



HAL
open science

Développement d'un modèle opérationnel de puissance pour systèmes photovoltaïques à concentration (CPV)

Mousaab Benhammane

► **To cite this version:**

Mousaab Benhammane. Développement d'un modèle opérationnel de puissance pour systèmes photovoltaïques à concentration (CPV). Génie des procédés. Université Pascal Paoli, 2019. Français. NNT : 2019CORT0007 . tel-03479266

HAL Id: tel-03479266

<https://theses.hal.science/tel-03479266>

Submitted on 14 Dec 2021

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.

Thèse présentée pour l'obtention du grade de
DOCTEUR EN MECANIQUE DES FLUIDES, ENERGETIQUE,
THERMIQUE, COMBUSTION, ACOUSTIQUE

Mention : Energétique, Génie des Procédés

Soutenue publiquement par

Mousaab BENHAMMANE

Le 28 Octobre 2019

Développement d'un modèle opérationnel de puissance pour
systèmes photovoltaïques à concentration (CPV)

Directeur(s) :

M Gilles NOTTON, Dr-HDR, Université de Corse

M Grégoire PICHENOT, Dr, CEA-LITEN, INES

Co-Encadrant :

M Philippe VOARINO, Dr Ingénieur de Recherches, CEA-LITEN, INES

Rapporteurs :

M Christian SCHAEFFER, Professeur, Grenoble INP, Université Grenoble Alpes

M Giuseppe Marco TINA, Professeur, Université de Catane

Jury :

M Alain DOLLET, DR-CNRS, PROMES - UPR CNRS 8521

M Giuseppe Marco TINA, Professeur, Université de Catane

M Christian SCHAEFFER, Professeur, Grenoble INP, Université Grenoble Alpes

M Christian CRISTOFARI, Professeur, Université de Corse

M Gilles NOTTON, Dr-HDR, Université de Corse

M Grégoire PICHENOT, Dr, CEA, LITEN-INES

Remerciements

Cette thèse a été effectuée sous la codirection de deux laboratoires : le Laboratoire des Modules PhotoVoltaïques Intégrés (LMPI) du Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA) sur le site de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES) et le laboratoire Science Pour l'Environnement (SPE) de l'Université de Corse Pasquale Paoli sur le site du centre de recherches scientifiques Georges Péri.

Je tiens à Remercier Gilles, mon directeur de thèse, pour son soutien, son suivi, ses conseils bienveillants et son investissement surtout pendant la période de rédaction de ce travail. Merci à Gilles aussi pour son accueil et d'avoir veillé à ce que mes séjours en Corse se passaient toujours dans les meilleures conditions. Un grand merci à Grégoire, mon co-directeur de thèse pour m'avoir accompagné pendant toutes les phases de l'étude. J'ai appris beaucoup à ses côtés et il a toujours été présent pour m'aider à surmonter les défis techniques auxquels j'ai été confronté. Je remercie vivement, pour son soutien, son suivi et son encouragement, Philippe qui m'a encadré pendant les deux dernières années de la thèse au sein du LMPI. Merci également à Mathieu qui m'a choisi pour accomplir ce travail et qui m'a encadré pendant la première année de la thèse.

Je remercie Fabien, le chef du laboratoire LMPI pendant ma troisième année de thèse et Yannick, le chef du Service des Modules PhotoVoltaïques (SMPV), pour leur encouragement et leur soutien. Un grand merci à mes collègues des laboratoires LMPI et LMPV du CEA pour l'ambiance amicale qui règne au sein des bureaux du bâtiment LYNX4 à l'INES et pour leur aide technique et morale. Je remercie aussi les ingénieurs R&D (en particulier Yannick, Romain et Romain, Marlène, Julien, Marion, Thomas, Paul, Paul et Paul), doctorants (en particulier Karim, Nouha, Tatiana, Julien, Arnaud et Clément), post-doctorants, alternants, techniciens (en particulier Damien et Caroline) et stagiaires que j'ai pu côtoyer pendant ces trois dernières années.

L'accompagnement de l'équipe ENR du laboratoire SPE à Ajaccio a été indispensable pendant la phase de récupération des données ayant servi à mener cette étude. Je remercie en particulier David, Jean-Laurent et Jennifer pour leur aide précieuse et leur accueil pendant mes séjours sur la plateforme de l'Université de Corse à Ajaccio. Je tiens par ailleurs à remercier l'ensemble des membres du laboratoire SPE au sein duquel c'était agréable de travailler.

Je remercie le programme KIC InnoEnergy PhD School ainsi que l'European Institute of Innovation & Technology (EIT) pour les formations de qualité et pour leur soutien. Ce programme m'a aidé à intégrer une communauté très large de doctorants européens et à développer de nouvelles compétences.

Mes remerciements s'adressent également aux partenaires industriels qui m'ont accompagné pendant la phase de récupération des données utiles à cette étude. Merci à l'entreprise Hélioslite et particulièrement à Gauthier et Bruno pour leur soutien technique sur les deux sites du Bourget du Lac et d'Ajaccio. Je remercie aussi l'entreprise Urbasolar d'avoir mis à ma disposition les données du site d'Aigaliers.

Merci à mes amis Karim, Ramzi, Paul, Youness, Youssef, Abderahim, Mohamed et Mohamed pour leur soutien moral et pour avoir toujours su me rappeler que le stress est mauvais pour la santé.

Je ne remercierai jamais assez ma famille et en particulier mes chers parents, mon frère Salmane, ma sœur Wissal ainsi que Fatima Zahra qui, malgré les distances qui nous séparent, ont toujours été à mes côtés pour exprimer leur amour et leur plus grand soutien. Leurs encouragements ont été pour moi un carburant inépuisable pour aller au bout de mes projets.

RESUME FRANÇAIS

La production d'électricité par conversion photovoltaïque est aujourd'hui bien connue. L'utilisation de cellules multi-jonction à haute performance est encore peu répandue et relève encore d'un marché de niche. Ces cellules, composées pour la plupart de trois jonctions photovoltaïques à base de matériaux appartenant aux troisième et cinquième colonnes du tableau de Mendeleïev, permettent d'atteindre des rendements supérieurs à 45%. Du fait de leur coût élevé, ces cellules sont fabriquées en très petite taille (allant de quelques cm² à quelques centaines de μm²) et alignées à des éléments optiques pour concentrer plusieurs centaines de fois le rayonnement solaire direct incident. Les modules fabriqués à base de ces cellules sont montés sur un tracker solaire très précis. La modélisation du fonctionnement de ces systèmes est très complexe ; de nombreux paramètres météorologiques tels que l'éclairement solaire direct, la température ambiante, la masse optique atmosphérique et les caractéristiques spectrales du rayonnement entrent en jeu dans le processus de conversion. Ces paramètres sont difficiles à mesurer, nécessitent une coûteuse instrumentation et une maintenance contraignante. L'objectif de ces travaux est de développer un modèle opérationnel de puissance électrique utilisant des grandeurs d'entrée souvent mesurées et disponibles aisément pour l'exploitant de la centrale CPV. Il pourra être utilisé comme un outil d'aide à la décision pour l'investisseur en lui fournissant une estimation précise de l'énergie productible sur le site d'installation envisagé. Trois sites d'expérimentation ont été retenus : Le Bourget du Lac, Ajaccio et Aigaliers. Sur chacun est installé un système CPV de technologie légèrement différente. Les mesures réalisées sur ces systèmes ont été filtrées et validées, de nombreuses défaillances techniques ayant été constatées notamment liées au fonctionnement du tracker. De nombreux modèles inspirés de la littérature, différents par leur forme, par le nombre et le type de variables d'entrée, ont été testés et montré des performances proches en termes d'erreur quadratique. Un modèle a été retenu du fait de ses performances, de sa simplicité et du faible nombre d'entrées (3 : rayonnement solaire direct, température ambiante et masse d'air atmosphérique). Ce modèle établi à partir de données mesurées sur le système CPV d'Ajaccio permet d'estimer la puissance produite avec une erreur quadratique de l'ordre de 5% sur les 2 sites d'Ajaccio et du Bourget du Lac, valeur satisfaisante pour ce type de systèmes. Ce modèle présente l'avantage d'être aisément utilisable et transposable à d'autres systèmes de technologie semblable et de ne pas nécessiter la mesure de variables liées au fonctionnement du système. Il pourrait être introduit au sein de logiciels de dimensionnement et d'estimation de la production photovoltaïque.

Mots clés : Systèmes PV à concentration ; Cellules multi-jonction ; Modèle opérationnel ; expérimentation ; estimation de la puissance électrique.

ENGLISH ABSTRACT

The electrical production by photovoltaic conversion is well known today. The utilization of high efficiency multi-junction cells is still not very widespread and again at a niche market level. These PV cells, mostly composed by three III-V semiconductor material layers, allow to reach a high efficiency exceeding 45%. As its cost is high, their sizes are reduced (ranging from few cm² to few hundred μm²) and aligned to optical elements to concentrate few hundred times the incident solar radiation; the PV modules based on these cells are then mounted on a high accuracy dual axis solar tracker. Modeling the operation of such systems is complex; numerous meteorological parameters such as beam solar irradiance, ambient temperature, air mass as well as spectral characteristics of the solar radiation are involved in the conversion process. These parameters are difficult to measure, need costly equipment and a binding maintenance. The objective of this work is to develop an operational model of electrical power using easily measured inputs that are available for a solar CPV plant operator. It could be used as a decision-making tool for investors in providing an accurate estimation of the CPV plant energy production capacity on a future implantation site. Three experimental sites were used: Le Bourget du Lac, Ajaccio and Aigaliers, each site being equipped with a CPV system based on a slightly different technology. The measurements carried out have been filtered and validated, numerous technical failures being observed mainly due to the tracker operation. Several power models inspired from literature, different by their form, by the number and type of input variables, have been tested and shown close performances in terms of root mean square error. One model was selected for its performances, simplicity and the low number of needed inputs (three: beam solar irradiance, ambient temperature and air mass). This model established on the basis of data measured in Ajaccio allows to estimate the produced power with a root mean square error of about 5% on two locations which are Ajaccio and Le Bourget du Lac, a satisfying uncertainty for such a system. This model offers the advantages of being easily usable, transferrable to other systems based on similar technology and requiring no system related input variables. It could be integrated into a PV plant sizing and production estimating tool.

Key words: Concentrating PV systems; Multi-junction cells; Operational Model; Experimentation; Electrical power calculation.

Sommaire

Remerciements	I
RESUME FRANÇAIS	III
ENGLISH ABSTRACT	V
Chapitre I : Contexte et Introduction.....	1
Introduction.....	3
1. L'énergie solaire et la transition énergétique.....	3
2. L'éclairement solaire direct.....	5
3. La cellule multi-jonction	10
4. Les systèmes photovoltaïques à concentration (CPV).....	15
4.1. Composition et fonctionnement	15
4.2. La technologie CPV dans le monde	17
5. Problématique et objectifs de la thèse.....	21
Chapitre II : Etat de l'art des modèles de puissance électrique d'un système CPV	23
1. Les variables d'entrée des modèles	25
1.1. Les variables indépendantes du système CPV	25
1.2. Les variables et constantes dépendantes du système CPV.....	26
2. L'outil SMARTS.....	30
3. Les indicateurs utilisés pour évaluer l'incertitude des modèles	30
4. Modèles de détermination de la température de la cellule	31
4.1. Méthodes d'estimation de T_{cellule} à partir de la mesure de $T_{\text{Dissipateur}}$	32
4.2. Estimation de T_{cellule} à partir des paramètres électriques du module	34
4.3. Estimation de T_{cellule} à partir des paramètres météorologiques.....	35
4.4. Incertitude des méthodes d'estimation de T_{cellule}	37

