (en générale inférieur pour RRC) entre RRC et STC [13].

Dans le programme PVSYS, les pertes thermiques sont déterminées par un équilibre énergétique entre la température ambiante et l'échauffement de la cellule à cause de l'intensité lumineuse :

$$U \times (T_c - T_a) = \alpha G(1 - \eta_c) \quad (23)$$

Où α est le coefficient d'absorption des rayons solaires par le module PV. On fixe habituellement ce coefficient à 0.9. U représente les échanges thermiques par convection naturel du module avec son environnement extérieur ($W.m^{-2}.K^{-1}$).

$$U = U_c + U_v.V \quad (24)$$

Avec V la vitesse du vent ($m.s^{-1}$), U_c ($W.m^{-2}.K^{-1}$) et U_v ($W.m^{-3}.K^{-1}.s^{-1}$) sont des constantes. Ces facteurs dépendent du montage des modules (sheds, façade, rack ouvert, intégré au bâtiment...). Pour une circulation libre d'air, les coefficients se réfèrent aux deux faces du module, au contraire si la face arrière n'est pas ventilée (intégré au bâtiment, BIPV), on réduit de moitié ces coefficients. Mais la détermination des paramètres U_c et U_v reste une grande question notamment lorsque le module est intégré au bâtiment. On peut, dans ce cas, trouver une large erreur dans la détermination des pertes thermiques du module. Encore une fois la prise en compte du vent induit une incertitude en raison de la position des capteurs (10 mètres du sol pour les stations) non représentative des conditions de vent du module (il peut y avoir un facteur 1.5 entre la valeur du vent à 10 mètres et celle à hauteur des panneaux). Par défaut, de nombreux utilisateurs utilisent les valeurs suivantes, lorsque la vitesse du vent est connue :

- $U_c = 25 W.m^{-2}.K^{-1}$
- $U_v = 1.2 W.m^{-3}.K^{-1}.s^{-1}$.

Lorsqu'elle n'est pas connue, les concepteurs de logiciels d'estimation du productible PV, préconisent de mettre la valeur de U_v à 0 et d'augmenter légèrement celle de U_c .

Le modèle Sandia utilise la relation suivante :

$$T_m = G \times e^{(a+b.WS)} + T_a \quad (25)$$

Où T_m est la température en face arrière du module ($^{\circ}C$), T_a la température ambiante ($^{\circ}C$), G l'intensité lumineuse ($W.m^{-2}$), WS la vitesse d vent à une hauteur standard de 10 mètres au dessus du sol, a et b des coefficients empiriques déterminées à l'aide de centaines de mesures de température. Ce modèle donne une approximation de la température du module à $\pm 5\%$, si l'on connaît la vitesse du vent. Il est étrange que ce modèle utilise une équation qui n'est pas homogène.

d) Détermination des coefficients de température par les mesures

Nous proposons ici une méthode de détermination des coefficients de température réels, dans des conditions d'installation connues, pour V_{oc} et pour V_{mpp} . Cette méthode s'appuie sur des mesures de température faites à l'aide de sondes de température placées en face arrière de chaque module. Les mesures sont prises dans les conditions du site d'implantation et avec un matériel précis et calibré. Il n'y a, par conséquent, plus d'incertitude sur les paramètres liés au site (tel que l'effet du vent, l'orientation des panneaux...). Il faut cependant être vigilant à bien dissocier l'effet du faible éclairage de celui de la température. Pour cela nous prenons en compte uniquement les températures au dessus de $40^{\circ}C$, ce qui permet de limiter la plage d'étude aux forts éclairages.

La figure 6.15 présente les résultats de mesure de température des modules sur plus de 6 mois au LGEP.

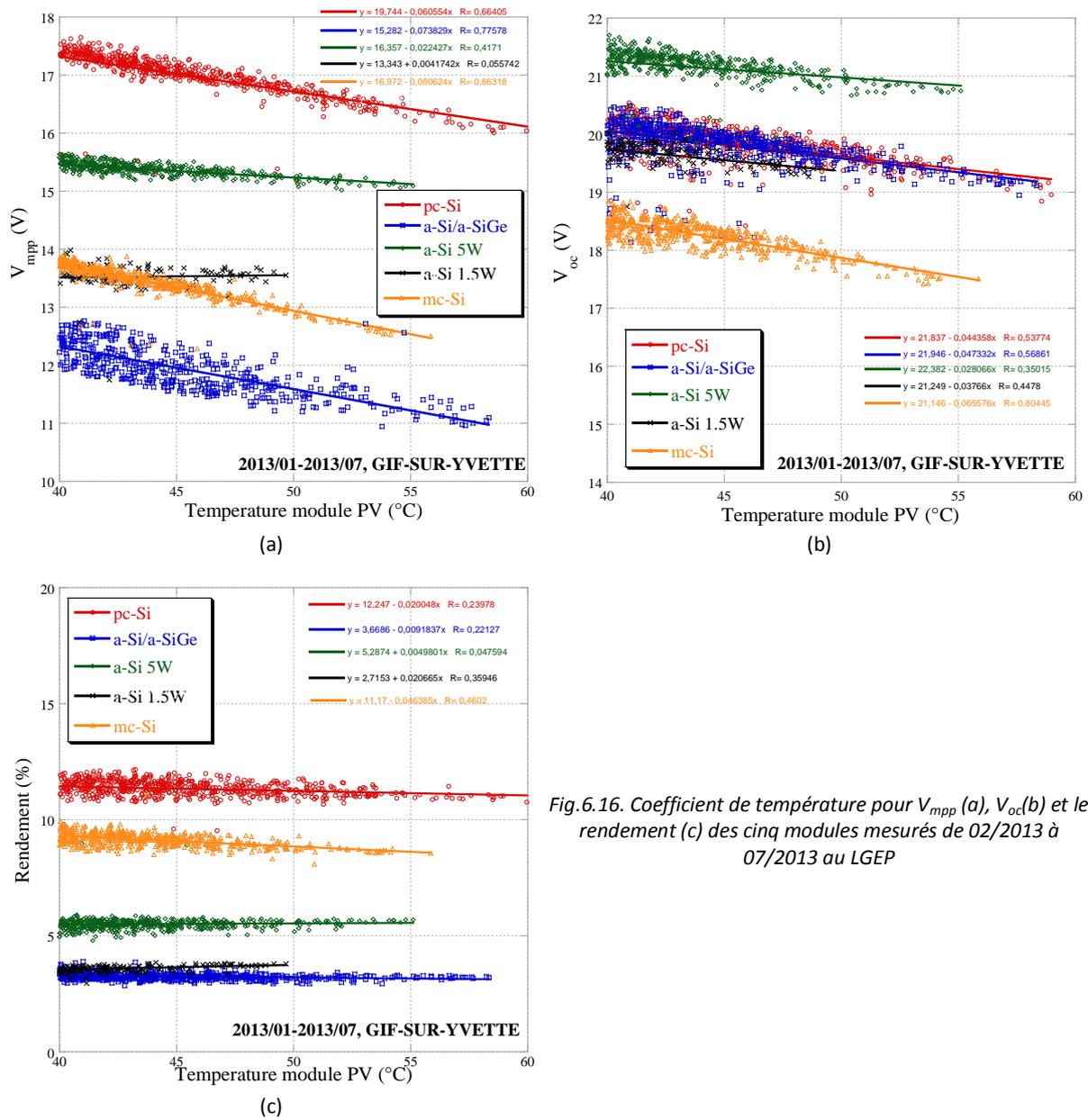


Fig.6.16. Coefficient de température pour V_{mpp} (a), V_{oc} (b) et le rendement (c) des cinq modules mesurés de 02/2013 à 07/2013 au LGEP

Les fits des courbes de température de la Fig.6.16 permettent d'obtenir les coefficients pour V_{oc} et V_{mpp} . Le Tab.6.2 ci-dessous, regroupe tous les coefficients mesurés, comparés aux valeurs de la littérature. On remarque une bonne concordance entre les coefficients de température mesurés et issus de la littérature [14].

Coefficients	pc-Si	a-Si/a-SiGe	a-Si 5W	a-Si 1.5W	mc-Si
$\beta_{V_{oc}}$ (V/°C)	-0.044	-0.047	-0.028	-0.038	-0.068
$\beta_{V_{mpp}}$ (V/°C)	-0.060	-0.073	-0.020	+0.004	-0.080
β_{η} (%/°C)	-0.020	-0.009	+0.005	+0.020	-0.046

Tab.6.2. Coefficients de température pour V_{oc} , V_{mpp} et η de cinq modules PV

Les coefficients de température des modules au silicium amorphe sont généralement plus faibles que ceux des autres filières lorsque les modules sont stabilisés [15]. C'est ce que l'on retrouve dans nos résultats.

On remarque également que les coefficients de température ne sont pas identiques pour les deux modules au silicium amorphe fabriqués par SOLEMS. Ce n'est pas surprenant car les coefficients de température dépendent des procédés de fabrication des cellules, de la concentration de défauts dans la couche intrinsèque et de son épaisseur. Ce qui signifie que les modules au silicium amorphe présentent tous des coefficients de température différents et ne peuvent, par conséquent, pas être caractérisés par un unique coefficient de température.

Une autre observation est de constater que les coefficients de température pour V_{oc} et V_{mpp} sont différents. Comme le souligne D.L.King dans la présentation du modèle Sandia [4], les procédures standard supposent habituellement et à tort, que les deux coefficients ($\beta_{V_{oc}}$ et $\beta_{V_{mpp}}$) sont les mêmes et donc que l'on peut appliquer $\beta_{V_{oc}}$ à la place de $\beta_{V_{max}}$. Or nos résultats prouvent bien que ces valeurs sont bien différentes.

Une dernière remarque, qui n'est pas directement liée à l'effet de la température, est la différence entre V_{oc} et V_{max} qui est importante sur les Fig.6.16 (a) et (b) et notamment pour le silicium amorphe. Ceci relate juste le fait qu'à fort éclairement, le facteur de forme des modules au silicium amorphe chute. Il est en général, moins bon que pour le silicium cristallin, comme le montre la Fig.6.17. Ceci explique la plus grande différence entre V_{oc} et V_{mpp} du silicium amorphe comparé au silicium cristallin.

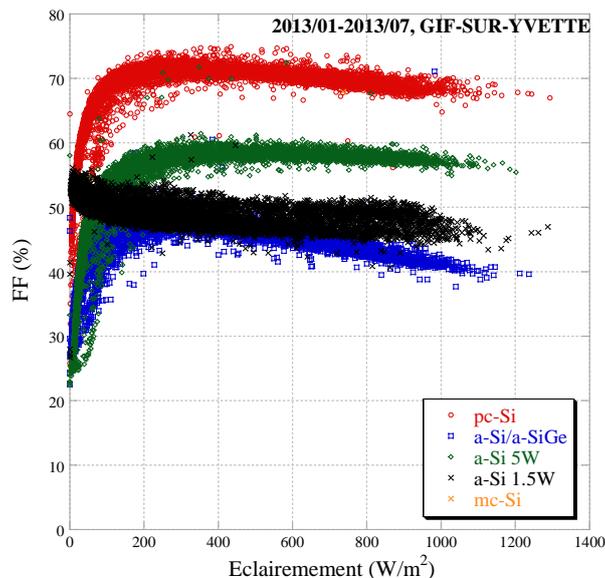


Fig.6.17. FF en fonction de l'éclairement des cinq modules de la plateforme trackers, de 02/2013 à 07/2013

En conclusion, la plateforme de caractérisation automatisée installée sur le toit du LGEP, nous a permis de définir le comportement des modules PV sous faible éclairement, en fonction du spectre solaire ainsi que les coefficients de température de différents modules. L'inconvénient est que ce procédé prend du temps étant donné que l'on a besoin pour cela de récolter beaucoup de mesures dans toutes les conditions (souvent plusieurs mois de mesures). L'avantage est que l'on inclut tous les paramètres dépendants du site et que l'on évite par conséquent des incertitudes liées à ces facteurs.

Il reste encore quelques paramètres importants que nous n'avons pas eu le temps d'étudier et que nous listons ci-dessous.

D) Paramètres non étudiés

Parmi les paramètres importants à prendre en compte lors de la caractérisation de modules PV en extérieur, nous pouvons citer, en outre, les pertes par incidence ainsi que les pertes par salissure.

a) Modélisation de l'effet d'incidence

Nous n'étudions pas les pertes liées à la réflexion de la lumière incidente sur le verre de la face avant du module PV. Il faudrait, pour cela, un suiveur solaire, qui oriente les modules PV en permanence vers le soleil, avec une précision importante. D'autre part, les verres utilisés sont souvent identiques quel que soient les technologies PV et l'IAM, Incidence Angle Modifier, ne varie pas énormément d'un module à l'autre.

L'IAM est souvent décrit par la formule ASHRAE suivante [16][17]:

$$IAM = 1 - b_0 \times \left(\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \quad (26)$$

Avec i l'angle d'incidence de la lumière et b_0 un coefficient qui change en fonction du matériau de la face avant du module PV, souvent égal à 0.05 pour le verre.

b) Modélisation de la salissure

Un autre paramètre à prendre en considération lors de la prédiction de la production électrique d'un projet PV est l'influence des dépôts de saletés ou poussière sur les modules PV qui occultent la lumière incidente et diminuent ainsi la production des modules PV.

Les Fig.6.18 (a) et (b) montrent l'état de salissure que peuvent atteindre des modules PV dans nos régions en prenant comme exemple la plateforme PV1 installée à l'École Polytechnique. En seulement deux semaines sans pluie, les modules sont recouverts d'une épaisse couche de saleté qui diminue la portion de lumière incidente sur les cellules PV et par conséquent leur production électrique. La photographie de la Fig.6.18 (b) a été prise un jour après celle de la Fig.6.18 (a), après une forte pluie.



Fig.6.18. Photographie de la plateforme PV1 dans un état critique de salissure (a) et le lendemain, après une averse (b)

Comme le soulignent Monto Mani et Rohit Pillai [18] qui retracent l'évolution des études menées sur l'analyse des pertes des modules PV à cause de dépôts de saleté, très peu d'études ont été menées avant les années 1990. Elles portaient toutes sur les caractéristiques du module utilisé (verre en face avant) ou sur l'impact de la saleté par rapport à l'angle d'installation. Toutes ces études ([19][20][21][22][23][24][25][26]), même si elles sont incomplètes, relèvent toutes l'importance que peut avoir la saleté sur le rendement d'un module PV qui peut chuter de plusieurs pourcents en quelques jours. Par conséquent, la question du nettoyage régulier est très souvent soulevée.

A partir des années 1990, des recherches plus poussées et plus précises sont menées telles que la caractérisation et l'impact de différents dépôts sur les performances du module PV. Dans l'étude de M.S.El-Shobokshy et F.M. Hussein [27], le calcaire (que l'on trouve généralement dans l'atmosphère sous forme de poussière), le ciment (élément principal utilisé dans la construction et présent dans l'air à différentes concentrations) et le charbon (qui provient de processus de combustion et que l'on peut trouver à proximité des environnements industriels) sont utilisés en laboratoire pour analyser leur effet sur la production des modules PV. L'article aboutit à la conclusion que la dégradation des modules PV dépend de la densité de poussière accumulée, du type de poussière et de la taille des particules (les plus petites sont les plus occultantes). Il est également mentionné que cet effet peut devenir très rapidement conséquent : une densité de 28 g.m^{-2} de charbon suffit à réduire de 20% I_{sc} d'un module PV.

Une autre étude menée à Phoenix en Arizona [28] montre que la propreté d'un module PV peut devenir économiquement intéressante, qu'il peut récupérer 1% de sa puissance lorsqu'il pleut et que les effets de dépôt de saletés sont plus importants lorsque l'angle d'incidence de radiation augmente.

Il est également étudié l'effet de la vitesse du vent et de la concentration de poussière dans l'air dans l'article [29]. De grandes vitesses de vent peuvent produire d'importantes accumulations de poussière sur le module, en fonction de la concentration de poussière dans l'air. Mais il se peut aussi, dans certaines conditions, que le vent enlève une partie du dépôt. De plus, la quantité de poussière déposée sur une surface dépend de plusieurs autres facteurs tels que l'orientation et l'inclinaison du module PV, l'inhomogénéité de la couche de poussière ...

Il apparaît donc extrêmement difficile de modéliser l'effet de la saleté sur un module PV car elle dépend de nombreux paramètres liés au site, à l'installation, à la climatologie, à la saison... Et pourtant il peut avoir un impact considérable sur le rendement d'un module PV. C'est d'ailleurs pour cette raison que les modèles de prévisions de productibles fixent un coefficient de pertes par salissure. Dans le programme PVSYS par exemple, c'est à l'utilisateur d'estimer un pourcentage de perte de production en fonction du site.

Pourtant, certains auteurs ont tenté de modéliser cet effet [30][31] mais leur modèle n'est valide que pour le même type de verre, de particules de saletés, d'orientation du système... Ce qui limite leur utilisation.

E) Conclusion

En conclusion de la première partie du chapitre 6, nous pouvons dire que la mise en place d'une plateforme de caractérisation entièrement automatisée sur un site particulier, ce qui fait maintenant partie des compétences du LGEP, pourrait permettre d'améliorer les connaissances d'un ou plusieurs modules PV, avec notamment, l'obtention d'informations sur le comportement des modules PV sous faible éclairage, en fonction du spectre solaire ainsi que les coefficients de température. Ce qui constitue ainsi une aide aux créateurs de projets PV dans l'estimation du productible de leurs installations et permet de fiabiliser la production d'électricité photovoltaïque.

Nous verrons par la suite qu'une telle plateforme peut avoir d'autres applications.

2) La plateforme de caractérisation au service de la recherche

Une plateforme de caractérisation en extérieur peut également être utilisée pour la recherche car elle permet d'avoir accès, en quelques semaines (ou quelques jours en fonction du climat et des conditions météorologiques du site), à toutes les caractéristiques de modules PV en fonctionnement. C'est l'objectif des différentes plateformes de caractérisation dédiées à des études plus ou moins ponctuelles que nous avons installées.

A) Étude de trois modules PV de structures différentes, à base de silicium amorphe

Sur le toit du LGEP, des modules en silicium amorphe de la société Solsia ont été installés en septembre 2013, pour une étude ponctuelle de leur comportement en conditions réelles d'implantation.

a) Le contexte de l'étude

Créée en 2009, Solsia avait pour vocation de développer une filière industrielle photovoltaïque en bénéficiant des recherches et savoir-faire français dans le domaine des couches minces de silicium. Elle pilotait le programme de recherche POLYSIL soutenu par l'ADEME sans lequel les recherches menées dans cette thèse n'auraient pas été possibles. La stratégie de cette entreprise française était de développer des technologies innovantes qui permettraient la production de modules PV de grande taille ($1,4 \text{ m}^2$) utilisant la technologie des dépôts de couches minces en silicium amorphe selon des procédés existants actuellement en laboratoire à petite échelle. C'est une technologie de rupture fondée sur une double innovation que souhaitait mettre en avant Solsia : une structure bi-verre révolutionnaire, dite "cellule Split" qui autorise la superposition de matériaux réputés incompatibles dans un même panneau et un dispositif de montage des diodes couplées en parallèle qui permet d'additionner leur courant sans les limiter à celui de la diode la moins performante.

b) La plateforme de caractérisation des modules solsia

C'est dans ce contexte que la plateforme dédiée à l'étude des modules Solsia est installée (Fig.6.19).



Fig.6.19. Plateforme Solsia montée sur le toit du LGEP en septembre 2013

Cinq modules de structures différentes provenant de la société Solsia ont été installés sur cette plateforme orientée plein sud avec une inclinaison de 36° par rapport à l'horizontal. Deux de ces modules ne fonctionnaient pas comme prévu et nous ne les décrivons donc pas. Pour les autres modules, une description précise est donnée ci-dessous ainsi que des schémas (Fig.6.20) illustrant leur constitution.

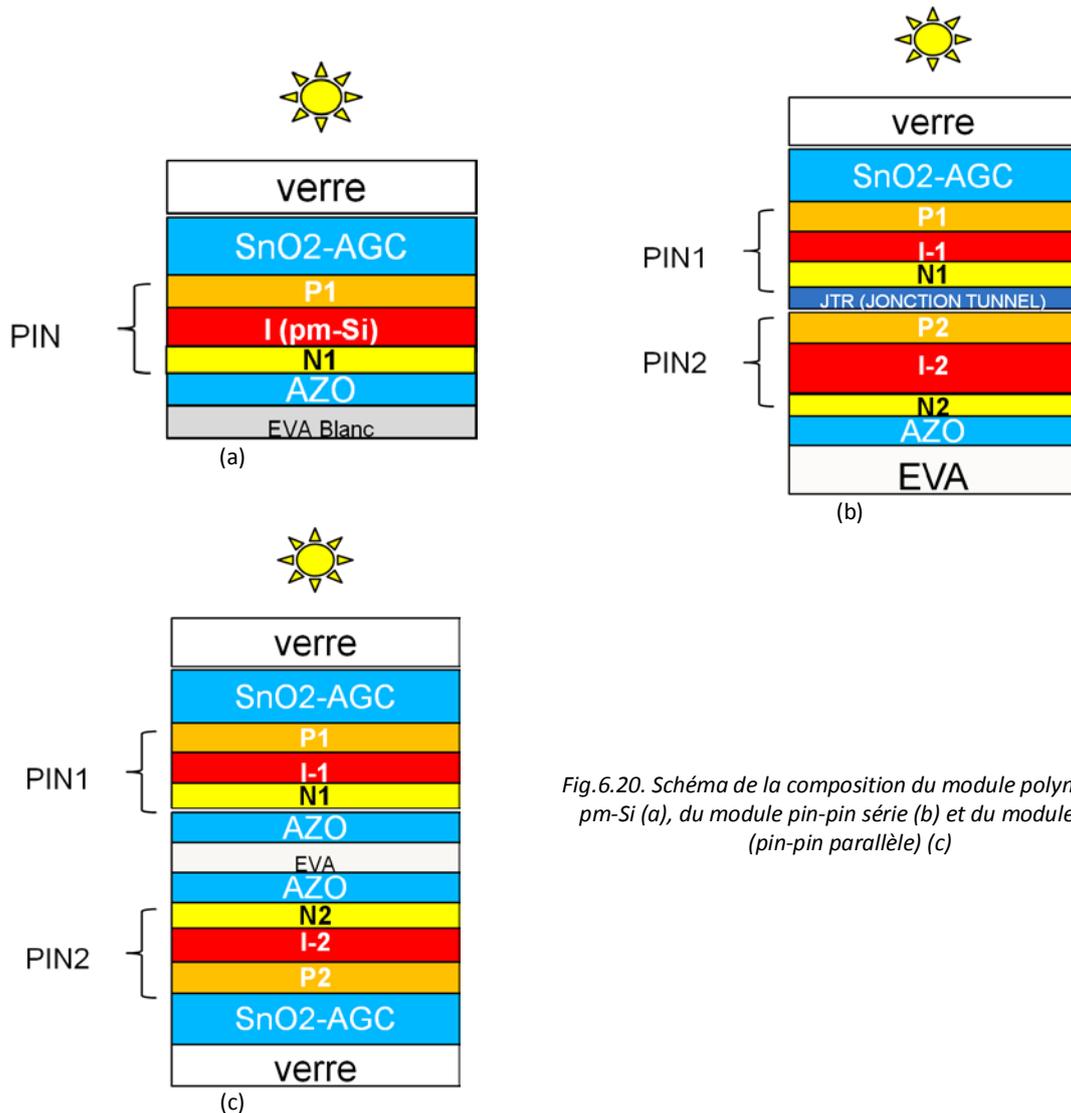


Fig.6.20. Schéma de la composition du module polymorphe pm-Si (a), du module pin-pin série (b) et du module split (pin-pin parallèle) (c)

Les modules étudiés sont :

- Le module polymorphe (pm-Si) est fabriqué grâce à une cellule polymorphe en simple jonction p-i-n sur une couche de SnO₂. Le procédé de dépôt de silicium polymorphe utilisé ici, travaillant à haute pression et grâce auquel des structures ordonnées de l'ordre de quelques nanomètres (~2 nm) peuvent être observées, a été développé par le LPICM [32]. L'intérêt de déposer du silicium amorphe à haute pression est d'obtenir une structure orientée et donc un réseau à très petite échelle, à certains endroits dans la structure amorphe, ce qui est censé rendre le silicium amorphe un peu plus performant. La structure particulière du pm-Si:H engendre moins de densité de défauts et une plus grande résistance à l'effet Staebler-Wronski que le a-Si:H classique.
- Le deuxième module est une double jonction (pin/pin) en série. La mise en série est assurée par une jonction tunnel. On appelle ce module pin-pin série par commodité.
- Le dernier module testé est un module expérimental fabriqué par la société Solsia. Il est composé de deux sous-modules connectés électriquement en parallèle et sur substrats séparés. Les avantages présumés d'un tel montage sont : le courant n'est pas tributaire de la cellule qui en délivre le moins, l'équilibrage des tensions est plus facile que l'équilibrage des courants (il suffit de calculer le bon nombre de cellules en série pour retrouver le même V_{oc}) et surtout le facteur de forme est supposé être beaucoup plus robuste dans le temps. Il y a deux raisons qui permettent d'espérer un FF plus stable même après l'effet Staebler-Wronski. D'une part parce que l'effet du vieillissement est accentué pour les cellules les plus épaisses et d'autre part pour les cellules en série il tend à rejoindre le FF le plus faible parmi

les deux cellules associées, ce qui n'est pas le cas pour des cellules mises en parallèle pour lesquelles le FF du module sera porté par le FF de la cellule la plus performante comme le soulignent les mesures de Solsia présentées sur la Fig.6.21.

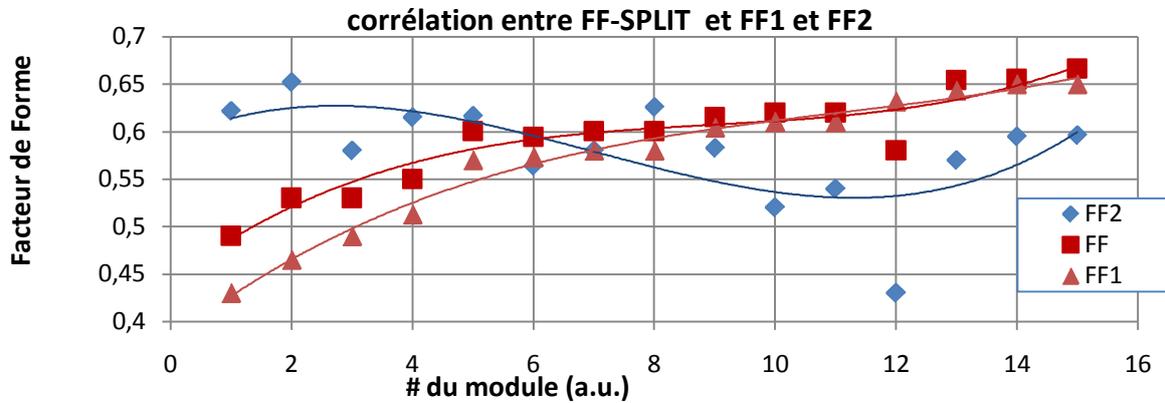


Fig.6.21. FF des jonctions pin 1, pin 2 et de l'association des deux en parallèle, en fonction du numéro de la jonction

Comme le montre la Fig.6.21. qui illustre des résultats de performance du module SPLIT a-Si/a-Si obtenus par Solsia, le FF du module a tendance à suivre le FF de la diode la plus performante. La stabilité est relativement (par rapports aux autres modules amorphes) bonne grâce à la qualité et la faible épaisseur de PIN1. Au vu de ces résultats, le comportement du module SPLIT devrait être assez bénéfique lors du vieillissement (Staebler-Wronski) et par conséquent limiter la chute du FF.

C'est ce que souhaitait vérifier Solsia en demandant au LGEP d'installer une plateforme en extérieur pour étudier le vieillissement des 3 différents modules décrits ci-dessus. Le tableau 6.3 résume les paramètres importants mesurés sous STC des 3 modules que nous avons étudiés.

Modules	Surface active d'une cellule (cm ²)	Nombre de bandes actives	V _{oc} (V)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)
pm-Si	13.8	48	41.5	189.3	0.65	7.60
pin-pin série	21.6	28	46.8	152.4	0.65	8.20
aSi parallèle (SPLIT)	13.8	48	41.4	204.4	0.64	7.63

Tab.6.3. Caractéristiques STC des modules PV (non vieillis) données par Solsia

Sur la plateforme de caractérisation du LGEP, les modules sont tous caractérisés à l'aide d'une charge électronique Agilent 6063B qui dissipe au maximum 250 W et mesure un courant de 0 à 10 A et une tension de 3 à 240 V. Une carte relais (Fig.6.22), conçue et réalisée au LGEP, permet de commuter sur chacun des 5 panneaux. Un programme LabView pilote cet instrument et la carte relais pour automatiser la prise de mesure sur chaque module approximativement toutes les deux minutes et enregistrer les données en format TDMS et ASCII.



Fig.6.22. Carte relais, fabriquée au LGEP, pour commuter sur chacun des modules PV, en utilisant une seule charge variable
La plateforme a été opérationnelle entre le 02/09/2013 et le 09/10/2013.

c) Les résultats d'un mois de mesures

Les modules ont été installés sur la plateforme dès sa mise en place et les modules ont été laissés à vieillir pendant un peu moins d'un mois. Ensuite, des mesures sur chaque module Solsia ont été prises du 02/09/2013 au 09/10/2013 environ toutes les deux minutes pendant toute la durée du jour.

Ces données, récoltées sur un mois, nous permettent d'obtenir les courbes de la Fig.6.23 ainsi que le Tab.6.4. Nous observons le comportement des modules en fonctionnement et comparons leurs performances dans les conditions de test de Gif-sur-Yvette.

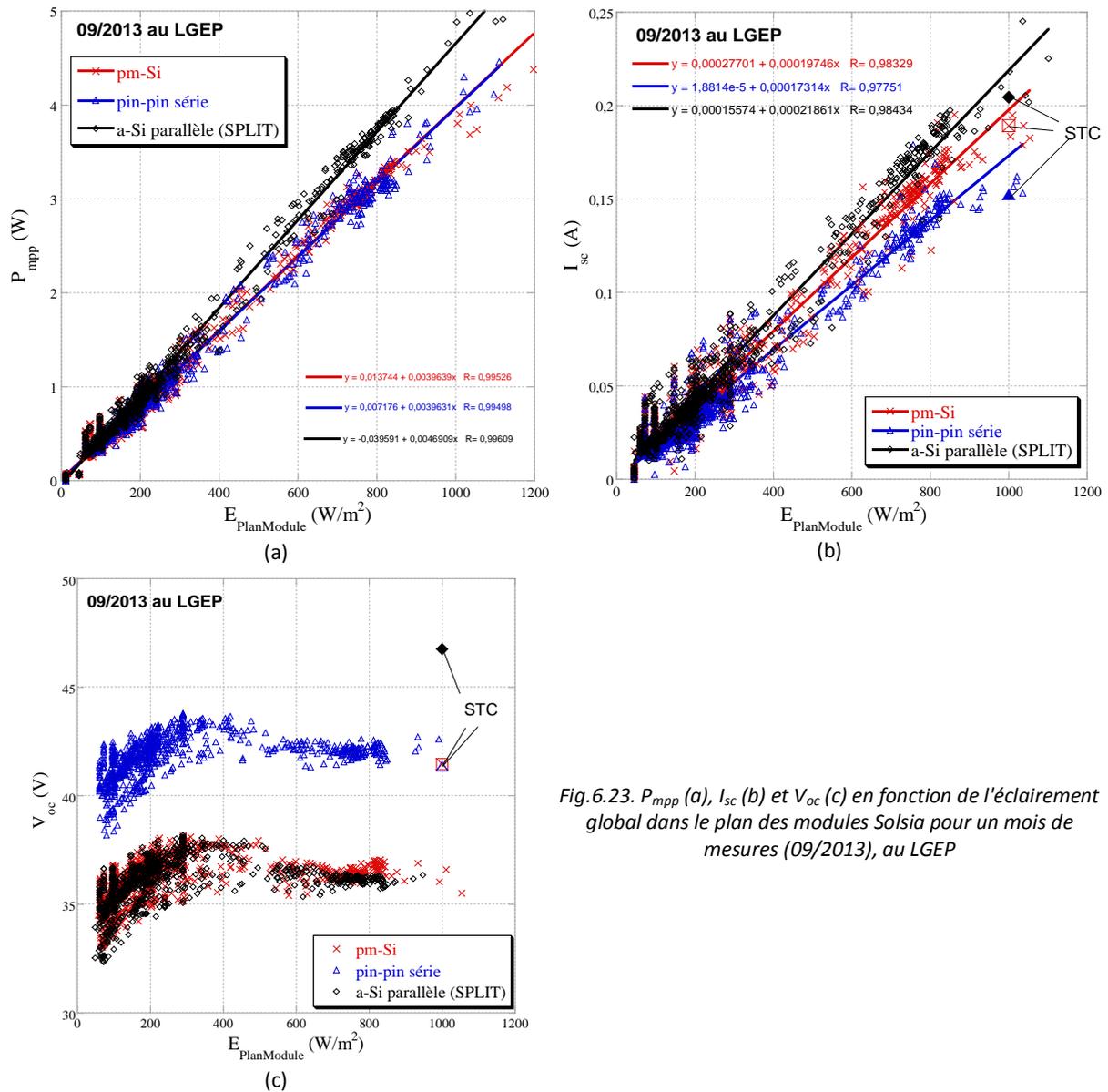


Fig.6.23. P_{mpp} (a), I_{sc} (b) et V_{oc} (c) en fonction de l'éclairement global dans le plan des modules Solsia pour un mois de mesures (09/2013), au LGEP

En comparant les caractéristiques des 3 modules PV sous conditions standard (STC) avant vieillissement à l'aide du Tab.6.3, et rappelées en italique dans le Tab.6.4., leurs performances sont très proches et il est difficile de discerner quel module est le plus performant. Le module structure tandem avec un empilement pin/pin série à base de silicium amorphe affiche un rendement de 8,20%, légèrement supérieur aux autres. Les facteurs de formes sont tous quasiment au même niveau.