5. Les modèles de puissance électrique de récepteurs CPV	37
5.1. Modèles basés sur des variables dépendantes du système CPV	38
5.1.1. Modèles de courbe I-V du module CPV	38
5.1.1.1. Le circuit équivalent d'une cellule multi-jonction	38
5.1.1.2. Le modèle de Domínguez (2010)	40
5.1.1.3. Le modèle de cellule 3J de Fernández (2013).....	41
5.1.1.4. Le modèle Syracuse (2005)	42
5.1.1.5. Le modèle Yield Opt (2015).....	42
5.1.2. Modèles calculant uniquement les paramètres électriques du module CPV au point de puissance maximale.....	43
5.1.2.1. Le modèle de Kinsey (2008).....	43
5.1.2.2. Le modèle de Peharz (2011)	44
5.1.2.3. Le modèle du Sandia (2004).....	44
5.1.2.4. Le modèle d'un module CPV sous le logiciel PVSyst.....	45
5.2. Modèles basés seulement sur des variables indépendantes du système CPV	47
5.2.1. Le modèle de la norme ASTM E 2527-09	47
5.2.2. Le modèle de García-Domingo (2014)	48
5.2.3. Le modèle de García-Domingo basé sur la formule d'ASTM E 2527-09 (2015).....	49
5.2.4. Les modèles de Fernández (2013 – 2015).....	49
5.2.5. Les approches à base de réseaux neuronaux artificiels.....	51
6. Synthèse des modèles de puissance électrique et conclusion	51
Chapitre III : Le dispositif expérimental et traitement des données	55
1. Les sites géographiques d'étude	57
1.1. Le site du Bourget du Lac	58
1.2. Le site d'Ajaccio	61
1.3. Le site d'Aigaliers	64
2. Le dispositif expérimental.....	67
2.1. Le site du Bourget du Lac	67
2.1.1. Description du système CPV	67
2.1.2. Dispositifs de mesures	72
2.2. Le site d'Ajaccio	75
2.2.1. Description du système CPV	75
2.2.2. Dispositifs de mesures	76

2.3.	Le site d'Aigaliers	77
2.3.1.	Description de la centrale CPV	77
2.3.2.	Dispositif de mesures	80
2.4.	Récapitulatif des trois systèmes	81
3.	Mise en évidence de quelques dysfonctionnements	81
4.	Sélection des mesures et constitution des jeux de données	83
4.1.	Les sites du Bourget du Lac et d'Ajaccio.....	84
4.2.	Le site d'Aigaliers	87
5.	Conclusion.....	90
Chapitre IV : Détermination des modèles et évaluation de leurs performances		93
1.	Choix et validation des modèles	95
1.1.	Choix des modèles	95
1.1.1.	Le choix de la forme des modèles.....	95
1.1.2.	Les modèles de puissance à base des variables DNI, T_{air} , AM et v_{vent}	97
1.1.3.	Les modèles de puissance intégrant l'effet spectral.....	99
1.2.	Construction et validation des modèles.....	100
1.2.1.	Construction et validation des modèles basés sur DNI, T_{air} , AM et v_{vent}	100
1.2.2.	Construction et validation des modèles intégrant l'effet spectral	106
2.	Détermination des indicateurs spectraux SMR et SF	111
3.	Résultats du modèle MOD1'(AM) appliqué aux trois sites	114
3.1.	Site d'Ajaccio.....	114
3.2.	Site du Bourget du Lac.....	118
3.3.	Site d'Aigaliers.....	122
4.	Estimation de l'énergie produite par le modèle de puissance.....	125
5.	Conclusion.....	126
Chapitre V : Dépendance des résultats à la localisation géographique.....		129
1.	Généricité du modèle de puissance par rapport aux sites géographiques d'étude.....	131
1.1.	Résultats du modèle construit sur Ajaccio appliqué au site du Bourget du Lac	132
1.2.	Interprétation des résultats	133
1.3.	Comparaison des performances de notre modèle avec celui élaboré au Bourget du Lac sur le système CPV du Bourget du Lac	136

2. Discussion	138
Conclusion.....	143
1. Démarche et Résultats.....	145
2. Perspectives de travail.....	147
Références	149

Liste des Figures

Figure I. 1 : Prévisions de la consommation énergétique mondiale par source (en unité de chaleur) selon l'agence internationale de l'énergie [3].....	4
Figure I. 2: La capacité installée annuelle du solaire photovoltaïque dans le Monde entre 2007 et 2017 [4].....	4
Figure I.3: Le parcours de l'éclairement direct à travers l'atmosphère terrestre.....	5
Figure I.4: L'atténuation de l'éclairement hors atmosphère par l'atmosphère terrestre	6
Figure I.5: Les spectres AM1.5D et AM1.5G de référence.....	7
Figure I.6: Variation de DNI_{λ} en augmentant la masse d'air	8
Figure I.7: Variation de DNI_{λ} avec la hauteur d'eau condensable	8
Figure I.8: Variation de DNI_{λ} avec l'épaisseur optique d'aérosols (AOD).....	9
Figure I.9: Carte de l'irradiation directe normale dans le Monde [11].....	9
Figure I.10: La représentation à une diode d'une cellule PV mono-jonction.....	10
Figure I.11: Caractéristique I-V d'une cellule solaire	11
Figure I.12: La conversion du spectre par une cellule triple-jonction [15].....	12
Figure I.13: Caractéristique courant-tension de la cellule 3J [16].....	13
Figure I.14: Effet de la concentration sur le rendement d'une cellule multi-jonction	14
Figure I.15: Différentes conceptions de concentrateurs PV [23].....	16
Figure I.16: Composition d'un système PV à haute concentration.....	16
Figure I.17: La puissance CPV installée par an [12].....	18
Figure I.18: Amélioration du rendement des cellules, modules et systèmes CPV [12]	19
Figure I.19: Les modules CPV les plus déployés dans le Monde [31]–[33]	20
Figure II. 1: Variation de l'efficacité quantique externe d'une cellule 3J avec la température [50]	27
Figure II. 2: Résultats obtenues avec la méthode de calcul de $T_{cellule}$ selon Muller et al. [60], [61]....	33
Figure II. 3: Obtention du coefficient de perte thermique U dans le module par régression linéaire à partir des données mesurées.....	36

Figure II. 4: Circuit électrique équivalent d'une cellule 3J suivant le modèle à une diode (à gauche) et le modèle à deux diodes (à droite) [72]	39
Figure II. 5: Représentation à une diode d'une cellule 3J utilisé dans le modèle de translation de courbe I-V de Domínguez et al. [52]	40
Figure II. 6: Courbe d'acceptance du module	43
Figure II. 7: La représentation du facteur d'utilisation UF en fonction des variables AM (en haut), T_{air} (au milieu) et DNI (en bas) [71]	46
Figure III. 1: Les sites géographiques d'étude	57
Figure III. 2: Le site de l'Institut National de l'Energie Solaire (INES) au Bourget du Lac [102]	58
Figure III. 3: La température moyenne journalière de l'air sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique	59
Figure III. 4: L'irradiation directe normale journalière sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique	59
Figure III. 5: L'humidité relative moyenne journalière sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique	60
Figure III. 6: La vitesse moyenne journalière du vent sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique	60
Figure III. 7: Distribution de l'énergie captée sous l'éclairement direct normal par rapport à l'indice SMR	61
Figure III. 8: Photo du site d'Ajaccio [106]	62
Figure III. 9: La température moyenne journalière de l'air sur le site d'Ajaccio pendant une année typique	62
Figure III. 10: L'irradiation directe normale journalière sur le site d'Ajaccio pendant une année typique	63
Figure III. 11: L'humidité relative moyenne journalière sur le site d'Ajaccio pendant une année typique	63
Figure III. 12: La vitesse moyenne journalière du vent sur le site d'Ajaccio pendant une année typique	64
Figure III. 13: Aperçu du parc solaire de la Chaux	64
Figure III. 14: La température moyenne journalière de l'air sur le site d'Aigaliers pendant une année typique	65
Figure III. 15: L'irradiation directe normale journalière sur le site d'Aigaliers pendant une année typique	65

Figure III. 16: L’humidité relative moyenne journalière sur le site d’Aigaliers pendant une année typique	66
Figure III. 17: La vitesse moyenne journalière du vent sur le site d’Aigaliers pendant une année typique	66
Figure III. 18: Aperçu du système CPV installé sur le site du Bourget du Lac	68
Figure III. 19: Description du suiveur solaire installé au Bourget du Lac (plans fournis par Helioslite)	69
Figure III. 20: Le module Semprius SM-U01	70
Figure III. 21: courbe d’admission angulaire mesurée le 25/06/2018 des deux voiles sud (à gauche) et nord (à droite) du système CPV au Bourget du Lac	71
Figure III. 22: écarts systématiques entre les deux voiles du suiveur solaire	71
Figure III. 23: schéma électrique simplifié de la partie DC du système CPV au Bourget du Lac	72
Figure III. 24: La mesure de l’éclairement et du spectre incident sur le site du Bourget du Lac	73
Figure III. 25: Stations météorologiques Vaisala WTX520 et Sun Tracker STR-21 K&Z sur le site du Bourget du Lac	74
Figure III. 26: Mesure des variables liées au système CPV au Bourget du Lac	74
Figure III. 27: Aperçu du système CPV sur le site d’Ajaccio	75
Figure III. 28: Les stations météorologiques SOLYS2 Sun Tracker [112] et Vaisala WXT520 [113] installées sur le site d’Ajaccio	76
Figure III. 29: Mesure des variables liées au système CPV à Ajaccio	77
Figure III. 30: Aperçu des systèmes CPV sur le site d’Aigaliers [107]	78
Figure III. 31: Le suiveur solaire déployé sur le site d’Aigaliers	78
Figure III. 32: Le module Soitec CX-M500	79
Figure III. 33: Raccordement électrique des systèmes CPV sur le site d’Aigaliers	80
Figure III. 34: La mesure météorologique sur le site d’Aigaliers	80
Figure III. 35 : Les sites et systèmes d’étude	81
Figure III. 36: Impact de la limitation d’angle du suiveur solaire sur la production du système CPV au Bourget du Lac	82
Figure III. 37: L’impact de la corrosion sur les modules CPV sur le site d’Ajaccio	83
Figure III. 38: Dégâts sur l’installation CPV à Ajaccio suite à une tempête de vent	83
Figure III. 39: L’impact de l’ombrage sur la génération de puissance par les systèmes CPV installés aux Bourget du Lac et Ajaccio	84
Figure III. 40: La différence du courant produit par les deux voiles des systèmes CPV aux Bourget du lac et Ajaccio	86

Figure III. 41: Récapitulatif du filtrage des données mesurées au Bourget du Lac et à Ajaccio	86
Figure III. 42 : Rendement DC des systèmes CPV du Bourget du Lac et d’Ajaccio	87
Figure III. 43: Disponibilité des données mesurées sur la centrale d’Aigaliers entre 01/12/2017 et 21/12/2018.....	88
Figure III. 44: Comparaison entre les mesures d’éclairement par les deux pyrhéliomètres installés sur le site d’Aigaliers	89
Figure III. 45: La puissance moyenne d’une chaîne de systèmes CPV sur le site d’Aigaliers.....	90
Figure III. 46: Construction du jeu de données mesurées sur la centrale d’Aigaliers	90
Figure IV. 1: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1 obtenus pour les trois sites ..	102
Figure IV. 2: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1(AM) obtenus pour les trois sites	103
Figure IV. 3: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1’(AM) obtenus pour les trois sites	104
Figure IV. 4: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD2(v_{vent}) obtenus pour les trois sites	105
Figure IV. 5: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD2(v_{vent}, AM) obtenus pour les trois sites.....	106
Figure IV. 6: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1’(SF) obtenus pour les trois sites	108
Figure IV. 7: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD2(v_{vent}, SMRTopMiddle, SMRMiddleBottom) obtenus pour les trois sites.....	109
Figure IV. 8: Comparaison de l’indicateur nRMSE(%) des modèles de puissance (en abscisses) sur les trois sites	109
Figure IV. 9: Comparaison de l’indicateur MAE(%) des modèles de puissance (en abscisses) sur les trois sites.....	110
Figure IV. 10 : Comparaison de l’indicateur MBE(%) des modèles de puissance (en abscisses) sur les trois sites.....	111
Figure IV. 11: Obtention des indicateurs spectraux SF et SMR en utilisant SMARTS à partir des variables AM, PW et AOD_{550nm}	112
Figure IV. 12: Les efficacités quantiques externes des cellules étudiées [118] [119]	112
Figure IV. 13: La transmission optique des lentilles à base de la silicone sur verre (SOG) [118]	113

Figure IV. 14: Représentation de la puissance estimée par le modèle MOD1'(AM) en fonction de celle mesurée du système CPV à Ajaccio (a) et de la distribution des écarts entre la mesure et l'estimation (b).....	115
Figure IV. 15: nRMSE(%) (en bleu) du modèle MOD1'(AM) testé sur le site d'Ajaccio, déterminée sur différents intervalles de puissance avec la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle (en trait discontinu).....	116
Figure IV. 16 : Comparaison sur trois journées de la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1'(AM) sur le site d'Ajaccio.....	118
Figure IV. 17: Représentation de la puissance estimée par le modèle MOD1'(AM) en fonction de celle mesurée du système CPV au Bourget du Lac (a) et de la distribution des écarts entre la mesure et l'estimation (b).....	119
Figure IV. 18: nRMSE(%) (en bleu) du modèle MOD1'(AM) testé sur le site du Bourget du Lac, déterminée sur différents intervalles de puissance avec la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle (en trait discontinu).....	119
Figure IV. 19: Comparaison sur quelques journées de la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1'(AM) sur le site du Bourget du Lac.....	121
Figure IV. 20: Représentation de la puissance estimée par le modèle MOD1'(AM) en fonction de celle mesurée du système CPV à Aigaliers (a) et de la distribution des écarts entre la mesure et l'estimation (b).....	122
Figure IV. 21: nRMSE(%) (en bleu) du modèle MOD1'(AM) testé sur le site d'Aigaliers, déterminée sur différents intervalles de puissance avec la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle (en trait discontinu).....	123
Figure IV. 22: Comparaison sur quelques journées de la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1'(AM) sur le site d'Aigaliers.....	124
Figure IV. 23 : Incertitude de l'estimation de l'énergie produite par jour (a) et de l'énergie cumulée sur la période (b) sur les trois sites d'étude.....	126
Figure V. 1: Distribution des écarts entre mesure et estimation de la puissance du système CPV au Bourget du Lac par le modèle d'Ajaccio sans correction de la puissance de référence.....	132
Figure V. 2 : Puissance mesurée des systèmes du Bourget du Lac et d'Ajaccio autour des conditions CSOC.....	134
Figure V. 3 : Distribution des écarts entre mesures et estimations de la puissance du système du Bourget du lac par les modèles construits à Ajaccio et au Bourget du Lac.....	137

Figure V. 4 : Distribution des écarts entre valeurs mesurée et estimées de l'énergie journalière du système au Bourget du Lac par les deux modèles 138

Figure V. 5 : Comparaison sur différentes journées de mesure au Bourget du Lac des modèles de puissances construits à Ajaccio et au Bourget du Lac 140

Liste des tableaux

Tableau I.1: Les conditions de test CSTC et CSOC des modules CPV	18
Tableau II.1 :Variables météorologiques utilisées par les modèles de la littérature	25
Tableau II. 2: Variables dépendantes du système CPV utilisées dans les modèles de la littérature..	29
Tableau II. 3: Les indicateurs d'incertitude utilisés pour évaluer les modèles de la littérature	31
Tableau II. 4: Comparatif des méthodes de calcul de $T_{cellule}$ [57]	37
Tableau II. 5:Résultats de l'estimation de l'énergie DC produite par des centrales CPV par PVSyst	47
Tableau II. 6:Résultats des modèles de Fernández à base de $T_{cellule}$ [97].....	50
Tableau II. 7: récapitulatif des modèles de puissance CPV.....	52
Tableau III. 1: Les caractéristiques du module SM-U01.....	70
Tableau III. 2: Les caractéristiques du module Soitec CX-M500.....	79
Tableau III. 3: Récapitulatif des variables mesurées sur chaque site géographique	91
Tableau IV. 1: Paramètres du modèle MOD1	101
Tableau IV. 2: Paramètres du modèle MOD1(AM).....	102
Tableau IV. 3: Paramètres du modèle MOD1'(AM)	103
Tableau IV. 4: Paramètres du modèle MOD2(v_{vent}) obtenus pour les trois sites.....	104
Tableau IV. 5: Paramètres du modèle MOD2(v_{vent}, AM) obtenus pour les trois sites	105
Tableau IV. 6: Paramètres du modèle MOD1'(SF) obtenus pour les trois sites.....	107
Tableau IV. 7: Paramètres du modèle MOD2 (v_{vent}, SMRTopMiddle, SMRMiddleBottom) obtenus pour les trois sites	108
Tableau IV. 8: Moyennes des indicateurs spectraux sur les périodes de mesure sur les trois sites .	114
Tableau V. 1: Comparaison de l'incertitude du modèle de puissance construit sur Ajaccio appliqué au deux sites	132

Tableau V. 2: Comparaison puissance crête mesurée et constructeur des systèmes CPV étudiés .. 135

Tableau V. 3: Comparaison de nRMSE(%) et MAE(%) avant et après correction des puissances de référence..... 135

Tableau V. 4 : Comparaison sur le site du Bourget du Lac des indicateurs nRMSE(%) et MAE(%) du modèle établi au Bourget du Lac et du modèle établi à Ajaccio..... 136

Tableau V. 5 : Incertitude de l'estimation de l'énergie journalière avec les deux modèles..... 137

Chapitre I : Contexte et Introduction

Introduction

La communauté internationale a décidé, dans un but de réduire les effets néfastes du réchauffement climatique de promouvoir une transition énergétique. Cette transition a pour but de réduire la contribution des sources conventionnelles de production d'électricité, principalement basées sur l'utilisation de combustibles fossiles, dans le mix mondial en faveur des sources renouvelables d'énergie. L'énergie photovoltaïque a déjà montré qu'elle pouvait jouer un rôle primordial dans cette transition et le photovoltaïque à concentration (CPV) pourrait contribuer également à ce progrès. Ce chapitre introductif a pour objectif d'attirer l'attention du lecteur à travers quelques chiffres sur l'importance grandissante de l'énergie solaire photovoltaïque dans la politique énergétique mondiale. Ensuite, nous présenterons la ressource solaire et essayerons de décrire les systèmes CPV, leurs caractéristiques techniques et la situation actuelle de cette technologie. Nous adresserons à la fin du chapitre la problématique à laquelle ce travail de thèse propose de répondre ainsi que les objectifs visés.

1. L'énergie solaire et la transition énergétique

L'approvisionnement en électricité demeure aujourd'hui un défi majeur pour lutter contre les inégalités territoriales et pour le développement des populations. Le besoin de préservation de l'environnement et de lutte contre le réchauffement et dérèglement climatiques est de plus en plus contraignant, par la nécessité de faire face aux retombées de la surexploitation des ressources naturelles. Une partie de la solution envisagée aujourd'hui réside dans la transition vers un système énergétique privilégiant les moyens de production dit « à faible émission de carbone » tout en étant hautement fiables et efficaces. L'énergie solaire, contrairement aux énergies à source fossile, est une ressource quasi-infinie à l'échelle humaine et a un impact minimal sur l'environnement. Celle-ci a donc retenu l'attention et un effort considérable a été déployé durant les dernières décennies vers les sources solaires d'énergie.

Une fameuse citation rapporte que « l'énergie solaire captée par la Terre pendant une heure équivaut à la demande annuelle en électricité de la planète » [1], cela permet d'avoir une idée du potentiel disponible tout en gardant à l'esprit que cette énergie est diffuse et surtout intermittente et aléatoire. La puissance solaire reçue par la terre est estimée à environ $1,2 \cdot 10^{17}$ W, un chiffre énorme qui justifie le déploiement important de capteurs solaires durant ces deux dernières décennies. Actuellement, le Monde produit toujours une grande partie de ses besoins énergétiques à partir de sources fossiles comme le pétrole, le charbon et le gaz naturel selon le dernier rapport de l'Agence Internationale de l'Energie [2]. Même si une contribution toujours aussi importante des énergies fossiles est constatée, cette contribution est en baisse puisqu'en 2010, environ 11 % de la consommation d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables [3]. Ce chiffre est prévu à la hausse par les experts de l'agence internationale comme constaté sur la **Figure I. 1** [3] qui présente la contribution des différentes sources dans la consommation énergétique mondiale. Les études prévoient une contribution des énergies renouvelables à 15 % à l'horizon de l'année 2040.

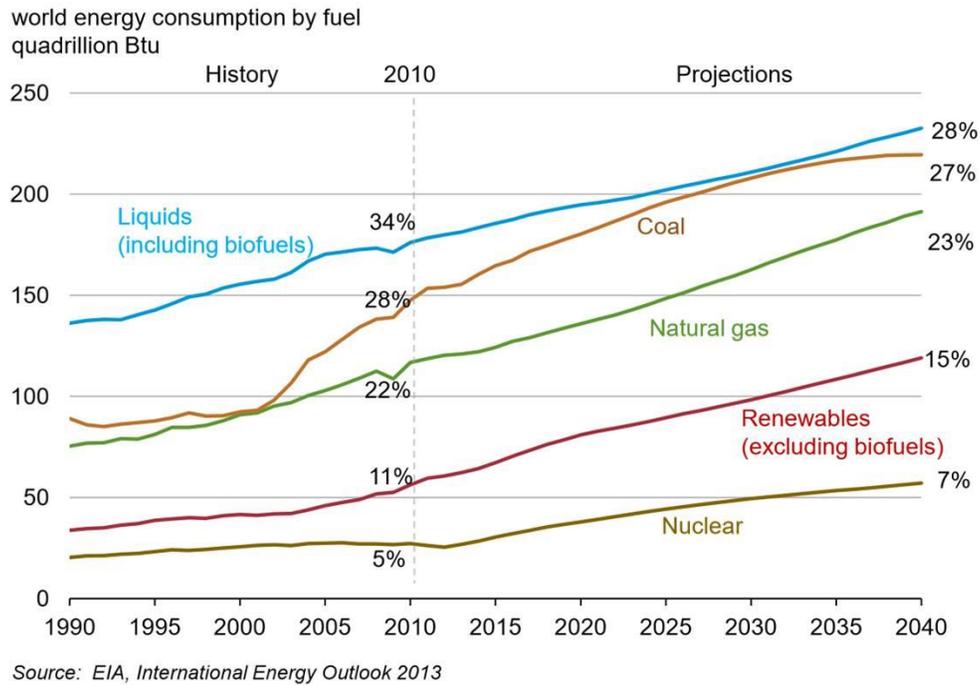


Figure I. 1 : Prévisions de la consommation énergétique mondiale par source (en unité de chaleur) selon l'agence internationale de l'énergie [3]

Selon un rapport du réseau d'action pour les énergies renouvelables REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) [4], la capacité globale installée de systèmes photovoltaïques a augmenté de manière significative depuis 2004 jusqu'à battre un record en 2017 avec une puissance installée dépassant les 402 GWc¹ comme le montre la Figure I. 2 [4].

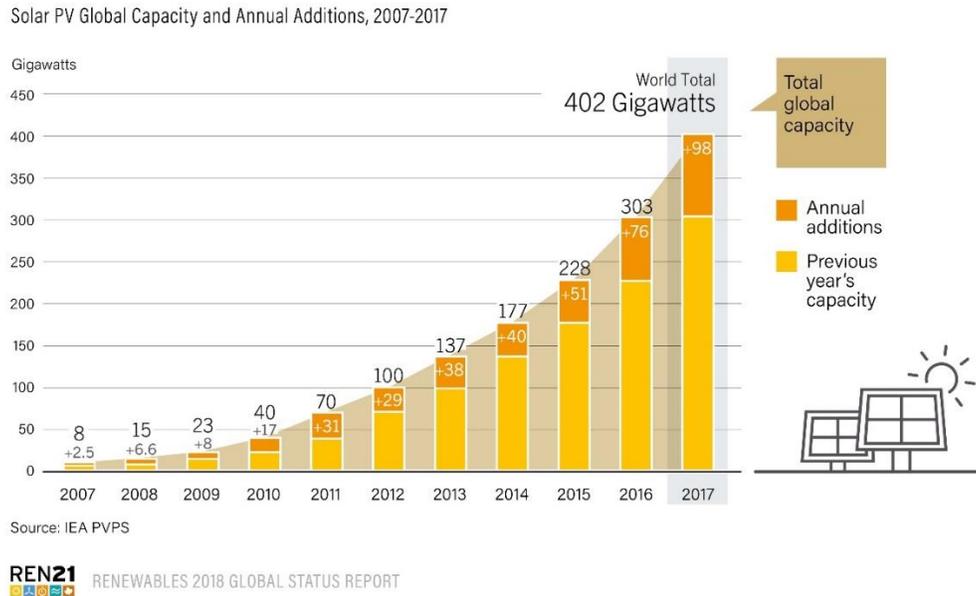


Figure I. 2: La capacité installée annuelle du solaire photovoltaïque dans le Monde entre 2007 et 2017 [4]

¹ Wc : Watt crête, indiquant une puissance de système sous les conditions standards de test des concentrateurs photovoltaïques

Il a également été rapporté que l'année 2018 s'est terminée par une augmentation de la capacité de 27 % par rapport à 2017, soit une puissance installée de panneaux photovoltaïques de 512 GWc [5]. Les prévisions pour l'année 2019 espèrent l'installation d'au moins 125 GWc supplémentaires (soit au moins 637 GWc de capacité cumulée avant la fin de l'année). Dans la suite de ce document, nous nous intéresserons à la technologie CPV et décrirons dans § : 2 la ressource solaire utilisable pour ces systèmes, à savoir principalement l'éclairement solaire direct.