Modules	η_{moy} (%)		FF _{moy}		V_{oc} (V)		I_{sc} (mA)	
					1000W.m ⁻²		1000W.m ⁻²	
Pm-Si	5.26	<i>7.60</i>	0.57	<i>0.65</i>	36.5	<i>41.5</i>	193	<i>189.3</i>
pin-pin série	5.25	<i>8.20</i>	0.59	<i>0.65</i>	42.4	<i>46.8</i>	160	<i>152.4</i>
aSi parallèle (SPLIT)	5.84	<i>7.63</i>	0.62	<i>0.64</i>	36.2	<i>41.4</i>	211	<i>204.4</i>

Tab.6.4. Caractéristiques moyennes des modules PV Solsia dans les conditions de Gif-sur-Yvette pour le mois de septembre 2013 au LGEP

Si l'on regarde maintenant les performances de ces 3 modules en fonctionnement réel après vieillissement, on s'aperçoit sur la Fig.6.23 (a) que le module qui délivre le plus de puissance est le module "split" contrairement aux données constructeurs (STC).

En regardant la Fig.6.23 (b) ou le Tab.6.4, on peut voir que les I_{sc} mesurés et donnés par le constructeur sont très proches (<5% relatif). Ce n'est en revanche pas le cas pour le V_{oc} qui est victime d'une température de fonctionnement de module supérieure aux 25° spécifiés par les conditions STC et du vieillissement. Elle est donc nettement inférieure (> 10% relatif). Il est à noter que ce résultat du V_{oc} pour tous les modules, même s'il diminue à cause de la température de fonctionnement du panneau et du vieillissement nous paraît tout de même assez bas. Les rendements, de fait, sont largement inférieurs aux rendements STC.

De plus, pour expliquer cette différence de rendement, il est également important de considérer des facteurs tels que le facteur de forme, symbole de la qualité du module, pour n'importe quelle condition de fonctionnement du module. On remarque, grâce au Tab.6.4, que le module SPLIT a un facteur de forme moyen (moyenné sur toutes les mesures prises en un mois) supérieur aux autres modules, ce qui signifie qu'il fonctionne mieux que les autres dans des conditions autres que les conditions standard et surtout qu'il vieillit mieux. Les autres modules sont victimes de pertes soit par contact (R_s), soit due à la qualité du matériau (R_{sh}), ce qui se traduit par une diminution de leur facteur de forme. Cela explique les meilleures performances (P_{mpp} et donc η) du module SPLIT vis à vis des autres modules après vieillissement. C'est également la raison pour laquelle nous obtenons des η plus faibles en moyenne d'utilisation que pour les valeurs STC.

Cette expérience confirme donc les hypothèses et premiers résultats émis par Solsia concernant la meilleure stabilité dans le temps de leur module SPLIT vis-à-vis des autres technologies à base de silicium amorphe [33].

Cette expérience montre également que nous sommes capables d'installer rapidement (quelques jours) une plateforme qui permette de caractériser complètement n'importe quel module PV, dans toutes les conditions d'utilisation en l'espace de quelques semaines (ou mois) et prouve l'utilité d'une telle plateforme. Les caractéristiques importantes qui en sont extraites peuvent être utiles à la recherche dans le sens où les fabricants connaissent les défauts/qualités de leur produit et peuvent à la suite de cela chercher des pistes pour l'améliorer. Une telle étude pourrait être menée pour l'analyse de la stabilité des modules organiques par exemple.

A la suite de ces travaux, d'autres plateformes ont été installées en Essonne (France) dans le but de développer la recherche sur les modules PV et leur instrumentation, telle que la plateforme PV1 au SIRTA.

B) Études des caractéristiques principales de modules PV commerciaux

Des plateformes de caractérisation identiques ont été installées à l'École Polytechnique (plateforme PV1) et aux Ulis (AGS Indus). Seule l'instrumentation est différente, entre ces deux plateformes.

La plateforme PV1 a pour objectif de corrélérer les relevés électriques en sortie des modules PV avec les mesures atmosphériques de qualité effectuées au SIRTA, École Polytechnique.

Une collaboration de recherche entre le LGEP et la société SOLEÏS Technologie a permis de développer une instrumentation propre, adaptée aux modules PV. La proximité de ces deux plateformes de caractérisation PV, permet donc, dans un premier temps de valider l'instrumentation et la procédure de caractérisation PV.

a) La plateforme PV1 au SIRTA, École Polytechnique

La plateforme PV1 est le fruit d'une collaboration entre le LMD, le LPICM et le LGEP. L'objectif est de monitorer, sur au moins une année, le productible photovoltaïque d'au moins 5 panneaux PV issus

de technologies différentes en enregistrant tous les paramètres météorologiques et climatiques qui ont une importance sur le fonctionnement des modules PV.

Le contexte de l'étude

Le SIRTA (Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique) est un observatoire national de l'atmosphère dédié à la recherche sur les nuages et les aérosols. Il est situé à Palaiseau (49N, 2E), à 20 km au sud de Paris, dans un environnement semi-urbain. L'observatoire regroupe un ensemble d'instruments performants de télédétection active ou passive issus de plusieurs laboratoires de l'IPSL. Ceux-ci sont utilisés pour caractériser avec précision, sur le long terme, les processus radiatifs, physiques et dynamiques au sein de l'atmosphère, en particulier ceux liés aux nuages et leurs précurseurs tels que les aérosols et la vapeur d'eau. Les données recueillies sont archivées et rendues accessibles à la communauté scientifique. Les applications principales sont d'améliorer de la compréhension des processus atmosphériques, de tester les performances des modèles atmosphériques et de développer de nouvelles méthodes de télédétection pour les futures missions spatiales.

Le travail du LGEP est complémentaire à celui du LMD (Laboratoire de Météorologie Dynamique). En effet, le LMD étudie le climat, la pollution et les atmosphères planétaires en associant modélisation, approches théoriques, observations et développements instrumentaux. Il est à la pointe de la recherche sur les processus dynamiques et physiques permettant l'étude de l'évolution et la prévision des phénomènes météorologiques et climatiques.

La Fig.6.24 présente la plateforme PV1 ainsi que son instrumentation.



Fig.6.24. Plateforme PV1 installée au SIRTA en Avril 2014 (gauche) et son instrumentation (droite)

Les caractéristiques électriques des panneaux PV qui sont installés sont résumées dans le Tab.6.5:

Fabricant	Technologie	I_{cc} (A)	V_{oc} (V)	I_{max} (A)	V_{max} (V)	P_{max} (W)	FF (%)	η (%)
FranceWatt	c-Si	8,64	37,67	8,21	30,52	250	77	15
Sharp initial	a-Si/c-Si	3.54	60.8	3.1	48.6	150.6	70	
Sharp stabilisé		3.45	59.8	2.82	45.4	128	62	9,5
Panasonic	HIT	5.85	52.4	5.51	43.7	240	78.5	19
First Solar	CdTe	1.94	60.8	1.71	48.3	82.5	71.5	11.4
Solar Frontier	CIS	2.10	110	1.9	79	150	64.9	12.2
UniSolar	a-Si	5.30	46.2	4.36	33	144	58.8	6.66

Tab.6.5. Caractéristiques constructeur des modules PV installés sur PV1

Ce sont donc des modules que l'on retrouve dans le commerce que nous caractérisons cette fois-ci. La plateforme est orientée plein sud et inclinée d'un angle de 25° par rapport à l'horizontale. On remarque dans le Tab.6.5, qui donne les caractéristiques sous STC des modules de la plateforme PV1, que le module tandem Sharp présente deux performances différentes : les performances du module à l'état initial (avant vieillissement) et stabilisé (après vieillissement). Le module est exposé à la lumière naturelle pendant plus d'un mois avant de commencer les caractéristiques et par conséquent les valeurs à prendre en considération sont celles à l'état stabilisé.

Concernant l'instrumentation, nous disposons d'une charge électronique Agilent 6063B qui permet de parcourir la courbe I(V) d'un module PV, d'une carte à contacteurs qui commutent entre les différents modules PV et d'un DMM Keithley 3706 pour la mesure des capteurs (températures de fonctionnement des modules à l'aide de sondes Pt100 collées en face arrière et éclairément à l'aide d'une sonde RG100 placée dans le plan des modules).

De plus, cette plateforme est équipée d'un programme Matlab, développé par Gwennaëlle Le Bar au cours de son stage de M2 REST à l'École Polytechnique, qui permet d'isoler n'importe quel paramètre extérieur en choisissant de fixer tous les autres dans un intervalle choisi par l'utilisateur. Ce programme est essentiel pour l'étude des modules en extérieur car sans celui-ci il est impossible d'isoler un facteur d'un autre et par conséquent de déterminer son impact sur le comportement d'un module.

Les études atmosphériques au SIRTA

Une étude a été menée par Gwennaëlle Lebar, au cours de son stage d'avril à Septembre 2014, sur les données d'éclairément et de température récoltées toutes les minutes sur le site du SIRTA sur une période de 10 ans (2003 à 2013) qui sont présentées sur la Fig.6.25.

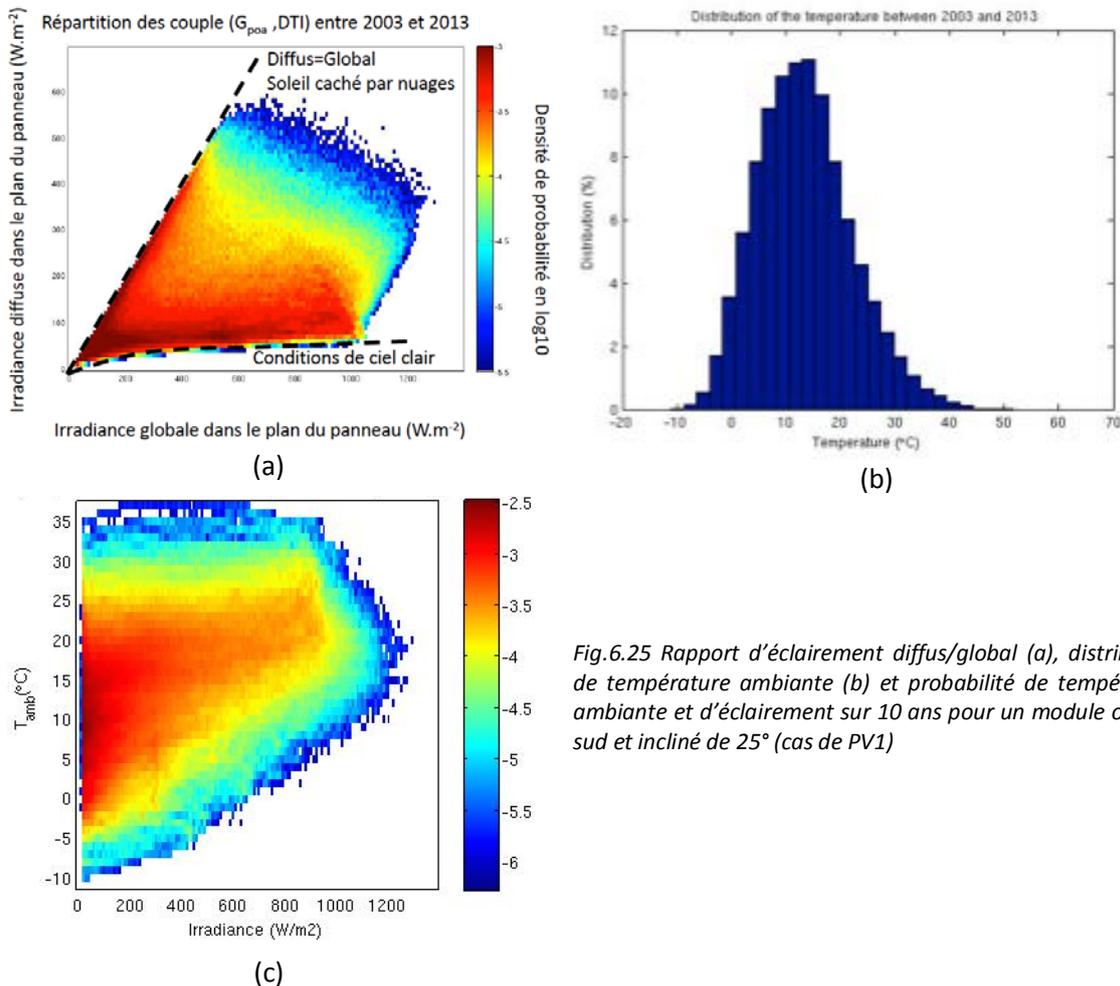
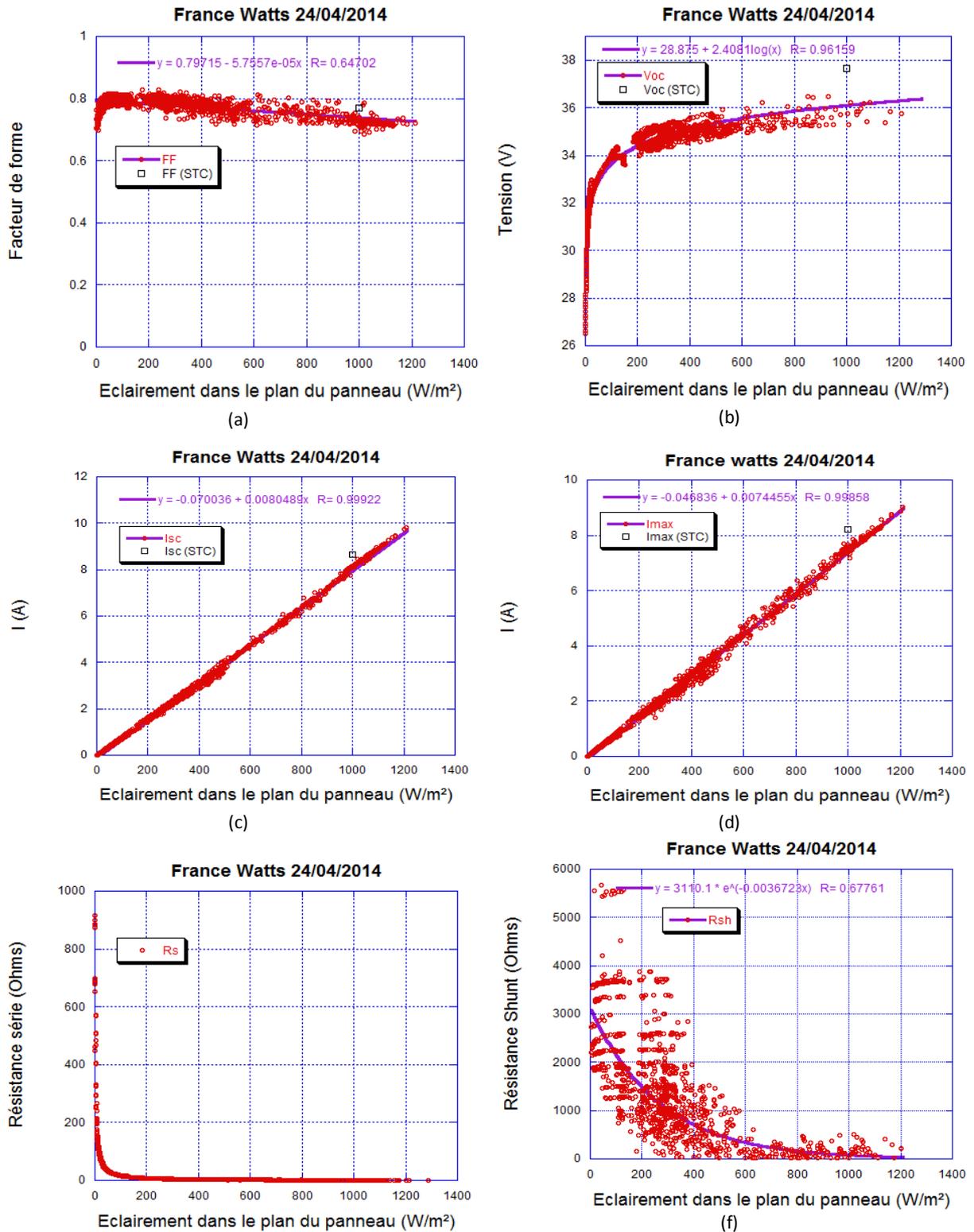


Fig.6.25 Rapport d'éclairément diffus/global (a), distribution de température ambiante (b) et probabilité de température ambiante et d'éclairément sur 10 ans pour un module orienté sud et incliné de 25° (cas de PV1)

On constate, tout comme pour le site du LGEP (chapitre 4.3.A), que les conditions de températures et d'éclairagements au SIRTA sont loin d'être celles des conditions standards (STC).

Les résultats de mesure

Toutes les caractéristiques importantes des modules sont relevées en même temps que les données atmosphériques du SIRTA toutes les 30 secondes. La Fig.6.26 présente les principales caractéristiques, prises sur une journée de mesures, du module France Watts.