2. L'éclairement solaire direct

A la surface de la Terre, la puissance solaire pouvant être captée et convertie en électricité par un module photovoltaïque dépendra principalement de sa position géographique (longitude et latitude), de son orientation par rapport au Sud (dans l'hémisphère Nord) et inclinaison par rapport au sol, du moment de la journée et des conditions atmosphériques ambiantes. Avant que l'éclairement solaire normal hors atmosphère, d'intensité environ de 1367 W.m^{-2} , n'atteigne la surface de la terre, il est modifié lors de sa traversée de l'atmosphère par des phénomènes d'absorption et de diffusion dont les caractéristiques vont dépendre de la composition de l'atmosphère et de l'épaisseur de la couche traversée à chaque instant. L'éclairement solaire résultant sur une surface horizontale est appelé éclairement solaire global horizontal (GHI), il se compose d'une partie qui provient directement du disque solaire selon une direction bien connue et appelée éclairement direct normal (DNI) et d'une partie qui est diffusée par l'atmosphère appelée éclairement diffus horizontal (DHI). La partie directe reçue sur une surface horizontale dépend de l'angle zénithal θ_z , angle entre la normale à un point de la surface appelé zénith et celle liant ce point au centre du disque solaire. Les systèmes CPV sont basés sur la concentration du rayonnement solaire et utilisent des suiveurs solaires très précis pour orienter les capteurs suivant l'angle θ_z tout au long de la journée. Ainsi, l'angle θ_z est en permanence nul et l'éclairement direct normal (DNI) est totalement utilisé.

L'éclairement direct normal qu'il soit spectral (la distribution spectrale de l'éclairement sera nommé DNI_λ et exprimée souvent en $\text{W.m}^{-2}.\text{nm}^{-1}$) ou à large bande DNI (l'intégrale de l'éclairement sur toutes les longueurs d'onde exprimée en W.m^{-2}) est affecté par un nombre important de facteurs tels que la masse d'air, notée AM (pour Air Mass). AM est définie comme la longueur du chemin optique que doivent traverser les rayons solaires pour atteindre la surface de la terre et est relative à la position du soleil pour laquelle $\theta_z = 0^\circ$ ($\text{AM}=1$) pour laquelle ce chemin est le plus court. La **Figure L3** illustre le parcours de DNI à travers l'atmosphère.

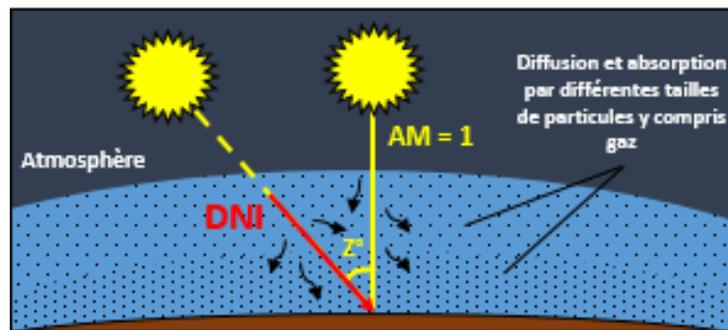


Figure L3: Le parcours de l'éclairement direct à travers l'atmosphère terrestre

La masse d'air relative (au niveau de la mer) peut être exprimée en fonction de θ_z à l'aide de la formule de Kasten et Young [6] selon l'Equation (1). Celle-ci est corrigée pour tenir compte de l'altitude en la multipliant par le rapport de la pression atmosphérique locale P_{atm} en mbar et celle au niveau de la mer (1013,25 mbar), elle est appelée la masse d'air absolue.

$$AM_{\text{relative}} = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,50572 (96,07995 - \theta_z)^{-1,6364}} \quad (1)$$

La norme ASTM G173-03 relative à l'évaluation de la performance des systèmes PV adopte comme référence le spectre mesuré à $AM = 1,5$ soit à un angle $\theta_z = 48,2^\circ$. Cette valeur a été choisie pour représenter la moyenne annuelle de l'AM absolue pour les régions se situant dans les latitudes moyennes de la Terre (Latitudes entre $23^\circ 26' 22''$ et $66^\circ 33' 39''$ Nord, et entre $23^\circ 26' 22''$ et $66^\circ 33' 39''$ Sud) [7].

L'éclairement solaire est principalement atténué par trois groupes de composantes atmosphériques à savoir :

- les molécules de l'air sec composé du nitrogène (78 %), d'oxygène (21 %) et d'autres gaz tels que CO_2 et O_3 .
- la vapeur d'eau H_2O
- les aérosols : particules fines.

Ces composantes atténuent l'éclairement sur différentes plages spectrales, à différents degrés et suivant deux mécanismes :

- la diffusion : selon la loi de Mie par les particules dont le rayon est compris entre 0,1 et 10 fois la longueur d'onde et selon la loi de Rayleigh par les molécules d'air de taille inférieure à la longueur d'onde.
- l'absorption du rayonnement par les gaz comme la vapeur d'eau, qui impacte des bandes particulières à la fois dans l'infrarouge et l'ultraviolet.

La **Figure I.4** montre la modification de l'éclairement solaire hors atmosphère par ces différents phénomènes. Le spectre résultant est le spectre de l'éclairement direct à $AM = 1,5$.

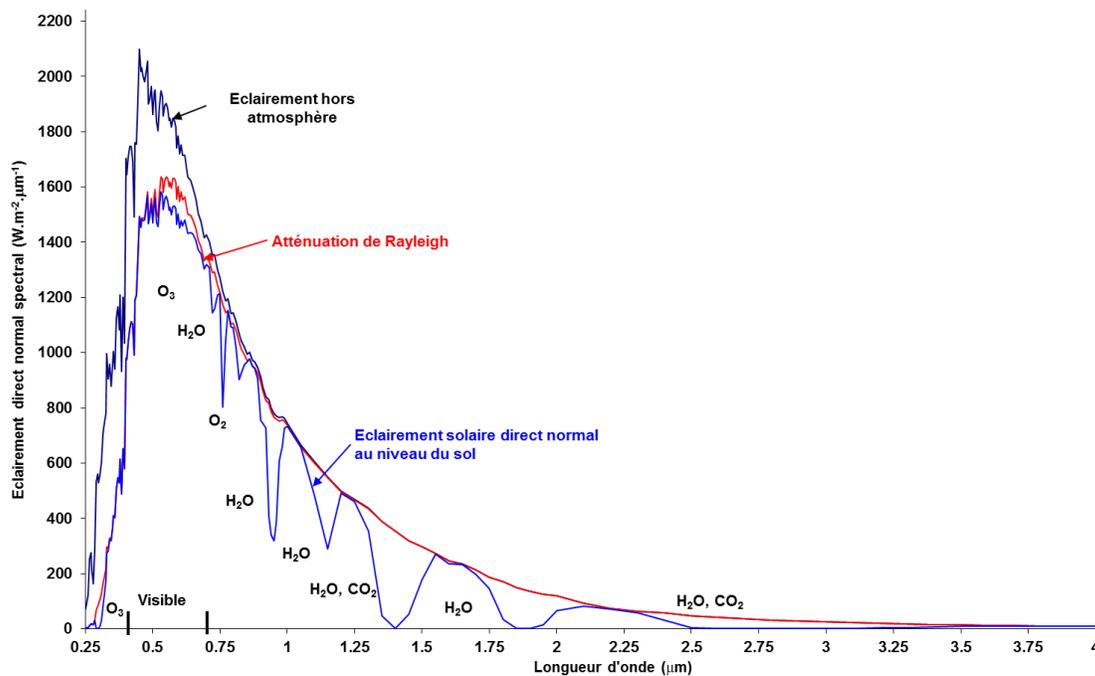


Figure I.4: L'atténuation de l'éclairement hors atmosphère par l'atmosphère terrestre

La norme ASTM G-173 a spécifié une référence en termes de la distribution spectrale des éclairagements direct et global. Ces références notées AM1.5D pour l'éclairagement direct et AM1.5G pour l'éclairagement global sont adoptées respectivement dans les domaines du CPV et du PV sans concentration pour évaluer la performance des modules. La performance est évaluée sous illumination contrôlée en simulant les spectres de référence moyennant un simulateur solaire et sous illumination réelle en mesurant le spectre solaire par un instrument dédié.

La **Figure I.5** illustre les spectres global AM1.5G et direct AM1.5D de référence. Ces spectres ont été générés par l'outil de modélisation du transfert radiatif atmosphérique SMARTS2 [8] en fixant les conditions atmosphériques aux valeurs rapportées par le standard ASTM G-173.

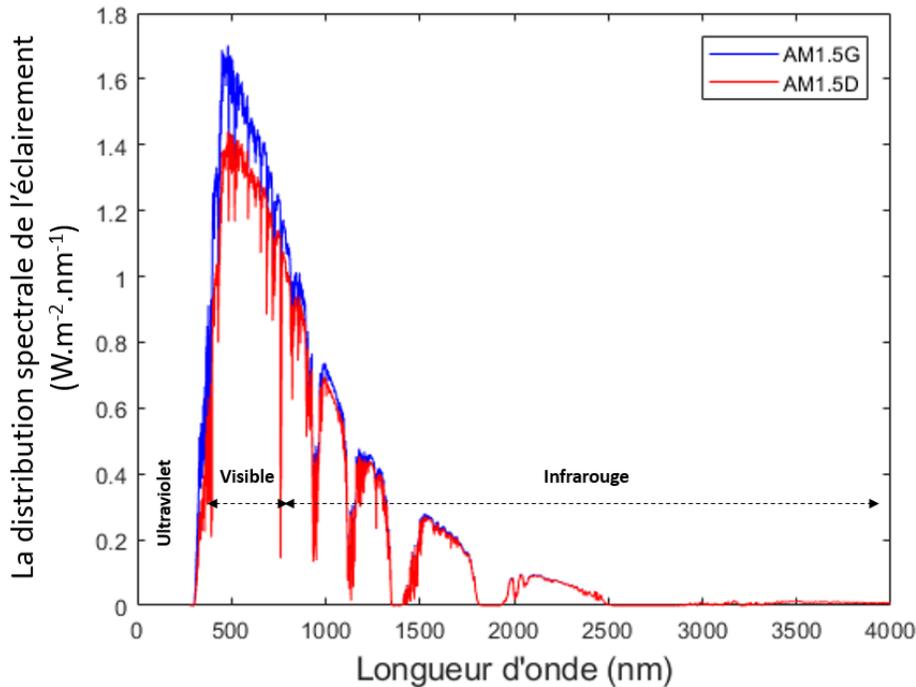


Figure I.5: Les spectres AM1.5D et AM1.5G de référence

Pour donner un ordre de grandeur de l'atténuation de l'éclairagement: le spectre AM1.5D représente en termes d'intensité environ 72 % (970 W.m^{-2}) du spectre hors atmosphère connu sous le nom AM0. Environ 10 % de la puissance de celui-ci est diffuse tandis qu'environ 18 % est absorbée par l'atmosphère. Le spectre AM1.5G contient aussi la composante diffuse par l'atmosphère et ainsi il est supérieur de 10 % en termes d'intensité par rapport à AM1.5D (environ 900 W.m^{-2}).

Dans la suite, nous allons nous focaliser sur l'éclairagement direct qui est la ressource solaire utile pour les systèmes CPV. Les effets de AM, des aérosols et de la vapeur d'eau ont été identifiés comme les plus influents sur l'atténuation du spectre de l'éclairagement direct [9].

L'influence de AM peut être constatée sur la **Figure I.6** qui montre des spectres générés par SMARTS2 à partir du spectre AM1.5D en faisant varier uniquement la valeur de AM entre 1.5 ($\theta_z = 48,2^\circ$) et 5 ($\theta_z = 78,5^\circ$). L'intensité du spectre AM1.5D est atténuée de 42 % suite à cette variation.

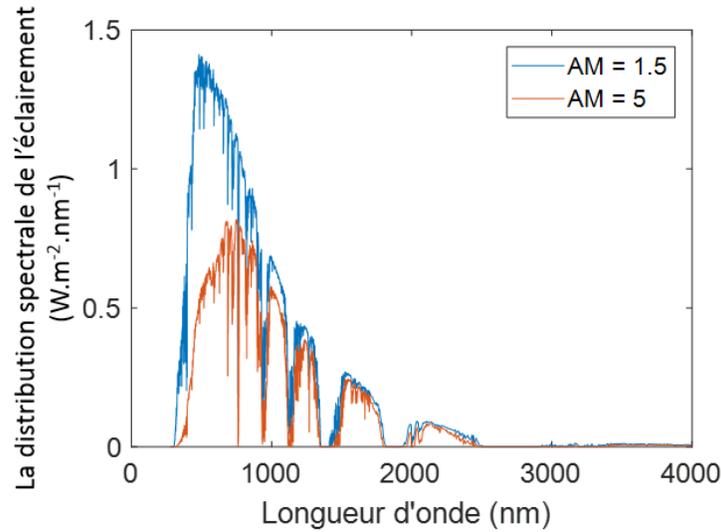


Figure I.6: Variation de DNI_{λ} en augmentant la masse d'air

La hauteur d'eau condensable est aussi appelée eau précipitable et notée PW (pour Precipitable Water) : cette grandeur indique la quantité de vapeur d'eau contenue dans une colonne de l'atmosphère et est exprimée en centimètres. La **Figure I.7** illustre l'atténuation du DNI_{λ} quand la valeur de PW augmente de 1,42 cm à 5 cm. La première valeur caractérise le spectre AM1.5D et la deuxième indique un climat à forte humidité (climat subtropical par exemple). L'intensité du spectre AM1.5D diminue de 7,6 % suite à cette variation de PW.

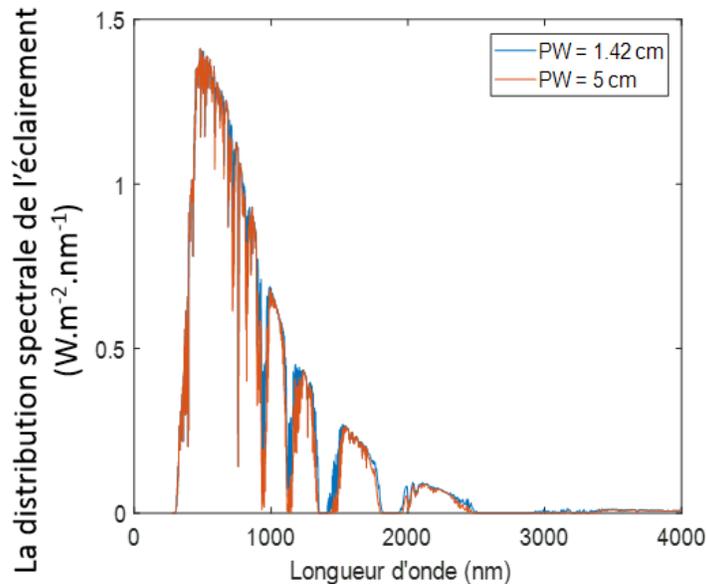


Figure I.7: Variation de DNI_{λ} avec la hauteur d'eau condensable

L'épaisseur optique des aérosols nommée AOD dans la littérature pour Aerosol Optical Depth est une grandeur sans unité qui caractérise l'atténuation de l'éclairement par la présence d'aérosols de différentes tailles dans une colonne de l'atmosphère [10]. Le spectre AM1.5D est caractérisé par une valeur $AOD=0,084$ (faible présence de particules dans l'air). La génération par SMARTS2 de spectres à des valeurs de AOD comprises entre 0.084 et 0,8 montre l'effet de ce paramètre sur DNI_{λ} (**Figure I.8**). La valeur

AOD=0,8 indique un ciel très chargé en particules. Un tel niveau d'AOD peut être mesuré suite à une forte tempête de sable par exemple [10]. Une variation d'AOD d'un facteur 10 engendre une baisse de l'intensité du spectre AM1.5D d'environ 50 %.

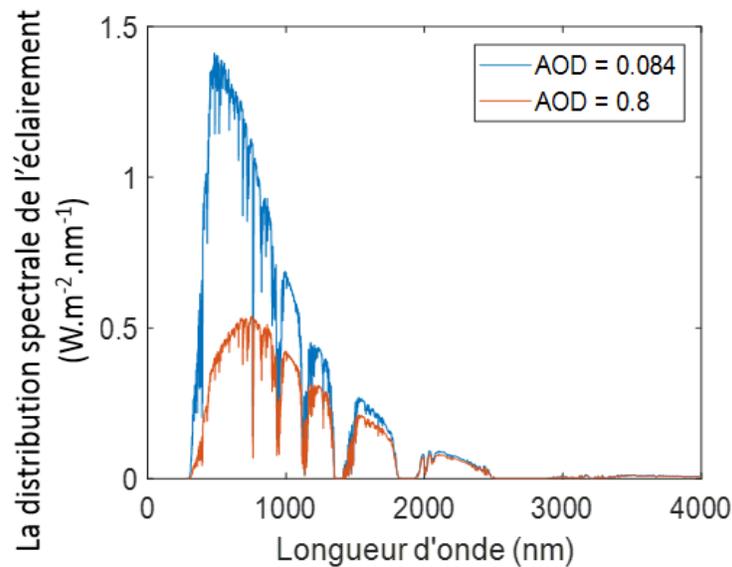


Figure I.8: Variation de DNI avec l'épaisseur optique d'aérosols (AOD)

Un site géographique donné peut être décrit par la valeur cumulée du DNI capté par an (en kWh.m⁻²/an) ou par jour (en kWh.m⁻²/jour). Cette caractéristique est très importante pour identifier des sites potentiels en vue de construire une centrale CPV. Des valeurs représentatives du DNI dans les différentes régions du Monde sont aujourd'hui accessibles grâce aux moyens de cartographie comme par exemple celle présentée sur la **Figure I.9** [11].

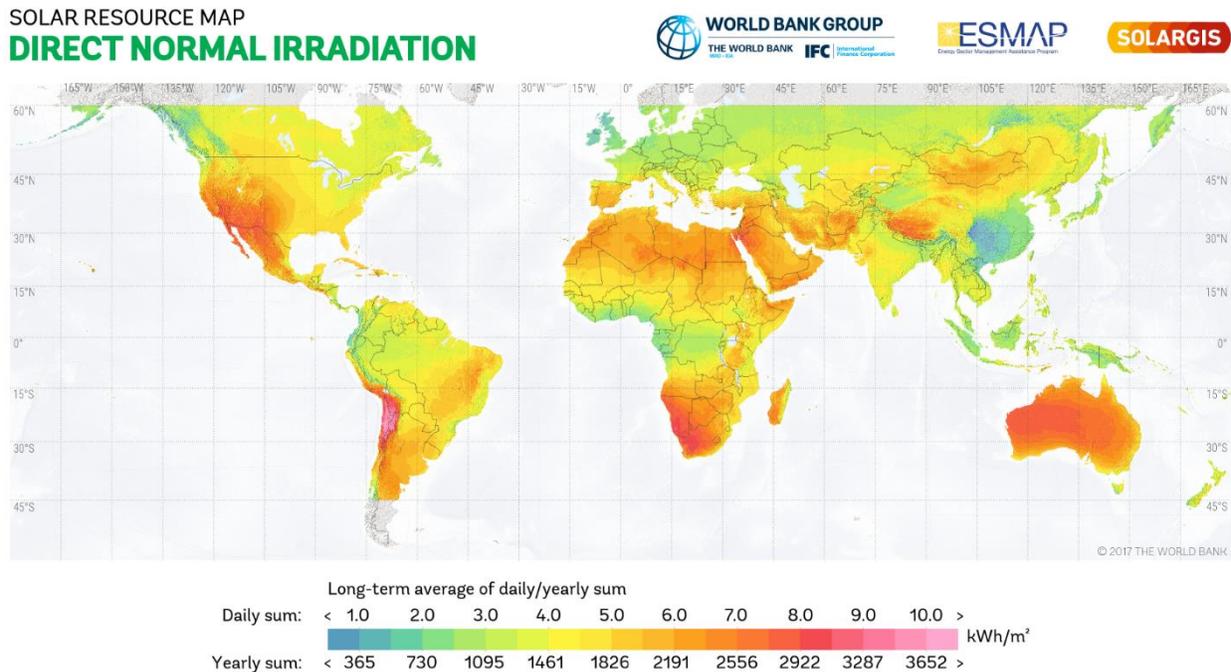


Figure I.9: Carte de l'irradiation directe normale dans le Monde [11]

L'irradiation solaire directe normale reçue au Sud-Est de la France par exemple peut atteindre environ 2000 kWh.m⁻²/an, et constitue de ce fait une région assez favorable pour le déploiement de systèmes CPV [12].

La mesure de DNI est réalisée à l'aide d'un pyréliomètre. Cet instrument est décrit plus précisément dans le **Chapitre III**. Dans la suite, nous décrirons la cellule multi-jonction utilisée pour convertir l'éclairement solaire en électricité dans les systèmes CPV.

3. La cellule multi-jonction

La photo-génération de courant dans une cellule PV mono-jonction est basée sur l'interaction entre les photons et les électrons du matériau semi-conducteur composant la cellule. Chaque matériau semi-conducteur est caractérisé par son énergie de gap (E_g). La condition pour qu'un électron puisse passer de la bande de valence à la bande de conduction du matériau est liée à un choc se produisant entre l'électron et un photon incident d'énergie supérieure à E_g (due à l'éclairement solaire) sur la surface de la cellule. Le passage des électrons suite à l'excitation crée des trous dans la bande de valence. La séparation des charges créées (électron-trous) est ensuite nécessaire pour éviter que celles-ci se recombinent. Ce rôle est joué par le champ électrique généré par la jonction. Ainsi une différence de potentiel est créée aux bornes de la jonction et la connexion d'un circuit électrique externe donnera naissance à une circulation des charges et donc d'un courant électrique [13].

Une cellule PV peut être modélisée par le circuit électrique équivalent à une diode sous illumination (**Figure I.10**). Il est ainsi possible d'obtenir par ce type de modèle la caractéristique courant-tension notée souvent « caractéristique I-V » de la cellule. Cette représentation que nous noterons « représentation 1D » dans la suite du document, considère la cellule comme une diode qui produit sous éclairement un courant qu'on appelle « courant photo-généré » I_{ph} qui peut être considéré comme dépendant linéairement du niveau d'éclairement. La génération de la puissance par la cellule est limitée par des phénomènes résistifs. Ceux-ci sont considérés en termes de résistance série R_s et résistance parallèle R_{sh} . Les grandeurs I_d et I_{sh} dans le schéma désignent respectivement les courants traversant la diode et la résistance R_{sh} .

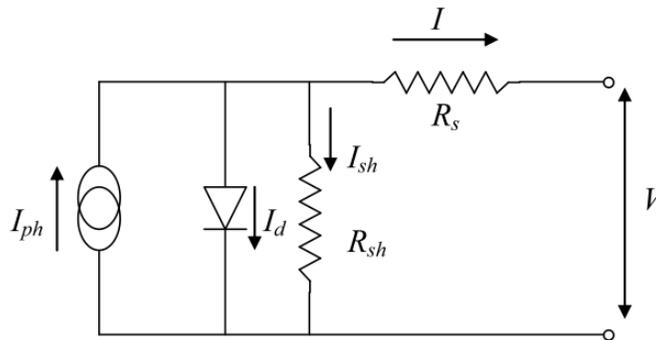


Figure I.10: La représentation à une diode d'une cellule PV mono-jonction

La caractéristique I-V de la cellule est ainsi représentée par l'équation (2). Les grandeurs n , q , $T_{cellule}$ et k_B représentent respectivement le facteur d'idéalité de la diode, la charge de l'électron, la température de la cellule et la constante de Boltzmann.

$$I = I_{ph} - \left(e^{\frac{q(V+R_s \cdot I)}{n \cdot k_B \cdot T_{cellule}}} - 1 \right) - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (2)$$

La **Figure I.11** montre la caractéristique I-V d'une cellule dont les principales caractéristiques sont :

- La tension de circuit ouvert notée V_{oc} (oc pour Open Circuit) : la tension entre les bornes de la cellule lorsque le courant est nul.
- Le courant de court-circuit noté I_{sc} (sc pour Short Circuit) : le courant produit par la cellule quand la tension est nulle.
- Le point de puissance maximale aux caractéristiques suivantes (mpp=Maximum Power Point) :
 - Le courant I_{mpp}
 - La tension V_{mpp}
 - La puissance P_{mpp}
- Le facteur de forme FF : le rapport entre la puissance P_{mpp} et le produit d' I_{sc} et V_{oc} .