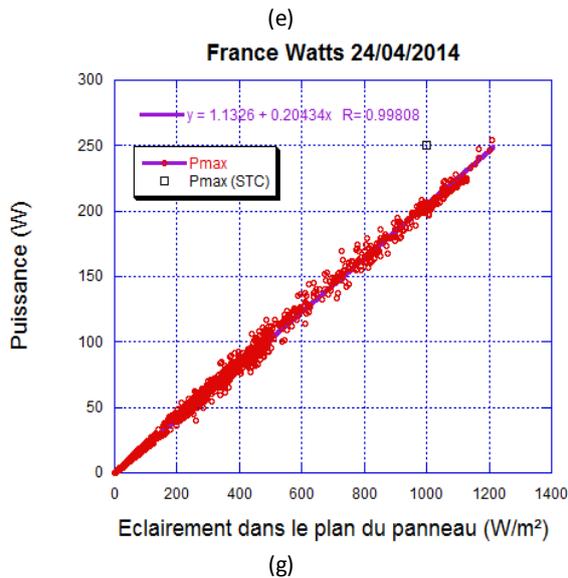


Fig.6.26. Étude de FF (a), V_{oc} (b), I_{sc} (c), I_{mpp} (d), R_s (e), R_{sh} (f) et P_{max} (g) du module France Watts de la plateforme PV1 en fonction de l'éclairement dans le plan du module.

Ces mêmes caractéristiques ont été prises pour tous les panneaux en moins d'un mois de mesures et analysées par Baptiste Mambrini lors de son stage au LGEP.

Fabricant	FF/STC (%)	I_{sc} /STC (A)	I_{mpp} /STC (A)	V_{oc} /STC (V)	P_{mpp} /STC (W)	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
France Watts	73,4/76,9	8,10/8,65	7,47/8,21	36,1/37,6	206/250	1,14	77,3
Sharp	64,9/67,8	3,22/3,54	2,69/3,10	58,1/60,7	137/150	5,45	286
Panasonic	76,7/80,2	5,54/5,85	5,14/5,51	50,3/52,4	210/240	2,34	62,3
First Solar	66,6/69,9	1,82/1,94	1,62/1,71	56,9/60,8	74,2/82,5	8,00	135
Solar Frontier	64,6/70,1	1,87/2,10	1,58/1,90	108/110	137/150	15,6	217
Unisolar	62,7/66,3	4,37/5,3	3,59/4,36	45,9/46,5	119/144	2,34	62,3

Tab.6.6. Tableau recensant les caractéristiques des modules du SIRTA en comparaison avec les données STC de référence

Les valeurs en rouges correspondent aux mesures expérimentales prises à $1000W.m^{-2}$ tandis que celles en noires sont issues des données constructeur dans les conditions STC. Nous remarquons qu'il existe de grandes différences des caractéristiques selon les technologies de modules. Il est utile de se pencher plus précisément sur le facteur de forme. En effet, celui ci nous indique, en quelque sorte, le degré d'idéalité de la caractéristique. De plus, exprimé en pourcentage, ce dernier permet d'avoir un rapide point de vue sur la qualité d'un module. Nous pouvons d'ailleurs nous apercevoir qu'il en ressort une corrélation entre la valeur du facteur de forme et celle de la puissance maximale délivrée par les panneaux.

Des mesures journalières sont prises depuis Avril 2014 sur PV1 et nous pouvons retrouver dans le rapport de Gwennaëlle Lebars des courbes similaires à celles obtenues dans la partie 1 de ce chapitre sur la plateforme du LGEP.

L'évolution des caractéristiques pour chaque panneau est régie par les mêmes lois mathématiques. De plus, très peu de points aberrants apparaissent sur nos courbes. Ainsi la plateforme PV1 permet de sonder en quelques jours de mesures toutes les propriétés qui influent sur le rendement d'un module dans une grande plage d'éclairement et température. Il est donc possible d'étudier les performances d'un module assez rapidement et de déterminer quelles sont les causes d'un bon (ou mauvais) fonctionnement. Nous en concluons donc que chaque panneau faisant parti du projet d'étude respecte une modélisation correcte (très bons coefficients de corrélation sur nos droites).

Confrontation des mesures avec la modélisation de PVSYS

Baptiste Mambrini a également mené une étude complémentaire sur la comparaison entre la puissance au MPP mesurée et celle estimée par PVSYS pour le module France Watts. Dans un premier temps, sont comparées, sur la Fig.6.27, les caractéristiques I-V mesurées au SIRTA et modélisées par PVSYS. Le seul paramètre d'ajustement est la température de fonctionnement des cellules. PVSYS donne des courbes I-V très proches de celles obtenues expérimentalement, sauf, peut-être, aux éclaircissements extrêmes.

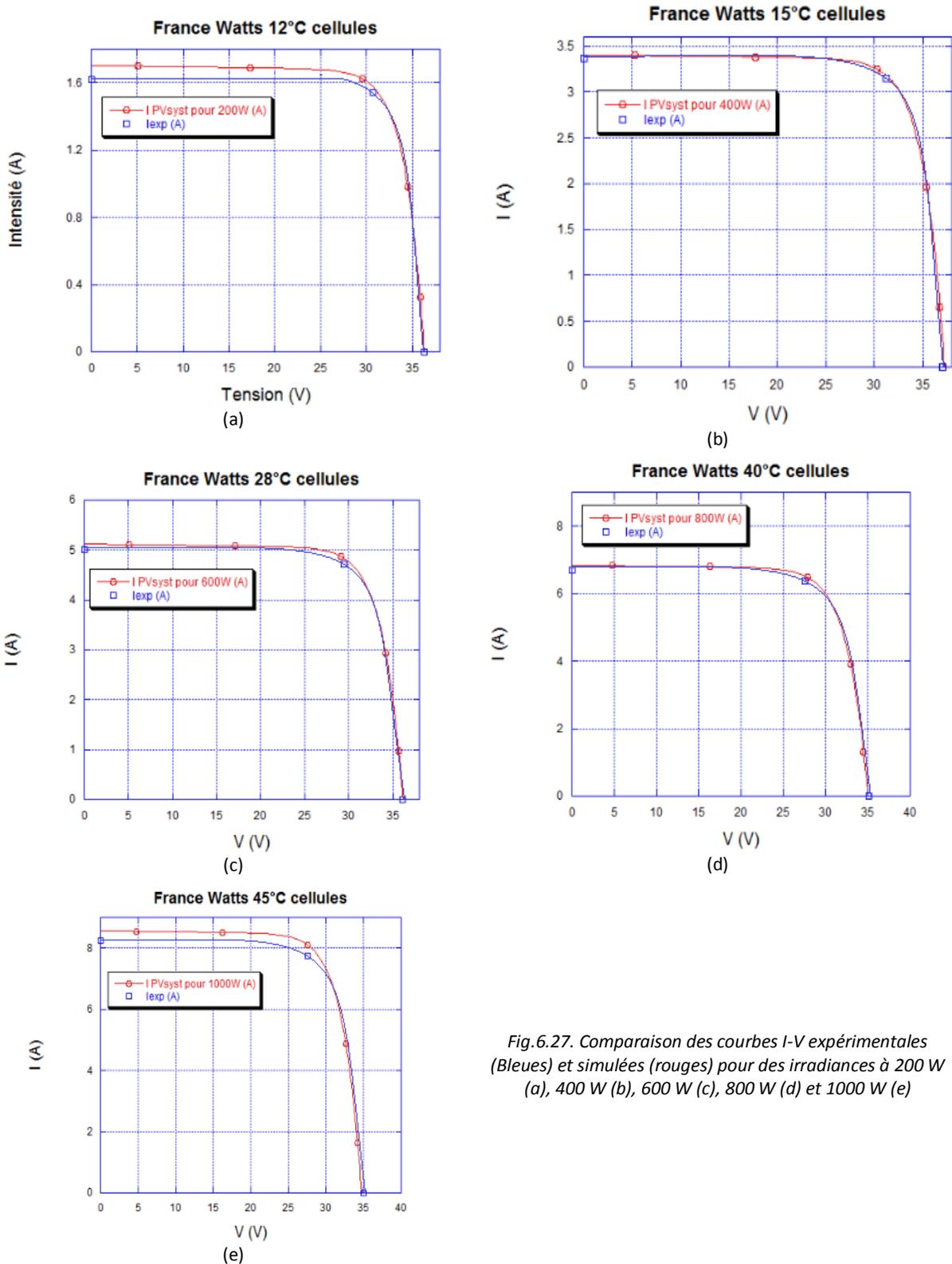


Fig.6.27. Comparaison des courbes I-V expérimentales (Bleues) et simulées (rouges) pour des irradiances à 200 W (a), 400 W (b), 600 W (c), 800 W (d) et 1000 W (e)

Le facteur de forme des courbes I-V reste constant pour les valeurs d'éclairéments > 200 W. Ce qui met en avant une efficacité constante hormis pour les faibles éclairéments.

Pour les valeurs de rayonnement de 400, 600 et 800 W, la simulation théorique se trouve être très proche de l'expérimental. Cependant, pour les mesures extrêmes, 200 et 1 000 W, les deux courbes se détachent nettement plus. Ce qui peut s'expliquer par (i) une moins bonne prise en compte du faible éclairément par PVSYST (encore mal compris physiquement aujourd'hui) et (ii) par une imprécision plus importante lors de la mesure de l'éclairément aux forts éclairéments.

Le logiciel semble être optimiste pour 200 W. A faible éclairément, le FF du panneau diminue considérablement par rapport aux prévisions de PVSYST. La même étude est menée pour tous les modules de PV1 et chaque module a cette même tendance à décliner pour de faibles rayonnements. Il y a donc dans l'ensemble une juxtaposition des deux courbes qui nous renseigne sur l'efficacité de la réponse des modules par rapport au rayonnement solaire. Hormis pour des valeurs d'irradiance extrêmes (200 et 1000W) les valeurs expérimentales se confondent très bien avec les courbes simulées.

Afin de compléter cette étude, nous allons finir par l'observation et la comparaison des productibles, expérimental et simulé, de quelques modules PV. Nous traçons les puissances moyennées à l'heure de manière journalière, pour la mesure et pour la simulation. Les données météorologiques relevées au SIRTA ont été saisies comme paramètre d'entrée dans PVSYST.

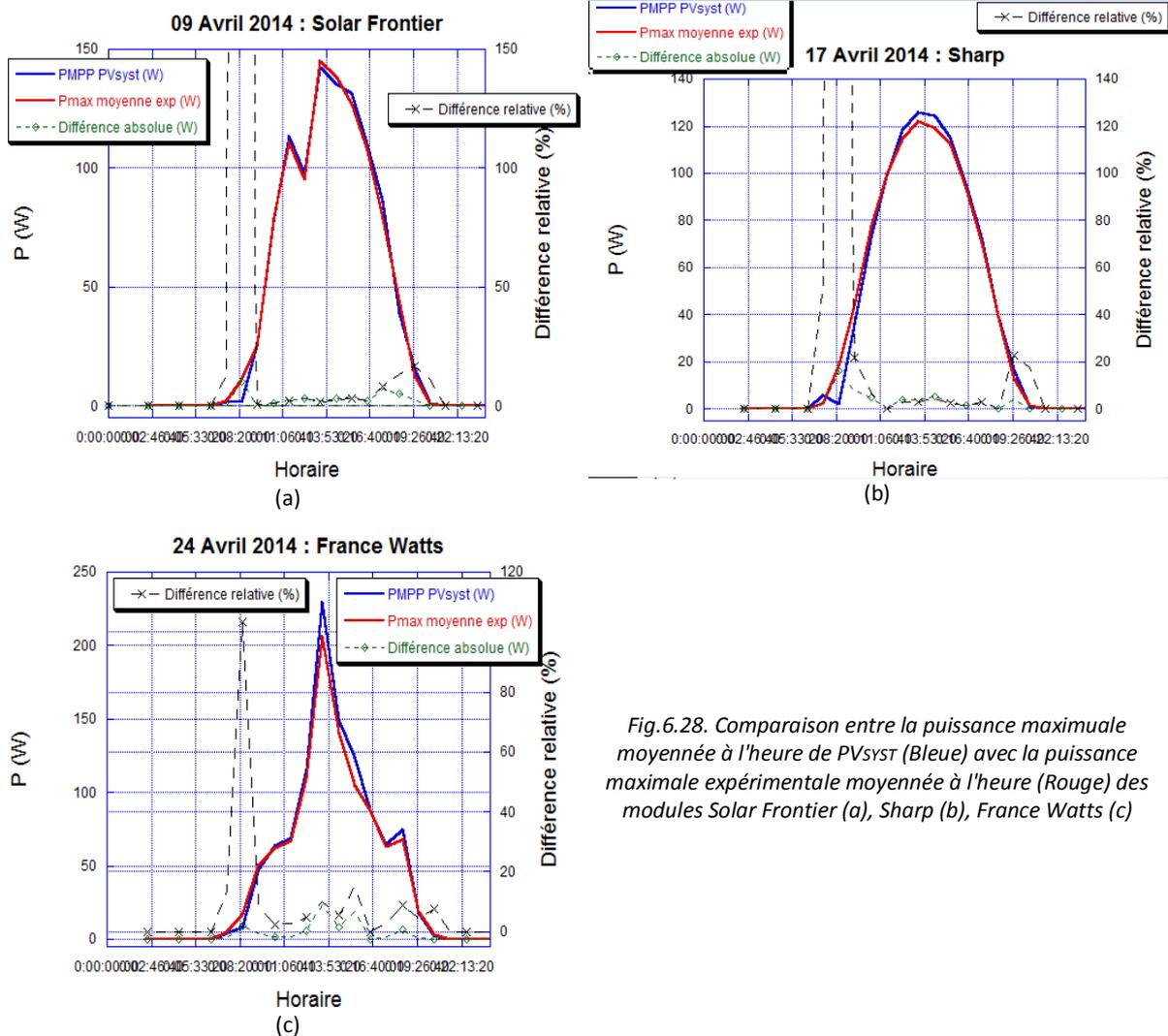


Fig.6.28. Comparaison entre la puissance maximale moyennée à l'heure de PVsyst (Bleue) avec la puissance maximale expérimentale moyennée à l'heure (Rouge) des modules Solar Frontier (a), Sharp (b), France Watts (c)

Sur chaque graphique de la Fig.6.28, des calculs de différences absolues et relatives ont été faits pour connaître aussi bien en Watts (absolu) qu'en pourcentage (relatif) la marge d'erreur entre la modélisation et l'expérimentation.

Nous pouvons constater en premier lieu qu'il existe en général une juxtaposition des deux courbes, rouge pour l'expérimental et bleue pour le modèle, nous indiquant des similitudes.

Un second regard se porte sur ce pic d'écart relatif qui revient sur chaque module pour les faibles éclairagements. Mais il n'y a rien d'étonnant car c'est en corrélation avec l'étude des courbes I-V faites préalablement. Nous retrouvons cette même tendance qu'a le module à différer des valeurs du logiciel pour de faibles éclairagements.

Pour conclure, en calculant l'intégrale de la puissance sur la journée, nous pouvons comparer la valeur en Wh de l'énergie moyenne journalière toujours entre celle du logiciel et celle du site :

Module	Energie/jour Simulation (Wh)	Energie/jour Mesures (Wh)	Ecart absolu (Wh)	Ecart relatif (%)
Solar Frontier	978.5	977.9	0.6	0.06132
Sharp	927.9	924.6	3.5	0.3772
France Watts	1059	1007	52.0	4.910

Tab.6.7. Tableau comparatif des énergies journalières expérimentales et données par PVsyst de 3 modules de PV1

Sur trois modules étudiés nous avons un écart relatif moyen de 1.783%

L'écart relatif pour le module France Watts se détache des deux autres valeurs. Cette différence peut s'expliquer par le fait que les valeurs des puissances journalières fluctuent beaucoup plus que pour les deux autres modules. Ces variations dues aux nombreux passages nuageux très opaques faussent donc la moyenne des puissances journalières. C'est pourquoi il existe un écart relatif particulièrement fort par rapport aux autres modules. Nous pouvons donc conclure que le logiciel propose des simulations en moyennes proches des valeurs expérimentales obtenues sur le site SIRTA. Ce qui fait de PVsyst un outil de simulation à fort potentiel.

Une étude intéressante serait, à partir de 6 mois de mesures, de comparer les résultats de PVsyst et de PVsyst amélioré à partir des modifications décrites dans la partie 1 de ce chapitre pour observer (ou non) une amélioration notable de la prévision du productible.

b) La plateforme AGS Indus aux Ulis

Une collaboration de recherche entre le LGEP et la société SOLÉIS Technologie a permis de développer une instrumentation propre, adaptée aux modules PV. La proximité de PV1 et de l'AGS Indus va permettre, dans un premier temps de valider l'instrumentation et la procédure de caractérisation PV.

Le contexte de l'étude

La Société Soléis Technologie est une Start-up, créée en 2009, qui a le statut de Jeune Entreprise Innovante (JEI) spécialisée dans l'énergie solaire. Elle a pour mission de contribuer à la professionnalisation du secteur des énergies renouvelables, en dotant les professionnels académiques d'outils pédagogiques et d'aide à la décision efficaces et concrets. Le LGEP est partenaire de cette entreprise et ensemble il a pu être possible de réaliser l'AGS (Analyseur de Gisement Solaire) industriel qui permet :

- de fiabiliser les calculs de productible d'une future installation solaire photovoltaïque de forte puissance (centrale au sol ou en toiture allant de quelques centaines de kW à plusieurs MW),
- de choisir la technologie PV la mieux adaptée au site tant pour ses caractéristiques techniques qu'économiques.