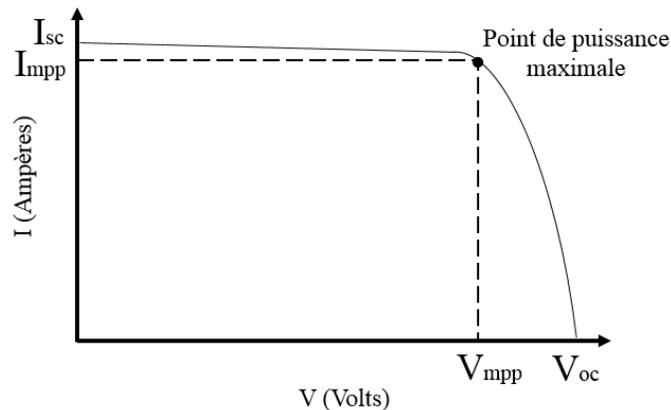


Figure I.11: Caractéristique I-V d'une cellule solaire

La caractéristique de la cellule dépend principalement :

- De la température de la cellule $T_{cellule}$: cette dépendance est souvent exprimée par les coefficients de variation de V_{oc} et de I_{sc} avec la température appelés coefficients de température, notés respectivement dans la littérature $\beta_{V_{oc}}$ et $\alpha_{I_{sc}}$. On peut montrer avec le modèle à une diode que le coefficient $\beta_{V_{oc}}$ traduit un effet négatif de la température (la variation de V_{oc} avec la température est inversement proportionnelle à la température) tandis que $\alpha_{I_{sc}}$ traduit une amélioration très légère du courant avec la température (de l'ordre de 0,06 % par °C pour le Silicium). Globalement, le rendement diminue avec la température.
- Des caractéristiques de l'éclairement incident en termes d'homogénéité, de distribution spectrale et d'intensité.
- Du rendement de la cellule : le rapport de la puissance P_{mpp} sur la puissance solaire incidente.

La cellule PV mono-jonction ne peut théoriquement pas convertir plus de 33,7 % du flux solaire incident avec un matériau semi-conducteur à $E_g = 1,34$ eV (limite de Shockley-Queisser [14]). Cette limite atteint 29 % pour les cellules à base de Silicium cristallin (E_g (Si) $\approx 1,1$ eV). On peut constater cette limitation en mesurant la réponse spectrale de la cellule $SR_{cellule}$. Celle-ci est définie comme le courant photo-généré par la cellule par la puissance solaire captée à une longueur d'onde. $SR_{cellule}$ est nulle quand le photon incident a une énergie E_{photon} inférieure à E_g . Pour les photons avec $E_{photon} = E_g$, $SR_{cellule}$ est maximale. Celle-ci diminue pour les photons ayant un excès d'énergie ($E_{photon} > E_g$), l'excès d'énergie est principalement converti en chaleur.

Pour augmenter la limite du rendement théorique d'une cellule PV, l'une des voies de développement qui a été proposée par la communauté scientifique est d'élargir la bande spectrale absorbable du rayonnement. Cela a été possible avec la conception de la Cellule Multi-Jonction (CMJ) qui peut être considérée comme l'empilement de plusieurs jonctions photovoltaïques à base de matériaux semi-conducteurs à E_g décroissante. Cet assemblage permet sous éclairage de convertir les photons à énergie supérieure (petites longueurs d'onde) par la première jonction face au soleil. Les photons non-convertis sont transmis optiquement à la jonction qui suit à base du matériau à E_g plus petite. Ce processus se poursuit jusqu'à atteindre la dernière jonction qui est conçue pour convertir les longueurs d'onde supérieures. Les jonctions composant la CMJ sont connectées électriquement en série et de ce fait le courant total généré est limité par la cellule qui produit le courant le plus faible.

La CMJ la plus utilisée dans les systèmes CPV est la cellule triple-jonction (3J) à base des matériaux appartenant aux colonnes III et V du tableau de Mendeleïev: GaInP ($E_g \approx 1,9$ eV), GaInAs ($E_g \approx 1,42$ eV) et Ge ($E_g \approx 0,67$ eV). La jonction à base du matériau GaInP appelée « sous-cellule Top » convertit les photons à énergie E_{photon} supérieure à $E_g(\text{GaInP})$, celle du milieu appelée « sous-cellule Middle » pour les photons avec $E_g(\text{GaInAs}) < E_{\text{photon}} < E_g(\text{GaInP})$ et la dernière appelée « sous-cellule Bottom » pour les photons avec $E_g(\text{Ge}) < E_{\text{photon}} < E_g(\text{GaInAs})$. La **Figure I.12** [15] montre la configuration de cette cellule et les bandes d'absorption des trois jonctions par rapport au spectre AM1.5D. Le changement du spectre solaire sous l'influence de divers facteurs comme décrit précédemment, peut limiter l'énergie incidente sur une des bandes spectrales et ainsi le courant généré par la sous-cellule qui absorbe le flux sur cette bande.

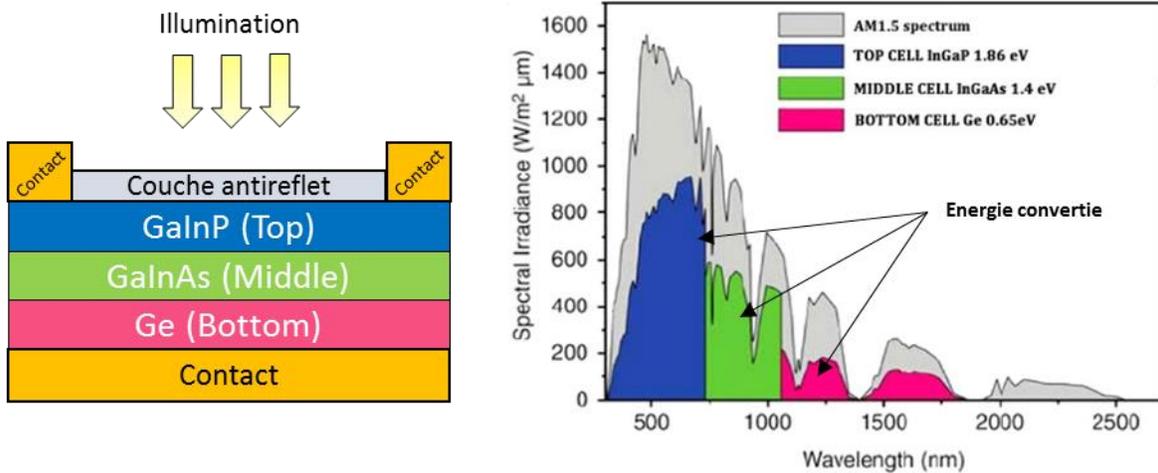


Figure I.12: La conversion du spectre par une cellule triple-jonction [15]

La tension de la CMJ est égale à la somme des tensions des trois sous-cellules, tandis que son courant est égal au courant minimal des trois sous-cellules. Ainsi, la caractéristique I-V de la CMJ est obtenue à partir des caractéristiques I-V des sous-cellules comme cela est visible sur la **Figure I.13** [16] représentant la courbe courant surfacique – tension (notée J-V) d'une cellule 3J telle que celle décrite précédemment. Le courant surfacique est égal à la valeur du courant par unité de surface de la cellule. Les courbes rouge, verte et bleue représentent respectivement les caractéristiques J-V des trois sous-cellules tandis que la courbe grise représente la caractéristique de la cellule 3J.

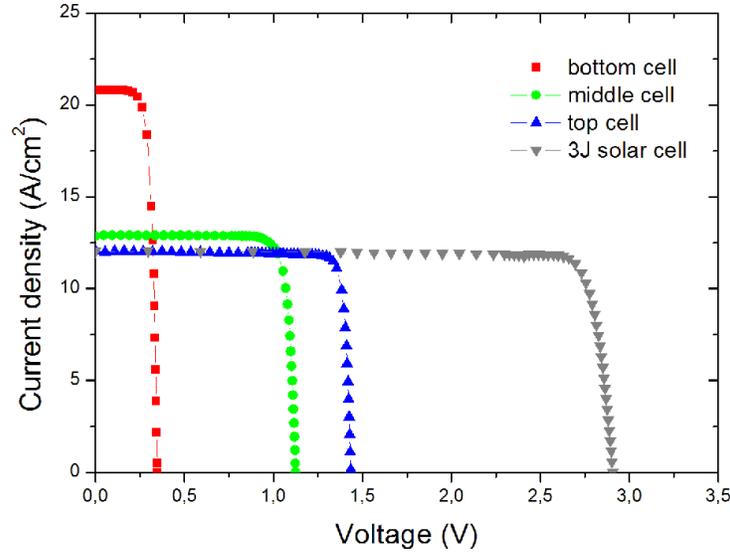


Figure I.13: Caractéristique courant-tension de la cellule 3J [16]

Vos et al. [17] ont estimé le rendement maximal théorique sous 1 soleil (Illumination sans concentration d'intensité égale à 1000 W.m^{-2}) d'une cellule double-jonction (2J) à 42 %. Le rendement s'élève à 49 % et 53 % pour des cellules 3J et quatre-jonction (4J) respectivement.

Une deuxième voie d'amélioration du rendement des cellules PV identifiée par la communauté scientifique est la concentration du flux solaire incident sur la surface de la cellule. En partant de la représentation 1D d'une cellule décrite précédemment, une relation peut être obtenue entre la concentration qu'on notera X , la tension $V_{oc}(X)$ sous concentration et celle sous un soleil notée $V_{oc, 1 \text{ soleil}}$. Cette relation est exprimée par l'Equation (3) et décrit la variation linéaire de V_{oc} avec le logarithme de X .

$$V_{oc} = V_{oc, 1 \text{ soleil}} + \frac{n \cdot k_B \cdot T_{cellule}}{q} \ln(X) \quad (3)$$

La tension V_{oc} augmente avec X (Figure I.14), cependant, les pertes ohmiques de puissance dans la cellule ($R_s I^2$) augmentent également avec X . L'hypothèse de linéarité du courant avec l'éclairement reste acceptable sous concentration [18]. Le rendement de la cellule $\eta(X)$ sous concentration peut être exprimé en fonction de X par l'Equation (4):

$$\eta(X) = \eta_{1 \text{ soleil}} \cdot \left(\frac{FF(X)}{FF_{1 \text{ soleil}}} \right) \cdot \left(1 + \frac{\frac{n \cdot k_B \cdot T_{cellule}}{q} \cdot \ln(X)}{V_{oc, 1 \text{ soleil}}} \right) \quad (4)$$

Les grandeurs $\eta_{1 \text{ soleil}}$, $FF_{1 \text{ soleil}}$, $FF(X)$ et $V_{oc, 1 \text{ soleil}}$ représentent respectivement le rendement sous un soleil, le facteur FF sous un soleil, FF sous concentration et la tension V_{oc} sous un soleil. L'augmentation de X s'accompagne d'une augmentation légère du facteur FF, cependant à partir d'une certaine valeur de X , celui-ci est limité par les pertes résistives.

L'effet de la concentration sur le rendement peut être constaté sur la Figure I.14 [18] montrant la variation de η , FF et V_{oc} avec X dans le cas d'une CMJ. Ces résultats ont été validés expérimentalement par la mesure

de courbes I-V sous illumination contrôlée [18]. Les points et les courbes dans les graphes représentent respectivement les valeurs mesurées et celles calculées.