Équipé d'un MPPT (Maximum Power Point Tracking) par panneau solaire, conçu et réalisé par le LGEP (cf. chapitre 7), l'outil permet de mesurer en temps réel la production instantanée, au point de fonctionnement optimum, de plusieurs technologies de panneaux solaires photovoltaïques (Amorphe, HIT, Monocristallin, CIGS, CIS, CdTe ...).

Entièrement autonome, l'AGS industriel permet ainsi de relever en temps réel les grandeurs physiques suivantes :

- Tension et courant instantanés de chaque panneau solaire au point de fonctionnement optimum,
- Températures ambiante et de chaque panneau solaire,
- Radiation solaire dans le plan des panneaux,
- Vitesse et sens du vent

Soleis Technologie a installé récemment (Septembre 2014) un AGS Indus sur le toit de la médiathèque des Ulis (France).

Une première comparaison des mesures effectuées par l'instrumentation développée par le LGEP et l'instrumentation commerciale (Agilent) est présentée sur la Fig.6.29.

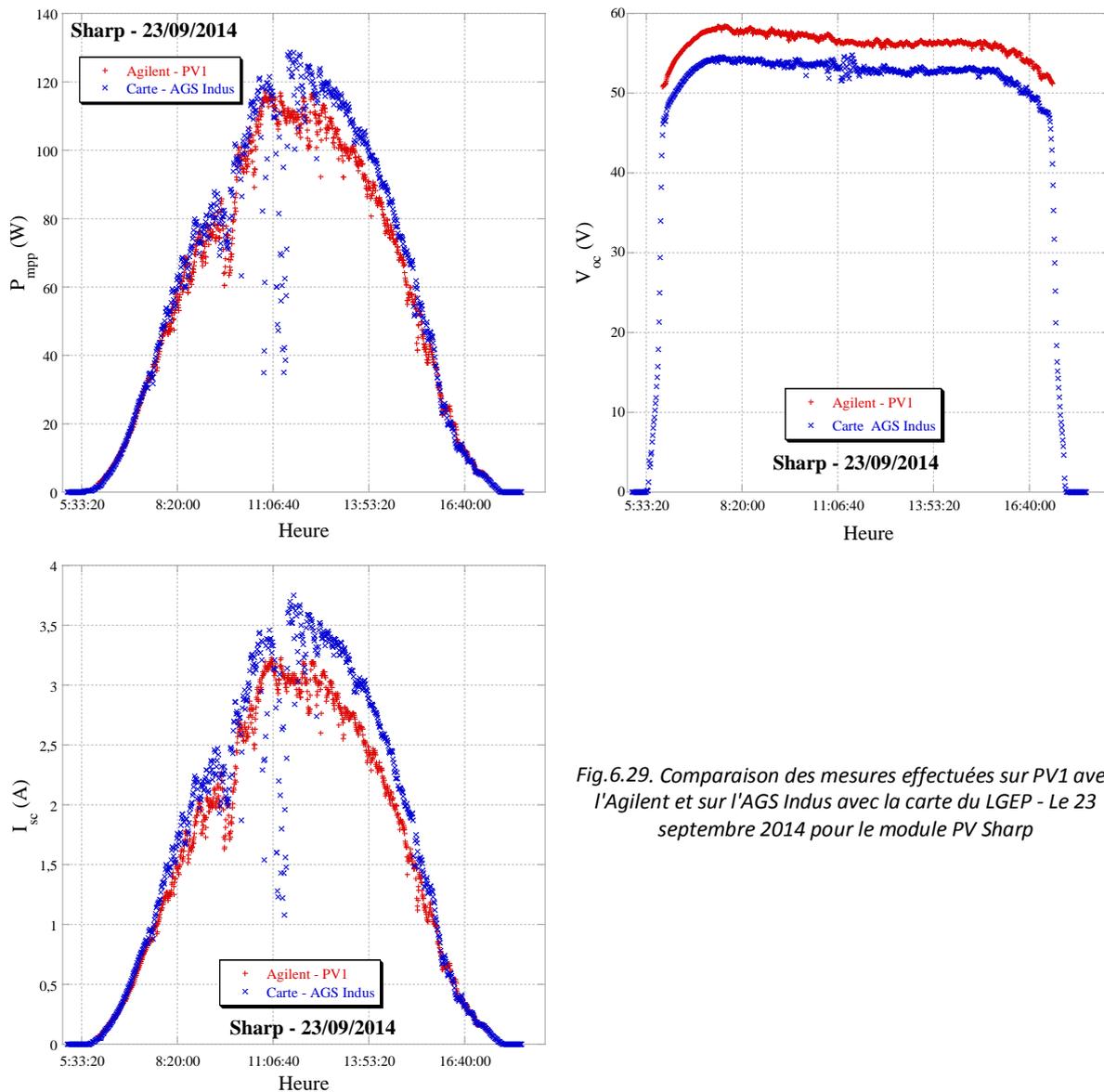


Fig.6.29. Comparaison des mesures effectuées sur PV1 avec l'Agilent et sur l'AGS Indus avec la carte du LGEP - Le 23 septembre 2014 pour le module PV Sharp

Les deux plateformes ne se trouvent pas à proximité (10 km environ de distance entre les deux), on choisit donc une journée ensoleillée pour essayer de caractériser les deux modules SHARP installés sur chacune des plateformes, dans les conditions les plus similaires possible. On constate sur la Fig.6.29, que la carte donne des résultats très proches de ceux de l'Agilent en I_{sc} et en P_{mp} . En revanche, on observe une différence relative dans l'estimation du V_{oc} de l'ordre de 8%. Il est donc nécessaire de procéder à d'autres tests pour comprendre d'où provient cette différence en V_{oc} et résoudre ce problème.

c) Études de vieillissement de modules

Lorsqu'un produit est mis sur le marché, le fabricant doit pouvoir garantir ses spécifications sur une durée d'utilisation définie dans le cahier des charges. C'est bien évidemment le cas pour les modules PV et nous verrons dans cette partie quelle fiabilité ils présentent et les principales causes et effets de leur vieillissement.

De manière générale, la durée de vie d'un module PV est la période durant laquelle ses performances sont garanties dans un certain intervalle. Actuellement, les modules sont garantis par leur fabricant 25 ans à 80% de leur puissance initiale (et 90% au bout de 10 ans). L'étude de fiabilité n'est autre qu'une probabilité que le système opère un certain temps T dans des conditions données sans rencontrer de défaillances. Le taux de défaillances, soit le nombre de défaillances à un instant t , possède une forme dite de "baignoire" et peut être décomposée en quatre grands régimes.

- Le régime de pannes précoces qui est en générale élevé et correspond aux défauts de conceptions du module PV et visibles dès les premières heures (semaines) d'utilisation. De part le temps qui m'est imparti pour ma thèse, nous n'étudierons dans ce manuscrit que ce type de panne.
- Le régime des pannes résiduelles représente la variabilité des procédés de production des modules qui seront dans certains cas plus fragiles que d'autres.
- Le régime de durée de vie utile, ou le taux de défaillance est très faible, représente la période d'opération des modules. C'est sur cette période que les modules sont garantis.
- Le régime d'usure est ensuite la période dans laquelle le taux de défaillance augmente à cause de défaillances liées au vieillissement du module. C'est sa fin de vie.

La plateforme Solsia nous a permis de détecter des défauts de conceptions à la suite de pannes précoces sur deux modules PV comme le montre la Fig.6.30. Le module deux diodes pin/pin en parallèle sans réflecteur arrière (double face) a cessé de fonctionner au bout de quelques semaines d'utilisation. On remarque également un décollement de couche sur le module Sharp installé sur la plateforme PV1 du SIRTÀ.

Comme nous disions juste au-dessus, il faudrait laisser fonctionner les modules une vingtaine d'année pour étudier les pannes des régimes de durée de vie et du régime d'usure, ce qui est trop long pour ma thèse. Une solution serait d'utiliser des tests de vieillissement accéléré mais ce n'est pas le but de cette thèse.

Pour un intérêt général et compléter ce manuscrit sur une vision plus globale du fonctionnement des modules PV, nous citons tout de même des retours d'expérience, des mécanismes et mode de défaillances fréquents qui interviennent au cours du cycle de vie du module. Les facteurs de stress environnementaux, déjà cités au chapitre 4, tel que la température, l'humidité, le rayonnement (UV, IR), le vent, la grêle, la neige, la poussière, l'homme lui-même induisent un vieillissement sur le module qui peut se caractériser sous plusieurs formes de défaillances. Le lecteur peut se référer au chapitre 4.2.A pour plus de détails concernant ces modes de défaillances.

Encore une fois, nous considérons dans ce manuscrit uniquement l'aspect module seul et ne prenons pas en compte les effets systèmes comme par exemple les dégradations induites par potentiel (PID), sujet d'actualité. Cet effet relève d'une mauvaise connexion du système à la terre qui le place sous un

potentiel flottant favorisant l'accumulation de charge à la surface des modules. Cette polarisation de la surface à des effets désastreux sur les caractéristiques $I(V)$ du module [34].

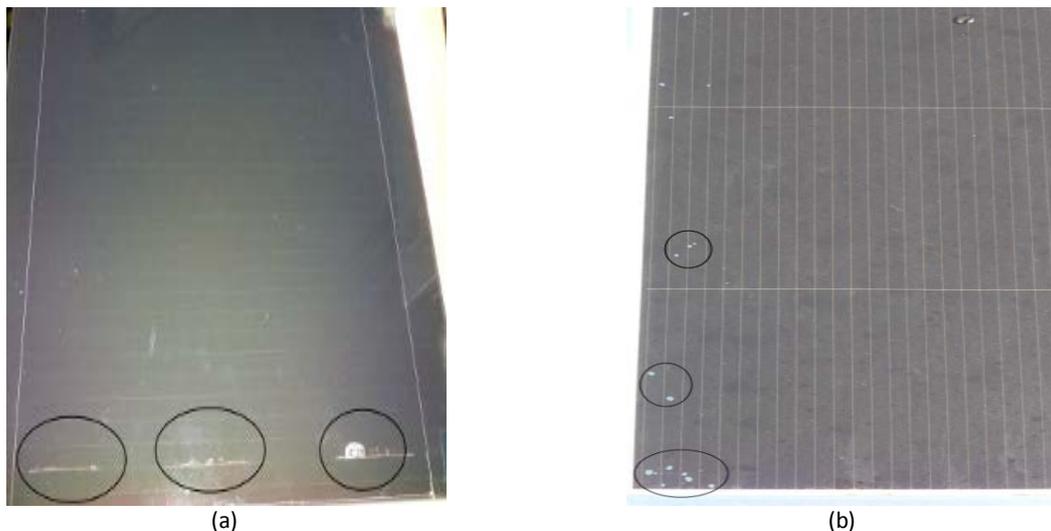


Fig.6.30. Module "double face "(a) SHARP (b) après quelques semaines d'utilisations

Une telle plateforme permet donc également, grâce à l'acquisition de données sur de longues périodes, d'étudier le vieillissement des modules. En effet les modules se dégradent différemment en fonction de leur conception et des conditions dans lesquelles ils sont installés.

De plus, elle représente une solution pour caractériser les modules plus économique qu'en laboratoire ou il faut un simulateur solaire de classe AAA sur de grandes surfaces, ce qui est très onéreux.

3) La plateforme à des fins pédagogiques

Une telle plateforme peut également servir d'outil pédagogique pour l'apprentissage du photovoltaïque.

A) PV1 comme plateforme pédagogique

En effet, c'est un des objectifs de la plateforme PV1 installée sur le site du SIRTÀ. La prise de mesure "instantanée" (<1 minute) sur chaque module permet à un visiteur d'observer le comportement en fonction des conditions dans lesquelles le module est caractérisé. Il est ainsi possible d'observer en temps réel des expériences d'ombrage par exemple. Le visiteur a donc accès aux caractéristiques principales de plusieurs modules PV à l'aide de la face avant du programme LabView ou encore aux données enregistrées qui lui permette de tracer les courbes qu'il désire suivant les phénomènes qu'il veut étudier, en très peu de temps.

B) La plateforme TP PV.

Une nouvelle plateforme devrait être installée au SIRTÀ juste à côté de la plateforme PV1 et sera uniquement dédié à des travaux pratiques (TP).

Le TP aura pour objectif de caractériser des modules photovoltaïques de différentes technologies, en conditions réelles d'utilisation, connaissant les données météorologiques relevées instantanément ou celles moyennées sur plusieurs années du site. Il sera en premier lieu réservé aux masters M2 REST à polytechnique, M2 PIE à l'Université Paris Sud à Orsay et M2 pro MATEC, UVSQ. La plateforme devrait être opérationnelle à partir de Janvier 2015 pour accueillir des étudiants début Mars 2015.

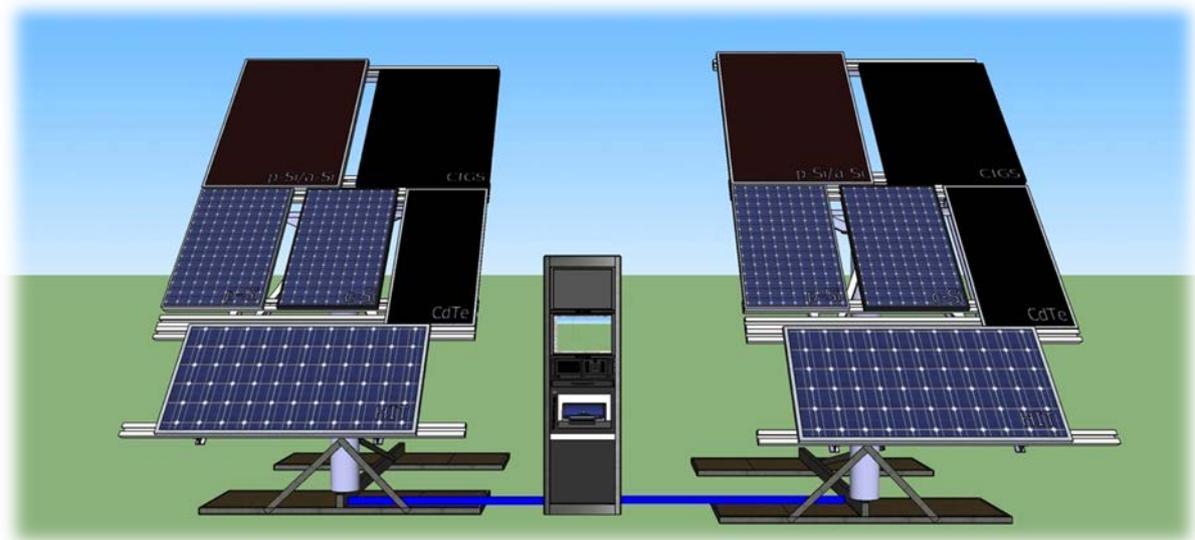


Fig.6.31. Représentation 3D de la plateforme TP PV qui sera installée début 2015 au SIRTA

4) Conclusion

La première plateforme tracker installée sur le toit du LGEP nous a permis d'acquérir un savoir-faire qui a été appliqué sur de nombreuses plateformes en collaboration avec trois laboratoires du plateau de Saclay. Ces nouvelles plateformes ont toutes des objectifs et utilités différentes et ont déjà donné lieu à de nombreux stages et une nouvelle thèse. Elles permettent aussi bien de mener des projets de recherche que des démonstrations à but plus pédagogique en prenant en compte à chaque instant les paramètres électriques et environnementaux qui jouent sur le comportement des modules PV.

Ce chapitre est dédié majoritairement à des fins de recherche en analysant le comportement des modules PV dans leur espace (faible éclairage, positionnement, température, spectre solaire...) et dans le temps (dégradation des modules, effet Staebler-Wronski). Nous avons également pu observer la qualité de la modélisation PVSYS que nous espérons pouvoir optimiser à l'aide de données prises sur site qui viendront compléter ce modèle mais cette étude ne pourra être réalisée qu'avec une batterie de mesures sur une durée suffisante (au moins 6 mois).

A présent que le comportement des modules est étudié, la prochaine étape sera d'ajouter des éléments système (batteries, onduleurs) pour avoir une connaissance sur toute la boucle de production d'électricité provenant du photovoltaïque et ainsi s'ouvrir à de nouveaux projets avec de nouveaux partenaires.

Bibliographie

- [1] M. Viloz, Centrales photovoltaïques, Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, PACER, 1996
- [2] A. Mermoud, PVsyst: Software for the Study and Simulation of Photovoltaic Systems, PVsyst SA (formerly ISE, University of Geneva)
- [3] A. L. Fahrenbruch and R. H. Bube, Fundamentals of Solar Cells, New York: Academic Press, 1983.
- [4] D.L. King, W.E. Boyson and J.A. Kratochvil, Photovoltaic Array Performance Model, Sandia Report SAND2004-3535, 2004
- [5] T. Mambrini, A. M. Dubois, C. Longeaud, L. Prieur, V. Radivoniuk, Using the Outdoor Characterization to Evaluate the Low-Light Effect on PV modules, Proceedings of 40th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, June 8–13, 2014
- [6] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura and Y. Hamakawa, Outdoor performance of silicon and polycrystalline silicon PV modules, Solar Energy Materials and Solar Cells 46 209-218, 1997
- [7] T. Minemoto, M. Toda, S. Nagae, M. Gotoh, A. Nakajima, K. Yamamoto, H. Takakura and Y. Hamakawa, Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si//thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules, Solar Energy Materials and Solar Cells 91 120-122, 2007
- [8] E. Skoplaki and J.A. Palyvos, On the temperature dependence of the photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, Solar Energy 83, 614-624, 2009
- [9] D.L Evans,. Simplified method for predicting photovoltaic array output, Solar Energy 27, 555–560, 1981.
- [10] G. Notton, C. Cristofari, M. Matte,P. Pogg, Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. Applied Thermal Engineering 25, 2854–2877, 2005.
- [11] K. Farmer, PVUSA Model Technical Specification for a Turnkey Photovoltaic Power System. Appendix C, p. c2, 1992
- [12] K. Bücher, K. Heidler, G. Kleiss, A. Raicu, Annual and seasonal energy rating of mono-Si, a-Si and GaAs test cells for the USA by the RRC method. In: Proceedings of 22th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, October 7–11, Las Vegas, NV, pp. 744–749, 1991
- [13] A. Raicu,K. Heidler, G. Kleiss, K. Bücher, Realistic reporting conditions – RRC – for site dependent energy rating of PV devices. In: Proceedings of 11th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, October 12–16, Montreaux, Switzerland, pp.1323–1326, 1992
- [14] G. Makrides, B. Zinsser, G.E.Georghiou, M. Schubert and J.H.Werner, Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany, Solar Energy Materials and Solar Cells 93, 1095-1099, 2009
- [15] D.E. Carlson, G. Lin and G. ganguly, Temperature dependence of amorphous silicon solar cell PV parameters, In: Proceedings of 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 16–22, 2000
- [16] A.F. Souka, H.H. Safwat, Solar Energy 10, 170, 1966
- [17] ASHRAE Standard 93-77, New York, 1977
- [18] M. Mani, R. Pillai, impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 3124-3131, 2010
- [19] H.C. Hottel, B.B. Woertz, The performance of flat plate solar heat collectors. ASME Trans, 64:91–104, 1942.
- [20] H.P. Garg. Effect of dirt on transparent covers in flat plate solar energy collectors, Solar Energy;15(4):299–302, 1974.
- [21] S.A.M. Seid, Effects of dust on the performance of thermal and photovoltaic flat plate collectors in Saudi Arabia: preliminary results. In: Veziroglu TN, editor. Proceedings of the 2nd Miami international conference on alternative energy sources, p. 223–5, 1979.
- [22] A. Salim,F. Huraib, N. Eugenio, PV power-study of system options and optimization, In: Proceedings of the 8th European PV solar energy conference; 1988.
- [23] F. Wakim, Introduction of PV power generation to Kuwait. Kuwait: Kuwait Institute for Scientific Researchers; [Report No. 440], 1981.
- [24] A.A.M. Sayigh. Effect of dust on flat plate collectors. In: de Winter F, Cox M, editors. Sun: mankind's future source of energy; proceedings of the international solar energy congress, New Delhi, vol. 2. NY: Pergamon Press,. p.960–4, 1978.
- [25] S.Said, Effect of dust accumulation on performances of thermal and PV flat plate collectors. Appl Energy; 37:73–84, 1990.
- [26] N. Nahar, J. Gupta. Effect of dust on transmittance of glazing materials for solar collectors under arid zone conditions of India. Solar Wind Technol;7: 237–43, 1990
- [27] M.S.El-Shobokshy, F.M. Hussein, Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells, Solar Energy, Vol.51.NO 6, pp. 505-511, 1993
- [28] R.Hammond, D.Srinivasan, A.Harris, K.Whitfield, J.Wohlgemuth, Effects of Soiling on PV Module and Radiometer Performance, PVSC , Anaheim (CA,United State) Oct 1997
- [29] D. Groossens and E. Van Kershaever, Aeolian Dust Deposition on Photovoltaic Solar Cells: The Effects of Wind Velocity and Airborne Dust Concentration on cell Performance, Solar Energy Vol. 66, NO.4, pp 277-289, 1999.
- [30] G.A. Mastekbayeva, S. Kumar Effect of dust on the transmittance of low density polyethylene glazing in a tropical climate. Solar Energy; 68(2):135–41, 2000.
- [31] A.A.Hegazy, Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors. Renew Energy; 22:525–40, 2001
- [32] P. Roca i Cabarrocas, S. Hamma, S. N. Sharma, G. Viera, E.Bertran, and J. Costa, J. Non-Cryst. Solids 227-230, 871 1998.

- [33] T Mambrini, Anne Migan-Dubois, Christophe Longeaud, Mustapha Elyaakoubi, Outdoor characterization of amorphous silicon based photovoltaic modules with different structures, E-MRS, Lille (France), 2014
- [34] 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.

Table des illustrations

Fig.6.1.Estimation de la production d'électricité sur une année pour le site du LGEP d'un module de 10 W par PVGIS.....	121
Fig.6.2.Répartition des pertes de fonctionnement pour l'installation de Genève [1].....	122
Fig.6.3. Rendement de cinq modules PV en fonction de l'intensité lumineuse au LGEP de 01/2013 à 07/2013	123
Fig.6.4. $\Delta\eta$ d'un module PV en fonction de l'intensité lumineuse au LGEP de 01/2013 à 07/2013 ...	124
Fig.6.5. R_{sh} déterminée à partir des courbes I-V des cinq modules PV en fonction de l'éclairement au LGEP (a) et fit selon l'équation (2) de R_{sh} pour les modules a-Si1.5W et tandem (b).....	125
Fig.6.6. Courbe I-V illustrant les 5 points remarquables du modèle fourni par Sandia [4] (mp = mpp)	126
Fig.6.7. Paramètres électriques de pc-Si en fonction de G/G_{ref} : I_{sc} (a), I_{mpp} (b), V_{oc} (c) et V_{mpp} (d).....	127
Fig.6.8.Moyenne par mois des valeurs de AM, w et AOD pour l'année 2009 à Palaiseau et Blida.....	130
Fig.6.9. Spectres solaires simulés et leur APE respectif pour différents AM (a-b), w (c-d) et AOD (e-f).	131
Fig.6.10. M calculé pour la cellule au silicium amorphe (a), la cellule au silicium cristallin (b) et l'APE (c), par mois, en utilisant des valeurs moyennes mensuelles pour le site de l'École Polytechnique à Palaiseau.	132
Fig.6.11. M calculé pour du silicium amorphe et du silicium cristallin (a) et APE correspondant. Tous les spectres modélisés utilisent des données moyennes mensuelles sur l'année 2009 pour le site de Blida	133
Fig.6.12.Fibre optique protégée par des tubes PVC	134
Fig.6.13. APE et M durant 3 jours au LGEP, Gif-sur-Yvette (proche de Palaiseau), 2013/11/17 (a), 2013/11/18 (b) et 2013/11/21 (c)	135
Fig.6.14. Sondes d'éclairement (gauche) et spectroradiomètre (droite) installés sur le toit du LGEP	135
Fig.6.15.Température moyenne (a) et maximale (b) par mois, des cinq modules de la plateforme Tracker de 02/2013 à 07/2013 au LGEP.....	136
Fig.6.16. Coefficient de température pour V_{mpp} (a), V_{oc} (b) et le rendement (c) des cinq modules mesurés de 02/2013 à 07/2013 au LGEP	140
Fig.6.17. FF en fonction de l'éclairement des cinq modules de la plateforme trackers, de 02/2013 à 07/2013	141
Fig.6.18. Photographie de la plateforme PV1 dans un état critique de salissure (a) et le lendemain, après une averse (b)	142
Fig.6.19. Plateforme Solsia montée sur le toit du LGEP en septembre 2013.....	144
Fig.6.20. Schéma de la composition du module polymorphe pm-Si (a), du module pin-pin série (b) et du module split (pin-pin parallèle) (c).....	145
Fig.6.21. FF des jonctions pin 1, pin 2 et de l'association des deux en parallèle, en fonction du numéro de la jonction	146
Fig.6.22. Carte relais, fabriquée au LGEP, pour commuter sur chacun des modules PV, en utilisant une seule charge variable	147
Fig.6.23. P_{mpp} (a), I_{sc} (b) et V_{oc} (c) en fonction de l'éclairement global dans le plan des modules Solsia pour un mois de mesures (09/2013), au LGEP	148
Fig.6.24. Plateforme PV1 installée au SIRTa en Avril 2014 (gauche) et son instrumentation (droite)	150
Fig.6.25 Rapport d'éclairement diffus/global (a), distribution de température ambiante (b) et probabilité de température ambiante et d'éclairement sur 10 ans pour un module orienté sud et incliné de 25° (cas de PV1)	151
Fig.6.26. Étude de FF (a), V_{oc} (b), I_{sc} (c), I_{mpp} (d), R_s (e), R_{sh} (f) et P_{max} (g) du module France Watts de la plateforme PV1 en fonction de l'éclairement dans le plan du module.....	153
Fig.6.27. Comparaison des courbes I-V expérimentales (Bleues) et simulées (rouges) pour des irradiances à 200 W (a), 400 W (b), 600 W (c), 800 W (d) et 1000 W (e)	154

Fig.6.28. Comparaison entre la puissance maximale moyennée à l'heure de PVSYS (Bleue) avec la puissance maximale expérimentale moyennée à l'heure (Rouge) des modules Solar Frontier (a), Sharp (b), France Watts (c).....155

Fig.6.29. Comparaison des mesures effectuées sur PV1 avec l'Agilent et sur l'AGS Indus avec la carte du LGEP - Le 23 septembre 2014 pour le module PV Sharp157

Fig.6.30. Module "double face "(a) SHARP (b) après quelques semaines d'utilisations.....159

Fig.6.31. Représentation 3D de la plateforme TP PV qui sera installée début 2015 au SIRTA160

Chapitre 7 : Carte du LGEP pour la caractérisation de modules PV

Sommaire

1) Description de la carte de caractérisation du LGEP	165
A) Transistor piloté comme charge variable	165
B) Génération du PWM et système de mesure courant-tension	166
2) Applications de la carte de caractérisation du LGEP	166
A) Le suivi du point de puissance maximale (MPPT).....	166
a) La méthode de tension constante	168
b) La méthode du court-circuit	168
c) La méthode de circuit ouvert.....	168
d) La méthode Perturb and Observe (P&O)	168
e) La méthode de Conductance Incrémentale (IC)	169
B) Une carte pour le suivi du MPP	169
C) L'analyseur de courbes I-V : un instrument de caractérisation de modules portable.....	170
a) Description :.....	170
b) Fonctionnalités :.....	172
c) Applications :.....	172
Bibliographie	174
Table des illustrations	175

Nous avons vu précédemment (chapitres 4 et 5) comment caractériser des modules PV à l'aide d'instruments que l'on trouve dans le commerce tels que les sources-mètres Keithley de la série 24XX ou encore les charges variables de Agilent des séries 606XB et N330XA.

Il n'est cependant pas évident de mettre en place un banc de caractérisation en extérieur avec ces instruments car ils présentent, pour la caractérisation de modules, plusieurs inconvénients :

- Leur prix est en général, très élevé (~3 000 € ou plus), sans compter les autres instruments comme les commutateurs et multimètres utiles pour passer d'un module à l'autre et recueillir les données des sondes de température ou d'éclairement;

- Ils demandent une certaine expertise en programmation pour pouvoir les piloter et obtenir les performances du module ainsi que les données atmosphériques et météorologiques de manière automatisée;

- Suivant les performances des modules à caractériser, il faut faire le bon choix d'instrumentation. En effet, le source-mètre Keithley 2420 par exemple présente une très bonne résolution en courant et tension et sera donc optimum pour caractériser des modules qui délivrent de faibles puissances. Il ne peut être utilisé pour des modules qui dépassent 30 W, autrement dit la majorité des modules PV commerciaux actuels. La charge électronique Agilent 6063B est limitée à 250 W (3 à 240 V et 0 à 10 A), ce qui permet de caractériser quasiment tous les modules mais avec une résolution plus faible, ce qui pose problème pour les modules délivrant une puissance faible. Il faut aussi faire attention aux limites d'utilisation, comme le montre la Fig.7.1 où l'on voit un I(V) typique d'un module PV polycristallin 30W, en limite d'utilisation avec un source-mètre Keithley 2420.

- Ce système de mesure est lourd, aussi bien en termes de poids que d'utilisation, et n'est pas transportable.

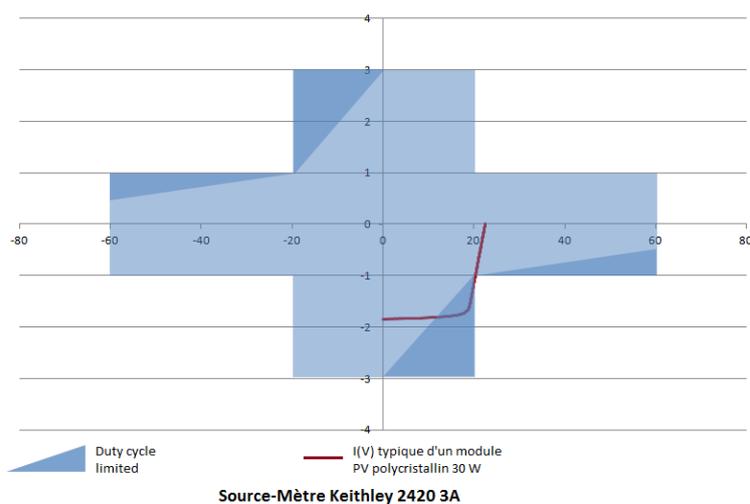


Fig. 7.1. Source-mètre quatre quadrants Keithley 2420 et ses limitations.

Pour apporter des solutions à tous ces inconvénients, notre équipe de recherche a décidé de concevoir sa propre carte de caractérisation qui est pleinement décrite dans ce chapitre. L'objectif premier de cette carte est de caractériser n'importe quel module PV, autrement dit que la charge variable puisse parcourir les caractéristiques I-V de modules fournissant une puissance allant de quelques mW à 300 W. Nous verrons par la suite toutes les applications qu'offre une telle carte.

1) Description de la carte de caractérisation du LGEP

A) Transistor piloté comme charge variable

Pour caractériser n'importe quel module PV, la carte utilise un transistor comme charge variable. Un transistor adapté permet de dissiper aisément 300 W de manière ponctuelle sans beaucoup chauffer.

Une mise en série de transistors peut ainsi dissiper des puissances de quelques kW et même au delà, ce qui correspond à des systèmes PV installés en toiture. Ce n'est cependant pas l'objet de cette thèse et notre carte ne comporte donc qu'un seul transistor. Ce qui est suffisant pour nos applications.

Le transistor bipolaire est en fait un interrupteur commandable à l'ouverture et à la fermeture. La commutation se fait par une action électrique (injection d'un courant de base). Ce transistor, piloté à l'aide d'un signal PWM (Pulse-Width Modulation) avec un rapport cyclique variant de 0 à 100%, peut donc devenir une charge variable qui permet de parcourir toute la courbe $I(V)$ d'un module PV. En effet, le fait de fermer plus ou moins longtemps le transistor va jouer sur la demande en courant et par conséquent sur la résistance que voit le module PV. Par exemple, si le rapport cyclique est de 100%, alors le transistor est fermé et le module se trouve au point de court-circuit. On fait ensuite varier le rapport cyclique du PWM de 100% vers 0% en prenant au minimum 30 points de rapports cycliques, pour parcourir la courbe jusqu'au circuit ouvert (rapport cyclique de 0%, c'est-à-dire que le transistor est ouvert).

Ce système présente très peu de pertes de puissance, ce qui est essentiel pour caractériser correctement les modules PV.

Les avantages d'un tel montage sont sa simplicité de mise en œuvre, son faible coût de réalisation et sa fiabilité (quasiment pas de pertes de puissance).

B) Génération du PWM et système de mesure courant-tension

Afin de générer un signal rectangulaire à rapport cyclique variable, qui n'est autre que le PWM, nous utilisons, dans un premier temps, le boîtier Labjack U3. Ce boîtier est également pratique pour la conversion analogique/numérique. Les valeurs binaires sont codées sur 16 bits, ce qui permet une résolution de 1.25 mV, pour la prise de mesures de courant et de tension. Il est piloté à l'aide du logiciel LabView.

L'association LabView-Labjack pour piloter la carte et recueillir les informations de courants et tensions délivrés par celle-ci, n'est utilisée que pour valider le bon fonctionnement de la carte et réaliser un prototype. En effet, l'objectif à plus long terme, est de piloter cette carte entièrement à l'aide d'un microcontrôleur et ainsi d'avoir à disposition un appareil portable.