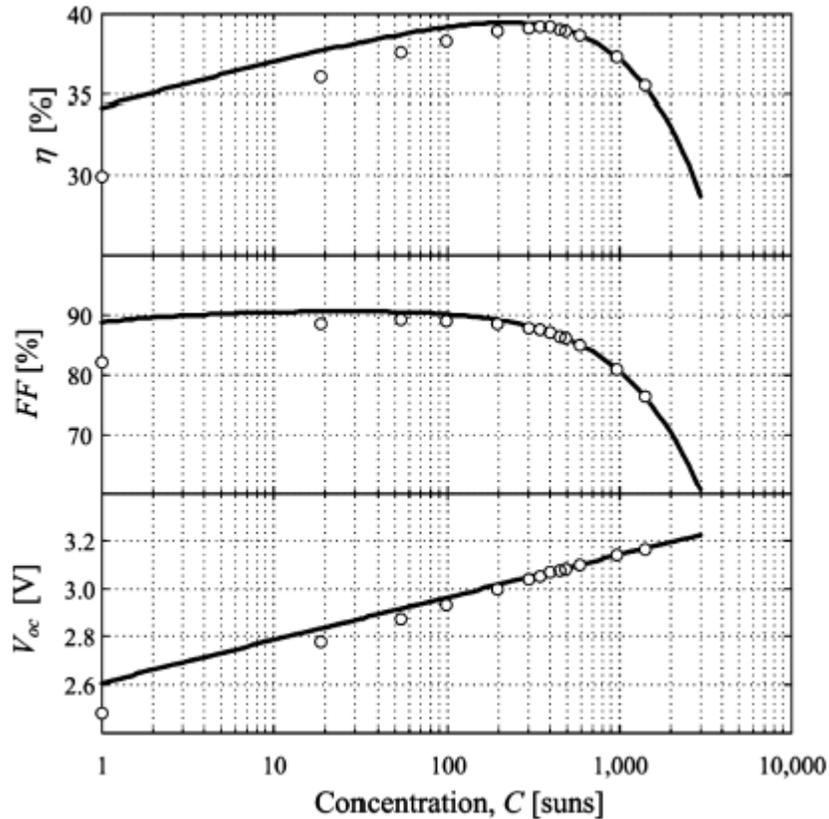


Figure I.14: Effet de la concentration sur le rendement d'une cellule multi-jonction

D'après les graphes précédents, on constate que l'augmentation de $\eta(X)$ avant une certaine valeur de X est portée principalement par l'amélioration de V_{oc} et légèrement par celle de FF , celui-ci étant également dépendant de V_{oc} . Pour une cellule 3J par exemple, la tension maximale se situe à quelques centaines de soleils (**Figure I.14**) [18]. La tension V_{oc} de la cellule 3J augmente d'environ 2,6 V sous 1 soleil à environ 3,2 V sous mille soleils. Généralement, comparée à une cellule mono-jonction, la CMJ génère un courant assez faible par rapport à la tension entre ses bornes limitant ainsi l'effet résistif décrit précédemment. Ainsi, il est possible d'atteindre avec les CMJ des rendements assez importants en augmentant la concentration lumineuse.

Aujourd'hui les cellules 3J ont atteint un rendement de conversion de 44,4 % sous 302 soleils tandis que le record officiel en rendement d'une cellule PV est détenu par la cellule 6J avec 47,1 % de rendement sous 143 soleils [19]. Vos et al. [17] ont estimé les rendements maximaux théoriques pour les cellules 2J, 3J et 4J sous une très haute concentration de 45900 soleils à 55 %, 63 % et 68 % respectivement. Dans § : 4, nous décrirons l'utilisation de ces cellules dans les systèmes PV à concentration.

4. Les systèmes photovoltaïques à concentration (CPV)

4.1. Composition et fonctionnement

Les concentrateurs PV utilisent des composants optiques pour concentrer l'éclairement direct sur des cellules PV de petite taille (ayant une surface active de quelques centaines de μm^2 à quelques cm^2 selon la configuration). Les cellules utilisées étant souvent des CMJ à base de matériaux III-V assez rares et coûteux, l'idée qui a inspiré la conception d'un système CPV était de pouvoir concentrer la lumière moyennant des éléments optiques à bas coût sur des petites cellules très performantes réduisant ainsi le coût des matériaux semi-conducteurs. Pour donner un ordre de grandeur du coût, pour une cellule 3J par exemple il peut atteindre par unité de surface plusieurs centaines de fois le prix de la cellule silicium largement utilisée [20], [21].

A la différence des systèmes CSP qui produisent de la chaleur, les systèmes CPV produisent directement l'électricité. Ces systèmes peuvent être classés selon le rapport de concentration géométrique CR en trois catégories :

- Le PV à basse concentration (« low concentration PV » ou LCPV) pour un rapport de concentration entre 1 et 40 soleils ;
- Le PV à moyenne concentration (« medium concentration PV » ou MCPV) pour un rapport de concentration entre 40 et 300 soleils ;
- Le PV à haute concentration (« high concentration PV » ou HCPV) pour un rapport de concentration entre 300 et 2000 soleils ;

Il est utile de distinguer le rapport de concentration géométrique CR de la concentration effective X décrite précédemment: la concentration géométrique est définie comme le rapport entre la surface d'incidence de l'optique concentratrice et la surface active de la cellule. X, par contre, représente la concentration effective perçue par la cellule et est mesurée en termes de courant photo-généré.

Le système CPV est composé de modules CPV (concentrateurs PV) montés sur un suiveur solaire et connectés à une charge qui peut être soit le réseau électrique via un onduleur, un moyen de stockage d'électricité ou une autre charge utile. Le module est une enceinte composée principalement de 3 étages : Le plan des éléments optiques, le récepteur électrique qui regroupe les cellules interconnectées et la face arrière du module où sont placés des dissipateurs de chaleur pour refroidir les cellules pendant leur fonctionnement. A haute concentration, sous 500 soleils par exemple, la température de la cellule peut atteindre 1400 °C d'où la nécessité d'utiliser des dissipateurs de chaleur [22]. Suivant leur conception, les concentrateurs PV peuvent être classés en 3 catégories [23] :

- Conception à une cellule : concentrateurs ponctuels à base de paires optique-cellule, largement utilisés dans le CPV ;
- Conception à base de récepteurs linéaires : généralement à base de miroirs cylindro-paraboliques qui concentrent le flux sur des cellules interconnectées se trouvant sur la ligne focale des miroirs. Cette conception est souvent utilisée avec des suiveurs solaires mono-axiaux ;
- Conception à base de récepteurs denses de cellules : la tache lumineuse produite par l'élément optique est assez large pour éclairer une rangée de cellules interconnectées.

La **Figure I.15** [23] illustre les trois concepts :

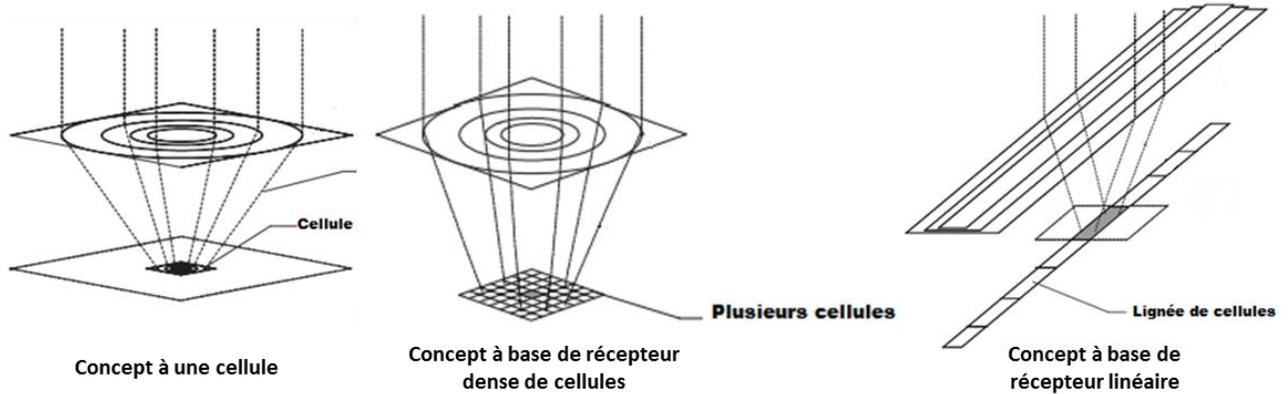


Figure I.15: Différentes conceptions de concentrateurs PV [23]

Les modules HCPV ont été conçus pour la plupart sur la base de concentrateurs « à une cellule » et ce avec des cellules 3J ou 4J de différentes configurations. La **Figure I.16** montre la composition d'un système HCPV à base de concentrateurs ponctuels. Les modules sont conçus avec un premier étage optique qu'on appelle « élément optique primaire » (POE pour Primary Optical Element) qui est souvent constitué d'une lentille de Fresnel et complété parfois par un « élément optique secondaire » (SOE pour Secondary Optical Element). Les axes optiques de ces éléments doivent être alignés très précisément au centre de la cellule.

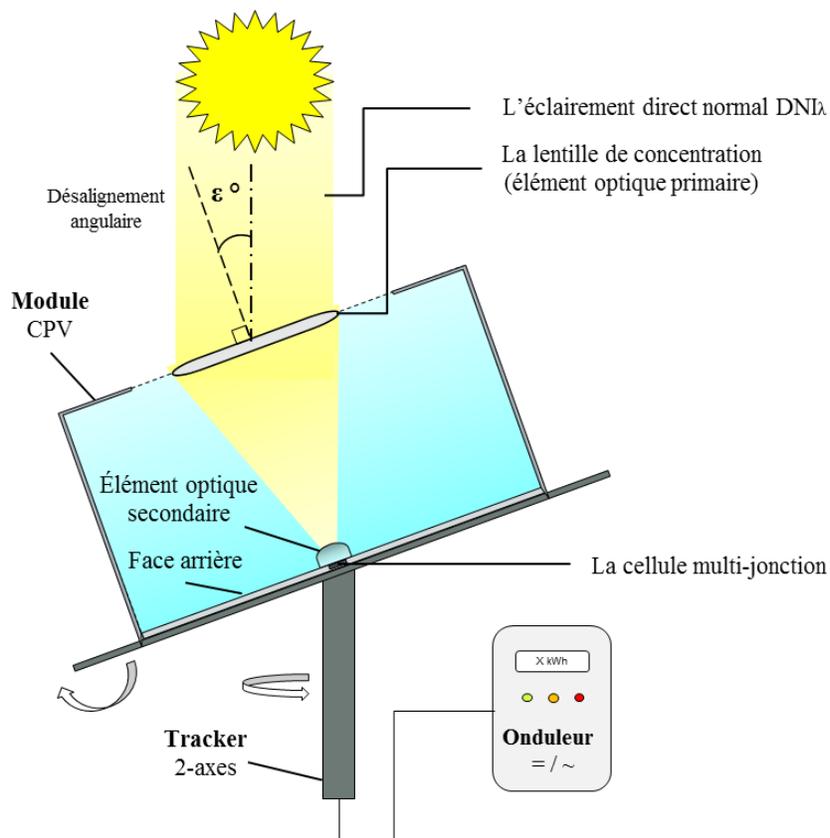


Figure I.16: Composition d'un système PV à haute concentration

La puissance générée par la cellule est sensible au désalignement angulaire (causant le déplacement du point focal du POE) et cette tolérance angulaire est caractérisée par l'angle d'admission nommé AA° . Celui-ci

représente l'angle de désalignement pour lequel la puissance perd 10 % de sa valeur aux conditions standards de test des concentrateurs PV (CSTC)².

Dans le HCPV, les suiveurs solaires utilisés (souvent appelés « trackers » en anglais) sont à deux axes et capables de suivre la position géométrique du soleil pendant la journée avec un désalignement angulaire inférieure à 1°. Le rendement optique (le rapport de l'énergie captée par la cellule et celle incidente sur le POE) d'un module HCPV est amélioré avec l'utilisation d'un SOE et ceci tout en augmentant AA°. Victoria et al. ont pu comparer différents types d'éléments optiques SOE, et ont constaté une augmentation du rendement optique de 80 % à 89 % suite à l'ajout d'un SOE réfractif (un dôme) [24]. Une augmentation de AA° de $\pm 0,42^\circ$ (sans SOE) à $\pm 1,4^\circ$ a été constatée suite à l'ajout d'un autre SOE sous forme d'un collecteur parabolique [24]. L'éclairement transmis à la cellule dépend principalement de la conception du POE (conception et matériaux utilisés), du désalignement du « tracker » et de la température qui peut influencer les caractéristiques optiques du POE et ainsi l'homogénéité de l'éclairement qui arrive sur la surface de la cellule (créant ainsi des gradients de courant et de température) ainsi que sa distribution spectrale [25].