2) Applications de la carte de caractérisation du LGEP

A) Le suivi du point de puissance maximale (MPPT)

Nous avons vu dans les précédents chapitres que le point de puissance maximale d'un module PV varie continuellement au cours du temps, principalement à cause de la variation de l'intensité lumineuse et de la température des cellules. Cependant, c'est la charge qui commande la tension de sortie du module PV. Cela signifie que, si l'on branche la sortie d'un module directement sur une charge, celle-ci ne sera dimensionnée pour tirer un maximum de puissance du module que dans une condition donnée (souvent STC). Le reste du temps, le module ne délivrera pas sa puissance maximale et en sera régulièrement éloigné, ce que nous montre la Fig. 2. Celle-ci montre que le point de puissance maximale des différents modules varie énormément en fonction de la tension maximale. Par exemple, on observe sur la Fig. 2 (a), que V_{MPP} oscille entre 15 et 20 V pour se placer à P_{MPP} pour le module polycristallin. Si la tension V_{MPP} est imposée par la charge, la puissance délivrée par le module PV peut être assez éloignée de sa puissance maximale P_{MPP} .

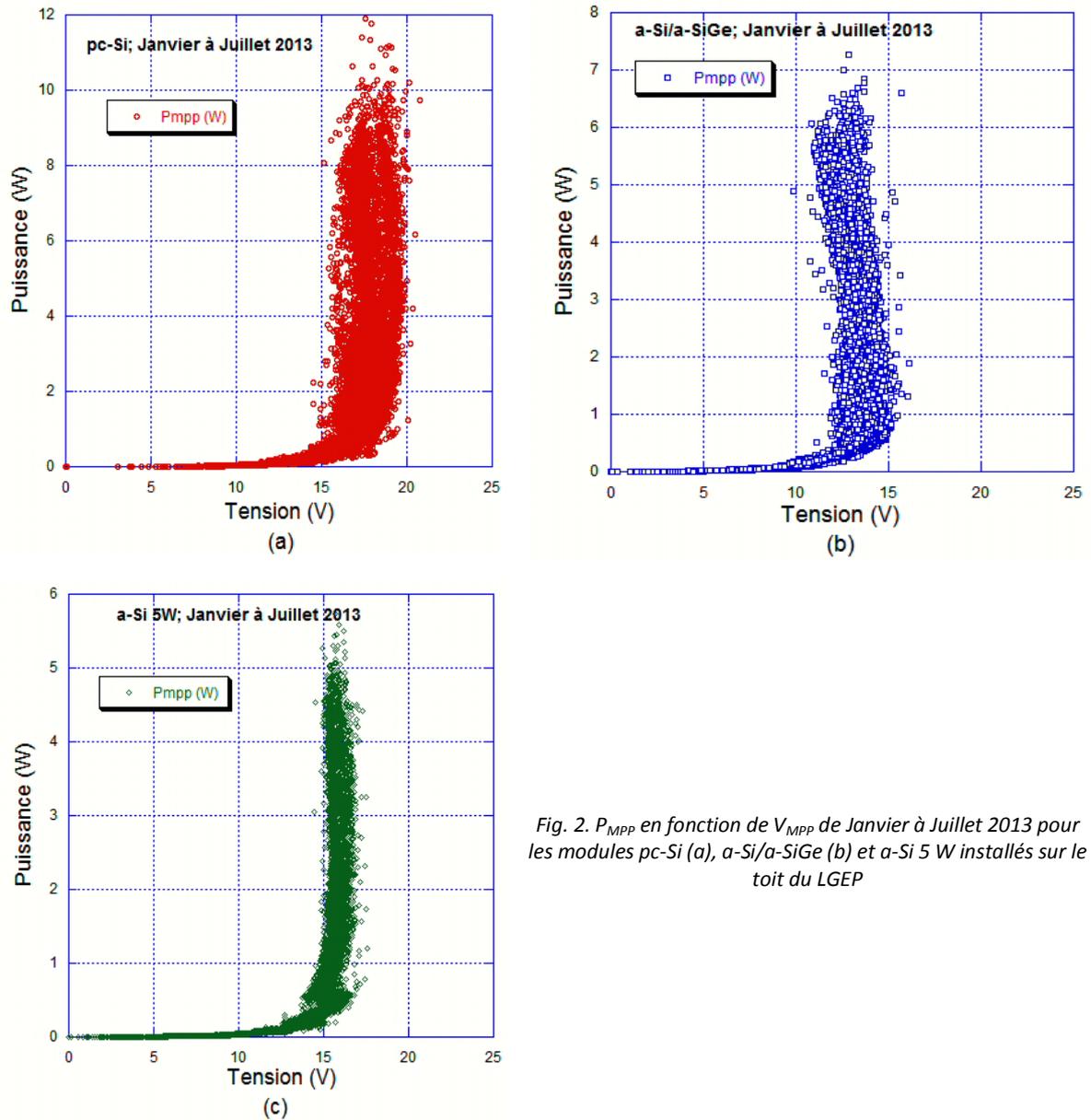


Fig. 2. P_{MPP} en fonction de V_{MPP} de Janvier à Juillet 2013 pour les modules pc-Si (a), a-Si/a-SiGe (b) et a-Si 5 W installés sur le toit du LGEP

Aujourd'hui, la solution adoptée pour tenter de résoudre ce problème, que ce soit pour des systèmes isolés ou reliés au réseau, est de placer un convertisseur DC/DC, autrement appelé "hacheur", piloté par un algorithme qui repère la puissance maximale du module, avant la charge. Pour les systèmes reliés au réseau, souvent les convertisseurs DC/DC et DC/AC ainsi que l'algorithme sont inclus dans l'onduleur.

La Fig.5.3 représente un schéma de principe d'une installation autonome et d'une installation reliée au réseau.

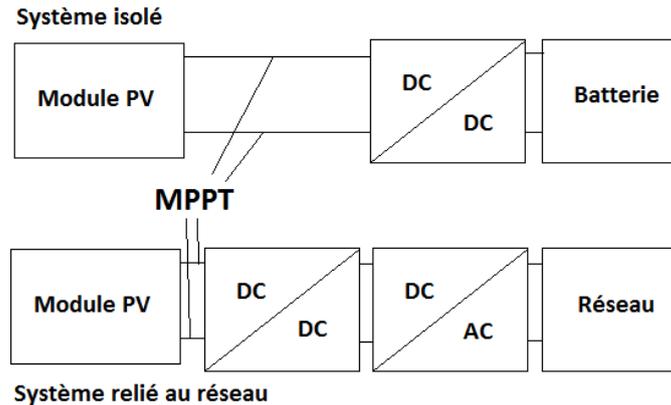


Fig.5.3. Représentation schématique du MPPT pour un système PV autonome ou relié au réseau

Intéressons-nous maintenant aux algorithmes utilisés pour le MPPT.

Il existe dans la littérature, beaucoup de méthodes pour suivre le MPPT, au moins 19 à en croire l'article de T. Eram [1]. Nous ne présentons ci-dessous que les techniques de MPPT les plus courantes et les plus robustes.

a) La méthode de tension constante

La méthode de tension constante (CV) est la manière la plus simple pour contrôler le MPPT. Une tension de référence (V_{REF}) est fixée pour un P_{MPP} de référence (souvent aux conditions STC), et une mesure régulière de la tension du panneau (V_{PV}) est faite. Si la mesure de V_{PV} est inférieure ou supérieure à V_{REF} , alors on décale V_{PV} d'un pas choisi par avance $+\delta$ ou $-\delta$ respectivement. Cette méthode requiert donc l'acquisition de V_{PV} régulièrement pour implémenter l'entrée du convertisseur DC/DC. Lorsque le module fonctionne sous faible éclairage, cette technique est souvent plus efficace que les autres méthodes pour suivre le P_{MPP} .

b) La méthode du court-circuit

Cette méthode (SCPM, Short Current Pulse Method) est basée sur l'approximation que I_{MPP} est proportionnel au courant de court-circuit, sous certaines conditions d'éclairage et de température :

$$I_{MPP} = k \times I_{sc} \text{ avec } k < 1 \quad (1)$$

Il faut donc introduire un commutateur statique pour relever régulièrement I_{sc} . Le principal inconvénient est que pendant le temps de la mesure de I_{sc} , le module ne fournit aucune puissance.

c) La méthode de circuit ouvert

La méthode de circuit ouvert s'appuie sur le fait que V_{MPP} est toujours proportionnel à V_{oc} (en générale, 76% de V_{oc}).

$$V_{MPP} = k' \times V_{oc} \text{ avec } k' < 1 \quad (2)$$

La méthode consiste donc à relever régulièrement V_{oc} afin d'estimer V_{MPP} et ainsi adapter la tension d'entrée du convertisseur. Une fois encore, il est nécessaire d'introduire un commutateur statique pour se placer cette fois-ci en circuit ouvert, ce qui aura pour conséquence de couper la génération de puissance du module pendant cette mesure. De plus, le coefficient liant les grandeurs mesurées et les grandeurs optimales n'est pas toujours fixé avec exactitude et peut varier dans le temps avec notamment le vieillissement des modules.

d) La méthode Perturb and Observe (P&O)

Cette méthode, largement décrite dans les références [2][3][4][5], consiste à périodiquement perturber la tension d'entrée du convertisseur (et donc la tension de sortie du module) et à comparer la puissance de sortie du module avec l'ancienne prise de mesure. Si la puissance délivrée à l'instant n est supérieure à celle délivrée à l'instant $(n-1)$, alors on incrémente la tension de sortie du module d'un pas $+\delta$ et inversement si $P_n < P_{(n+1)}$. Le système continue de perturber la tension de

sortie du module indéfiniment, ce qui pose problème lorsqu'on se trouve au P_{MPP} . Cette méthode permet de se rapprocher et d'osciller au P_{MPP} mais jamais de l'atteindre et de se stabiliser. Une solution est de réduire le pas pour osciller le plus proche possible de P_{MPP} mais dans ce cas survient un autre problème qui est le temps qu'il faut compter pour rejoindre P_{MPP} . Si la perturbation est grande et que le pas d'incrément est petit, le système mettra plus de temps à "atteindre" P_{MPP} . Toutes les méthodes avec ce genre d'algorithme sont le fruit de compromis entre le temps nécessaire pour atteindre P_{MPP} et la précision avec laquelle on oscille autour de ce point.

Il est possible de retrouver de nombreux algorithmes qui utilisent le principe de P&O dans la littérature. Nous ne les citerons pas car cela n'est pas d'une utilité cruciale pour ce manuscrit. Seul le principe, ses avantages, inconvénients ainsi que les mesures qu'il requiert nous importent. Dans le cas du P&O, il est nécessaire de mesurer régulièrement I_{PV} et V_{PV} .

Ces algorithmes présentent certaines limites : (i) Lorsque l'ensoleillement augmente, la puissance mesurée peut augmenter alors même que le sens d'évolution de la commande est mauvais ce qui éloigne le système du MPP. Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que l'augmentation de l'intensité lumineuse cesse. (ii) Un autre problème se pose dans le cas où il n'y a pas un maximum mais des maxima (cas de panneaux partiellement ombragés, par exemple). Dans ce cas, ce type d'algorithmes doit être affiné pour être sûr de converger vers le plus haut des maxima. (iii) Enfin, un problème courant est d'assurer la convergence même par faible ensoleillement lorsque les variations de puissance sont du même ordre de grandeur que les bruits de mesures

e) La méthode de Conductance Incrémentale (IC)

Cette méthode est basée sur le fait qu'au point de puissance maximale, la dérivée de la puissance par rapport à la tension est nulle [2][3][4][5][6]. Comme $P = V \times I$, on en déduit les équations suivantes :

$$\frac{I_{PV}}{V_{PV}} + \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \text{ au MPP} \quad (3)$$

$$\text{Si } \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \Leftrightarrow \frac{I_{PV}}{V_{PV}} + \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \quad (4)$$

En mesurant régulièrement la tension et le courant, on peut calculer $(dI_{PV}/dV_{PV}) + (I_{PV}/V_{PV})$ et en déduire la direction du MPP par rapport au point de fonctionnement présent.

Ce qui signifie que P_{MPP} peut être suivie en comparant la conductance instantanée (I_{PV}/V_{PV}) à la conductance incrémentale (dI_{PV}/dV_{PV}) . La méthode IC offre de bonnes performances lors de changements rapides de conditions atmosphériques. Cette méthode requiert également la mesure régulière de I_{PV} et de V_{PV} .

Toutes ces méthodes nécessitent l'utilisation soit d'un microcontrôleur (CV, P&O, IC), soit de circuits de commutation (SCPM et CV- V_{oc}) et, dans les deux cas, des mesures de tension, courant ou bien les deux. Il faut également bien choisir le pas d'incrément pour les méthodes qui en utilisent, en trouvant le bon compromis entre la dynamique et la stabilité du système.

De plus, le P_{MPP} donné par ces méthodes, n'est qu'une approximation et conduit à des différences entre le P_{MPP} réel et estimé [8]. Des différences conséquentes peuvent notamment être observées lorsqu'un ombrage opère sur un module cristallin et que, dû aux diodes by-pass, on observe deux maximum locaux sur la courbe I-V. Alors les algorithmes peuvent, dans cette situation, se "perdre" et rechercher un maximum local non représentatif du P_{MPP} . Ces différences sont à l'origine, pour un système PV, d'une perte d'environ 1 à 2%, ce qui est loin d'être négligeable.

B) Une carte pour le suivi du MPP

La carte de caractérisation développée au LGEP permet, en un temps de caractérisation défini par l'utilisateur (entre 20 et 100 ms, suivant les technologies PV), d'obtenir le P_{MPP} réel et évite ainsi toute erreur due à son estimation. Ce temps de caractérisation est souvent de l'ordre de celui mis par les algorithmes MPPT pour se stabiliser autour de P_{MPP} . De plus, cela évite d'ajouter toute l'électronique expliquée ci-dessus. Elle permet donc de suivre P_{MPP} avec très peu d'incertitudes (incertitudes de mesure de puissance uniquement), rapidement et en évitant de programmer des

algorithmes. En revanche, il faut souligner le fait que, durant la caractérisation du module qui permet d'obtenir P_{MPP} , aucune puissance ne sera délivrée, soit entre 20 et 100 ms.

C'est la solution que choisit la société Soleis Technologie pour son produit AGS Industriel pour le MPPT. En plus d'obtenir des caractéristiques de modules régulièrement, notre carte permet un MPPT efficace.

C) L'analyseur de courbes I-V : un instrument de caractérisation de modules portable

La carte développée par le LGEP pour la caractérisation de modules PV est le fruit du savoir faire de nombreuses personnes et d'une collaboration entre les différentes équipes du laboratoire. Associée à un système pour la piloter et récupérer les informations de courant, tension, éclairement dans le plan des modules et température du module, elle peut devenir un outil portable remarquable pour caractériser n'importe quel module PV de façon ponctuelle ou automatique (sur une longue durée) : un analyseur de module PV.

a) Description :

Le dispositif de mesure n'est pour le moment qu'un prototype de l'analyseur de modules PV : La carte est pilotée à l'aide d'un boîtier Labjack U3 et d'un programme créé sous LabView en substitution du microcontrôleur que l'on souhaite mettre au point. Cette solution perd en précision en raison des performances limitées du LabJack aussi bien vis-à-vis de la tension de commande que de la lecture de I et V. La Fig.5.4 ci-dessous représente le dispositif actuel.



Fig.5.4. Photo du prototype de l'analyseur de modules PV

Cela permet tout de même d'attester du bon fonctionnement de la carte de caractérisation car les données des différents modules extraites à partir de la carte ou du Keithley 2420 sont très proches, comme le montre la Fig.7.5.

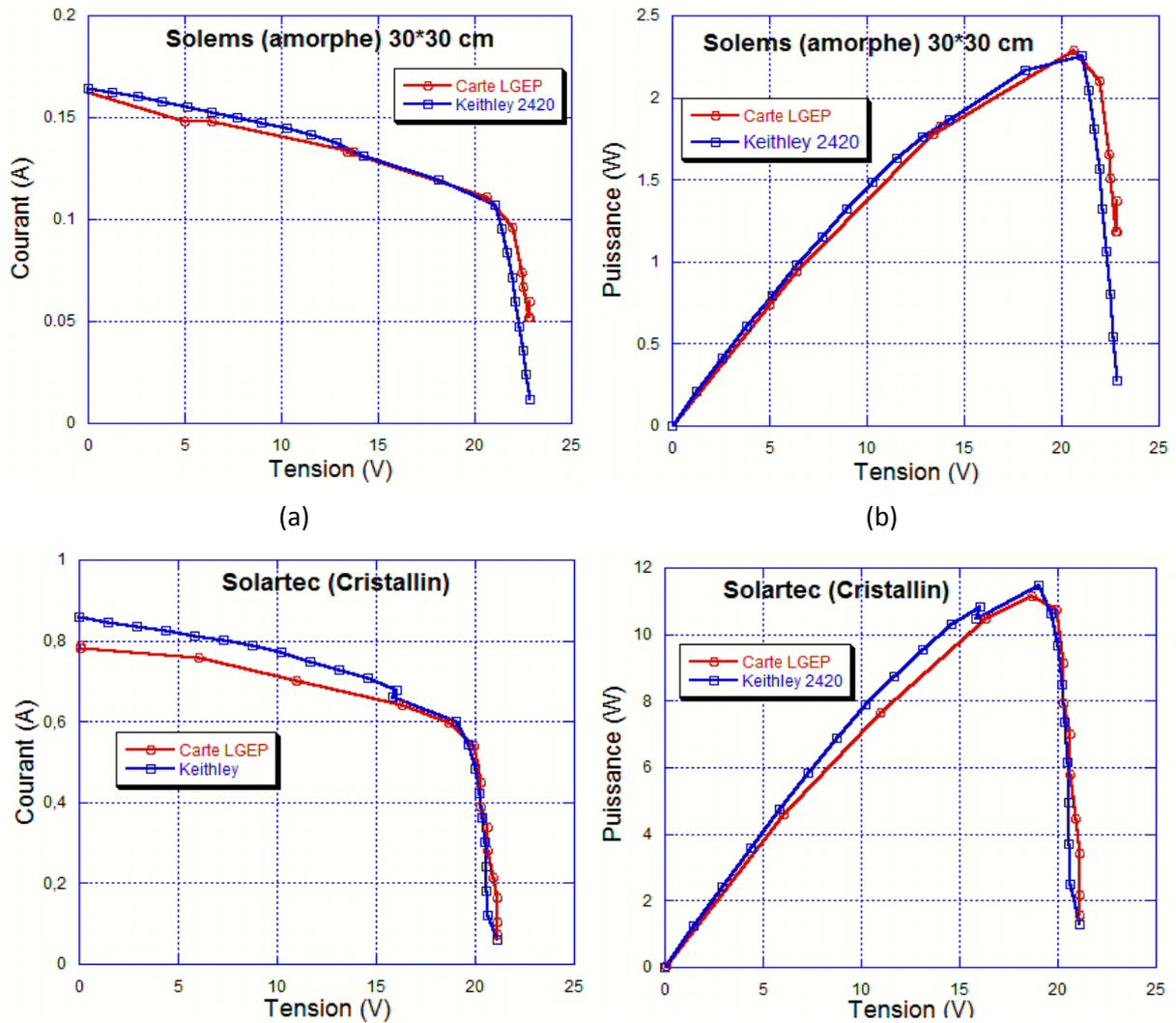


Fig.7.5. Comparaison des caractéristiques I-V et P-V réalisées par le K2420 et par l'analyseur de modules PV.

Le tableau ci-dessous résume les différents paramètres électriques mesurés par les deux appareils :

Module PV	Appareil de mesure	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	P_{MPP} (W)
Solartec 20W	Analyseur de modules PV	21.12	0.79	66	11,18
	Keithley 2420	21.11	0.81	64,5	11,48
	Différence relative (%)	0.1%	2.5%	2%	2%
Solems 14 bandes (5W)	Analyseur de modules PV	22.87	0.163	61.2	2.29
	Keithley 2420	22.84	0.164	59.6	2.27
	Différence relative (%)	0.1%	0.6%	1.6%	0.8%

Tab.7.1. Comparaison des paramètres caractéristiques mesurés par le K2420 et par l'analyseur de modules PV

Des résultats encore plus précis sont attendus lorsque la carte sera pilotée par le microcontrôleur. Nous travaillons actuellement sur ce dispositif pour qu'il évolue vers un appareil portable comme représenté sur la Fig.7.6.

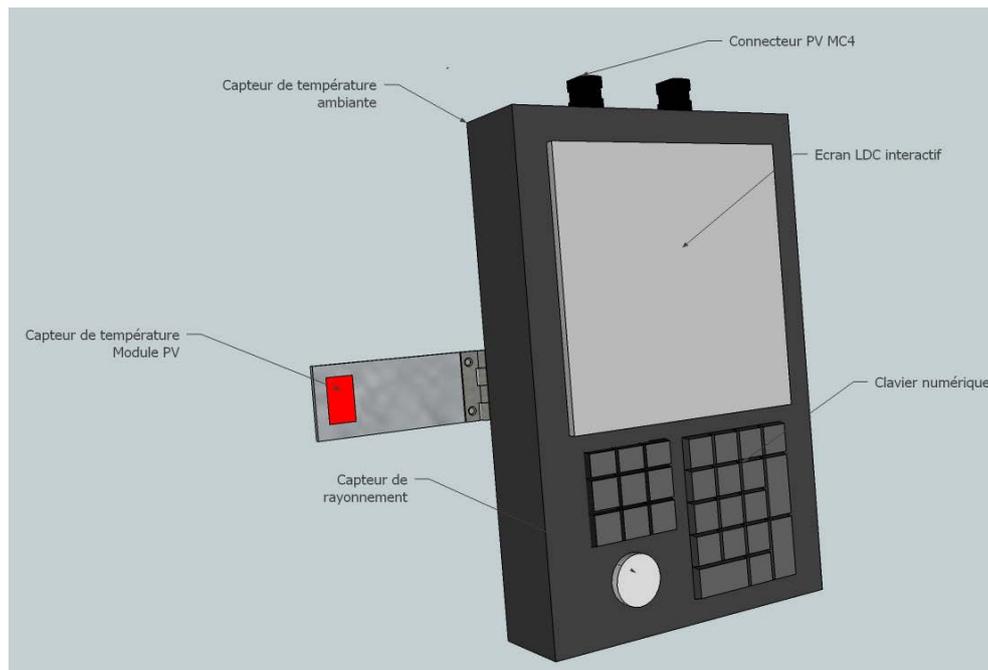


Fig.7.6. Vue 3D imaginée de l'analyseur de module PV

b) Fonctionnalités :

L'analyseur de modules PV est un outil portable qui permet de caractériser les performances électriques d'un module PV manuellement ou automatiquement en condition d'utilisation (installé en extérieur en éclairage naturel).

Il permet de relever et de tracer les caractéristiques I-V du générateur PV, d'en extraire les grandeurs caractéristiques que sont le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension à vide (V_{oc}), le point de fonctionnement optimum (V_{mpp} , I_{mpp} et P_{mpp}), le facteur de remplissage (FF), les résistances shunt et série (R_{sh} , R_s) et le rendement (η), tout en prenant les données liées à la position du soleil au moment de la caractérisation (Hauteur solaire, Azimut, AM...) pour une plage de puissance allant de 1 W à 300 W. Si besoin est, il peut même caractériser des modules, ou petits systèmes de plus grande puissance. Il suffit pour cela de ne pas laisser la carte fonctionner au point de fonctionnement optimum du module ou bien de réajuster les composants de la carte.

Les modèles PV classiques, validés par les mesures effectuées au LGEP ou issus de la nombreuse littérature dans le domaine, permettent de remonter aux données mesurées sous STC et de les comparer aux données constructeur (bases de données constructeur intégrées ou saisies à la main par l'utilisateur). Ainsi, tout défaut, dysfonctionnement, erreur de montage peut facilement être diagnostiqué.

Il est également possible de faire une caractérisation dynamique afin d'observer l'effet capacitif de certains modules en faisant varier le temps d'acquisition de chaque point de la courbe I-V.

L'analyseur de modules PV prend en considération l'environnement du panneau PV grâce à ses capteurs de rayonnement, de température ambiante, de température de module PV et d'inclinaison. L'acquisition automatique peut faire de cet analyseur de modules PV un "data logger" pour le suivi d'une installation PV.

c) Applications :

- Métrologie : Laboratoires de recherche / R&D / Chaines de production de modules PV
- Diagnostiques de défauts : Installateurs / Champs PV
- Data logger : Champs PV / Bureaux d'étude
- Dimensionnement : Bureaux d'étude / Installateurs
- Connexion PC : Formation / Outil pédagogique / Champs PV
- Simulateur solaire : Laboratoires de recherche / R&D / Bureaux d'étude

En conclusion, nous développons au LGEP une solution portable et économique qui permet de :

- Caractériser n'importe quel module PV de façon ponctuelle ou automatique tout en choisissant le temps de caractérisation;
- Rechercher le point de puissance maximal réel à la suite de cette caractérisation.

Un savoir-faire a été déposé et validé en septembre 2014 sur cet instrument

Bibliographie

- [1] T. Esum, P.L. Chapman, Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques, *IEEE Trans. Energy Conver.* 22 (2) 439–449, 2007.
- [2] N. Femia, D. Granozio, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, Optimized one-cycle control in photovoltaic grid connected applications, *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, Vol. 42, pp. 954–972, 2006.
- [3] W. Wu, N. Pongratananukul, W. Qiu, K. Rustom, T. Kasparis, and I. Batarseh, DSP-based multiple peak power tracking for expandable power system, in *Proc. APEC*, pp. 525–530, 2003.
- [4] C. Hua and C. Shen, Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system, in *Proc. APEC*, pp. 679–685, 1998.
- [5] D. P. Hohm and M. E. Ropp, Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed, in *Proc. Photovoltaic Specialist Conference*, pp. 1699–1702, 2000.
- [6] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, Maximum power point tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 142, pp. 59–64, 1995.
- [7] X. Sun, W. Wu, X. Li, and Q. Zhao, A research on photovoltaic energy controlling system with maximum power point tracking, in *Power Conversion Conference*, pp. 822–826, 2002.
- [8] A. Dolara, R. Faranda, S. Leva; Energy Comparison of Seven MPPT Techniques for PV Systems, *J. Electromagnetic Analysis & Applications*, 152-162, 2009

Table des illustrations

Fig.7.1. Source-mètre quatre quadrants Keithley 2420 et ses limitations.....	165
Fig. 2. P_{MPP} en fonction de V_{MPP} de Janvier à Juillet 2013 pour les modules pc-Si (a), a-Si/a-SiGe (b) et a-Si 5 W installés sur le toit du LGEP.....	167
Fig.5.3. Représentation schématique du MPPT pour un système PV autonome ou relié au réseau..	168
Fig.5.4. Photo du prototype de l'analyseur de modules PV.....	170
Fig.7.5. Comparaison des caractéristiques I-V et P-V réalisées par le K2420 et par l'analyseur de modules PV.....	171
Fig.7.6. Vue 3D imaginée de l'analyseur de module PV.....	172

Conclusion et perspectives

Cette thèse, financée par l'ADEME, s'inscrit dans un contexte de volonté d'apporter plus de visibilité, de fiabilité au PV qui croît extrêmement rapidement et représente déjà une part non négligeable de l'électricité à l'échelle du monde, de l'Europe ou de la France. Son objectif principal est de comprendre et d'étudier l'influence des paramètres extérieurs sur le fonctionnement des modules PV.

Elle se veut accessible à des personnes non expertes du domaine et pour cela les premiers chapitres (1 à 4) font un état de l'art du PV en présentant le fonctionnement d'une cellule, d'un module PV, leurs caractéristiques principales et leur évolution dans des conditions de laboratoire ou en extérieur. Ainsi une personne novice dans le domaine peut aisément comprendre les principes fondamentaux, les paramètres à prendre en compte pour la caractérisation de modules PV et comment les mesurer.

Une fois le contexte et les rappels nécessaires à la compréhension des modules PV posés, nous présentons les différentes plateformes installées qui ont toutes des finalités différentes dans le chapitre 5. Une étude poussée est faite sur les instruments de mesures et la validité des résultats obtenus, étape cruciale pour vérifier la véracité de nos mesures et leur exploitation pour la suite de notre étude. Nous insistons tout spécifiquement sur le choix de la sonde d'éclairement particulièrement importante car le rayonnement lumineux reçu par le module, quel que soit sa technologie, est le paramètre ayant le plus d'influence et présente malheureusement la plus grande incertitude.

Plusieurs plateformes ont été installées sur le plateau de Saclay dans des buts différents. Après avoir présenté leur description et fonctionnement dans le chapitre 5, nous les mettons en œuvre pour différentes études dans le chapitre 6 :

Une première étude menée sur la plateforme tracker (première plateforme installée sur le toit du LGEP) nous permet d'observer l'impact des facteurs extérieurs ayant une influence sur le fonctionnement des modules de différentes technologies exposés précédemment dans le chapitre 3.

- A savoir l'influence du faible éclairement, qui en dessous de $200\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ peut être responsable d'une chute de rendement pour certains modules due à une chute du facteur de forme en raison de changements de valeurs des résistances séries et parallèles. Cet effet dépend des technologies et fabrication des modules. On remarque néanmoins que les modules aujourd'hui commercialisés, sur PV1, présentent de meilleurs résultats que les modules installés sur la plateforme tracker, plus anciens.

- L'influence de la divergence du spectre solaire qui peut modifier le rendement de plus de 5% suivant les technologies. Nous proposons une méthode pour en tenir compte en simulant le spectre solaire sur l'année lorsque les données atmosphériques du lieu en question sont disponibles et expérimentalement à l'aide d'un spectromètre. Une série de mesures de divergence spectrale pour les technologies amorphes et cristallines est en cours au LGEP depuis septembre 2014.

- L'effet de la température qui dépend de nombreux paramètres liés à la technologie du module et de son installation principalement.

Tous ces paramètres ne sont pas mesurés et restent donc inconnus des fabricants de modules et par conséquent des acheteurs. En effet la condition de caractérisation des cellules et modules PV est

unique ($1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, 25C° de température de cellule, spectre AM1.5). Or les paramètres évoqués et étudiés ci dessus se révèlent d'une grande importance sur le rendement des modules PV.

Ces effets peuvent être intégrés dans des programmes de prévision du productible utilisés dans le monde tel que PVsyst afin de gagner en précision et cette thèse indique comment procéder pour cela.

Les plateformes de caractérisations peuvent également servir à d'autres études comme celle de l'effet Staebler-Wronski pour les modules amorphes comme en témoigne l'étude des modules Solsia dans le chapitre 6 toujours dans lequel on constate que la structure et le procédé de fabrication de modules amorphes ont une influence sur cet effet.

Elles ouvrent de nouveaux champs de recherches comme par exemple la plateforme ALEPH grâce à laquelle on peut observer comment se comportent les modules en sheds avec une concentration par miroir pour augmenter leur rendement et ainsi estimer le gain d'un tel montage. Il est ainsi possible d'imaginer n'importe quelle structure et de l'étudier expérimentalement.

Un autre avantage est l'aspect pédagogique car, grâce à ces plateformes, il est possible d'observer le comportement de modules PV en temps réel en fonction de différentes conditions climatiques, atmosphériques, l'effet de l'ombrage, de la salissure... C'est d'ailleurs l'objectif de la plateforme PV TP qui devrait être opérationnelle en Janvier 2015 et spécialement dédiée à des travaux pratiques pour plusieurs masters du plateau de Saclay ou encore la plateforme installée à Dunkerque par la société Soleis Technologie destinée au grand public.

C'est donc un véritable savoir faire que possède à présent le LGEP concernant la caractérisation en extérieur. Cette connaissance ouvre des portes sur de nouveaux axes de recherches.

Les perspectives à court terme, concernant les plateformes de caractérisations en extérieur, sont:

- Poursuivre l'acquisition des données du spectromètre pour mesurer l'influence de la divergence du spectre solaire sur différentes technologies PV;
- Concevoir une centrale PV comportant des équipements systèmes (batteries, onduleurs) afin d'élargir le domaine de recherche du LGEP et de ses partenaires. Une centrale PV de plusieurs kW devrait être installée fin 2014 au SIRTa avec l'aide d'EDF qui nous fournit les modules Unisolar et des onduleurs ainsi que leur compétence en terme d'installation de centrales.

A plus long terme, disposer de plateformes et d'un savoir-faire axés sur les énergies renouvelables (PV et éoliennes) pour des applications liées à la recherche ou à des fins pédagogiques. Il est prévu, à l'horizon 2016, de construire un bâtiment dédié aux énergies renouvelables dans l'école polytechnique (Palaiseau).

En parallèle, une carte permettant la caractérisation de modules PV a été développée au LGEP et est aujourd'hui opérationnelle. Cette carte peut avoir plusieurs usages tels que le MPPT, obtenir les caractéristiques du modules de façon manuelle ou automatique. L'intérêt premier pour le laboratoire est de se passer d'instruments lourds, couteux et limités en puissance pour pouvoir caractériser n'importe quel module PV. Mais ces recherches peuvent apporter d'autres possibilités susceptibles d'intéresser les entreprises.

La carte est déjà utilisée par Soleis technologie dans le cadre de leur instrument AGS industriel pour la caractérisation de 5 modules PV commerciaux de technologies différentes et donne des résultats similaires à la charge variable d'AGILENT. La société TFSC souhaite travailler avec le LGEP sur un modèle capable de caractériser des cellules PV (faible courant allant de $500\mu\text{A}$ à 100mA).

Un savoir-faire a été validé concernant un appareil portable en mesure de caractériser les modules PV par l'intégration d'une sonde d'éclairement RG100 de SOLEMS et d'une sonde de température en

plus. Les particularités de cet appareil sont de pouvoir aussi bien parcourir la courbe I-V en choisissant le nombre de points de mesures et le temps de caractérisation que de faire du MPPT. Les perspectives du LGEP concernant cette carte, à présent qu'un savoir-faire est déposé, sont:

- De chercher des entreprises intéressées pour développer la carte;
- De continuer à travailler sur l'appareil portable en mesure de caractériser les modules PV