L'une des raisons de l'utilisation de la cellule multi-jonction dans les systèmes HCPV est bien ses bonnes performances à haute température. La dépendance des performances des cellules CPV aux variations de la température est principalement régie par la variation de l'énergie de gap E_g des matériaux semi-conducteurs avec la température impactant ainsi le courant et la tension de la cellule. Siefer et al. [26] ont pu tester trois configurations de CMJ sous plusieurs niveaux de concentration. Ils ont constaté que la tension à circuit ouvert sous 1 soleil de la cellule 3J décrite précédemment par exemple, varie relativement de - 0,3 %/K avec l'augmentation de la température. Ce chiffre est à comparer avec celui de la cellule Silicium d'environ - 0,45 %/K [27], moins résistante à l'effet de l'augmentation de la température.

La dépendance du courant photo-généré par la cellule au spectre est assez complexe et dépend de la configuration POE-cellule adoptée. Différentes configurations ont pu être caractérisées dans la littérature pour évaluer la sensibilité au changement du spectre de leurs performances aussi bien sous illumination contrôlée qu'en extérieur sous conditions réelles de fonctionnement [28]. Cette sensibilité sera décrite dans le **Chapitre III** pour les configurations de systèmes qui ont été étudiés dans le cadre de cette thèse.

4.2. La technologie CPV dans le monde

La puissance installée à base de systèmes CPV cumulée depuis 2002 s'élève actuellement à plus de 370 MWc. 90 % de cette puissance est basée sur des systèmes HCPV. La **Figure I.17** montre l'évolution de la puissance installée jusqu'à fin 2016 quand les dernières centrales CPV récemment installées ont été mises en service [12].

²CSTC : Sous une illumination de 1000 W/m², à une température de cellule de 25 °C et sous un spectre AM1.5D

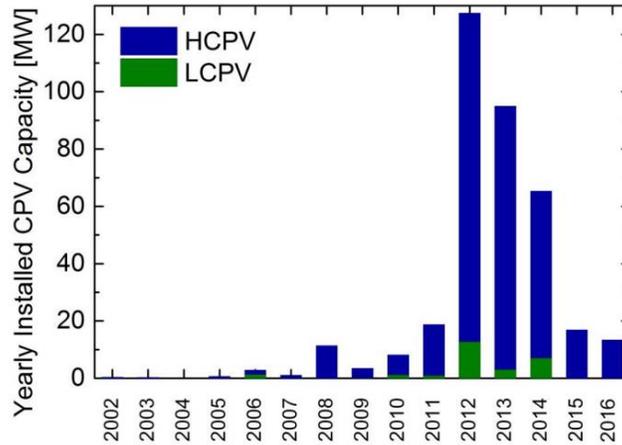


Figure I.17: La puissance CPV installée par an [12]

On constate sur la **Figure I.17** une baisse drastique de la puissance installée depuis 2012. Celle-ci est principalement due à la baisse de compétitivité de la technologie en termes de coût comparée au PV classique qui a connu pendant cette période une baisse importante de coût (moins d’un euro par Wc pour une centrale PV).

Des avancées de normalisation des procédures d’évaluation des performances des modules CPV ont pu être réalisées. Les normes IEC 62108 et IEC 62670-3 décrivent respectivement les procédures de qualification des modules et de mesure des performances aux conditions standards de test. Le **Tableau I.1** résume les conditions de test au laboratoire CSTC et à l’extérieur CSOC³.

Conditions	DNI	T _{cellule}	Spectre	Vitesse du vent
CSTC (sous illumination contrôlée)	1000 W.m ⁻²	25 °C	AM1.5D	
CSOC (Sous le soleil)	900 W.m ⁻²	20 °C	AM1.5D	2 m.s ⁻¹

Tableau I.1: Les conditions de test CSTC et CSOC des modules CPV

Le développement de différentes configurations de CMJ a contribué à la réalisation de concepts de modules CPV de plus en plus performants. La **Figure I.18** décrit l’évolution des concepts de cellules, modules et systèmes CPV jusqu’à fin 2016 en fonction de leur rendement de conversion électrique [12].

³ Concentrator standard operating conditions

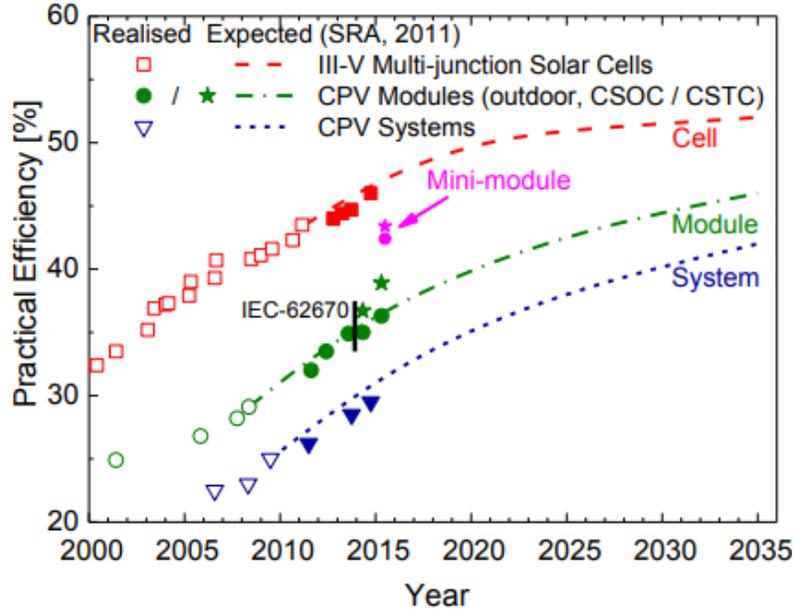


Figure I.18: Amélioration du rendement des cellules, modules et systèmes CPV [12]

Comme indiqué dans § : 3 la cellule CPV a pu atteindre 46 % de rendement grâce à l'ajout d'une quatrième jonction (en 2019, un nouveau record de 47,1 % a été atteint avec la cellule 6J). La cellule a pu être utilisée dans la conception d'un module CPV qui détient le record en rendement à ce jour avec 38,9 % sous CSTC. Toutefois, la cellule 4J reste rarement utilisée dans les systèmes CPV principalement dû à son coût élevé de fabrication.

Parallèlement au développement de cellules CPV, les modules et les systèmes ont aussi bien évolué notamment sur les aspects [29] :

- Dispositif optique : la réduction du coût des POE avec l'utilisation des lentilles de Fresnel et leur couplage avec des SOE pour augmenter la valeur de AA° des modules.
- Assemblage du module : développement de moyens de production à grande échelle de modules en travaillant sur le choix des matériaux et les techniques de montage automatique permettant d'avoir un alignement optique des éléments très précis à bas coût.
- Suiveur solaire : dimensionnement de structures permettant d'installer plus de puissance sur une voile tout en réduisant la quantité utilisée de matériaux.

La gestion de la chaleur produite sous concentration est un point important dans la démarche d'amélioration, deux options ont été considérées :

- La dissipation de la chaleur : on peut distinguer deux concepts
 - Le refroidissement actif consiste à faire circuler un liquide en contact avec la face arrière des récepteurs pour refroidir les cellules pendant leur fonctionnement,
 - Le refroidissement passif consiste à refroidir les cellules par convection moyennant des dissipateurs. Les premiers prototypes de modules CPV étaient équipés de grand dissipateurs pour refroidir des cellules d'une surface de l'ordre de quelques cm^2 . Avec l'utilisation de la microélectronique dans la conception des modules (micro-concentrateurs), la taille de la

cellule a diminué (une surface inférieure à 1 mm^2) et les besoins de refroidissement en termes d'énergie ont également diminué.

- Réutiliser la chaleur : dans le cadre d'un système hybride couplant le récepteur CPV à un cycle thermique.

Les modules HCPV les plus déployés actuellement sur des centrales de puissance installée d'au moins 1 MWc ont été fabriqués par Suncore (environ 145 MWc), Soitec (dont l'activité CPV a été rachetée par Stace) avec environ 83 MWc installés et Amonix (actuellement Arzon Solar) avec plus de 40 MWc installés [12]. Les trois technologies utilisent des POE sous forme de lentilles de Fresnel et avec des plages de concentration qui se situent entre 500 soleils et 1090 soleils [30]. La

Figure I.19 montre des systèmes basés sur ces trois modules, déployés sur des centrales CPV actuellement en service [31]–[33].

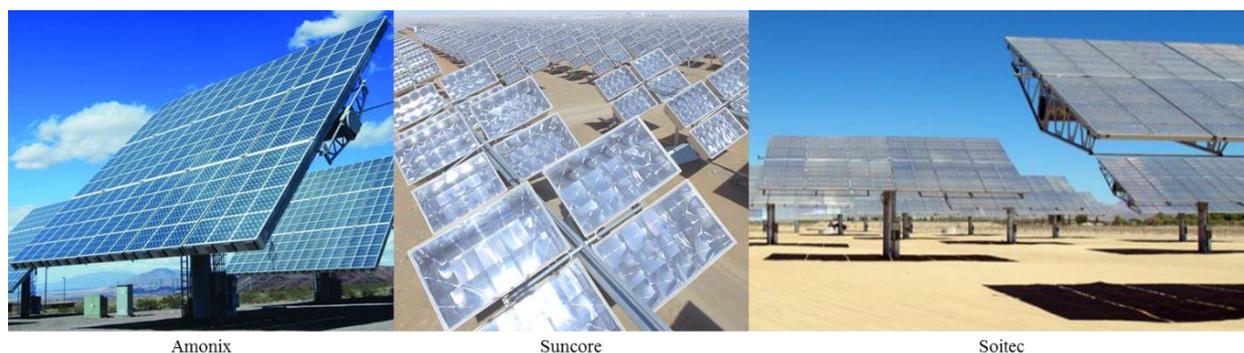


Figure I.19: Les modules CPV les plus déployés dans le Monde [31]–[33]

Plusieurs objectifs avaient été fixés par la communauté CPV depuis 2008 pour réduire les coûts de production des systèmes [29]. L'estimation du coût de la production des différentes composantes du système est difficile vu le manque de données sur cette thématique. Pour donner un ordre de grandeur, nous allons citer quelques chiffres, datant de l'année 2014, rapportés par la littérature [34] pour une centrale CPV avec les caractéristiques suivantes :

- Cellule : cellule 3J de taille $5,5 \times 5,5 \text{ mm}$ ayant un rendement de 40 % sous 1000 soleils (environ $0,19 \text{ €/Wc}$ contre entre $0,13 \text{ €}$ et $0,17 \text{ €}$ par Wc pour les cellules à base de silicium monocristallin)
- Éléments optiques : un POE sous forme d'une lentille de Fresnel avec l'utilisation d'un SOE (coût par unité de surface : entre 64 et 88 €/m^2)
- Tracker à deux axes : environ $0,44 \text{ €/Wc}$ en incluant le coût de l'assemblage et du câblage de la partie DC (courant continu)
- Onduleur : environ $0,31 \text{ €/Wc}$ en incluant les coûts du matériel électrique nécessaire et du poste de transformation.

Le coût de l'électricité produite par les systèmes CPV a été étudié dans la littérature. Les études de calcul du coût de l'électricité produite « LCOE » (Levelized Cost Of Electricity) ont pris en compte plusieurs scénarios en considérant les technologies de systèmes CPV actuelles. Les estimations n'ont pas pu être validées sur des cas réels par manque de données historiques de production de centrales CPV suffisamment longues comme c'est le cas pour le PV. Des estimations qui varient entre $0,05 \text{ €/kWh}$ et $0,11 \text{ €/kWh}$ (contre moins de $0,08 \text{ €/kWh}$ pour le PV selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables [35]) ont été rapportées pour des cas de systèmes HCPV d'environ 30 % de rendement AC⁴ en fonctionnement sur des sites ayant des valeurs annuelles d'irradiation directe normale entre 2600 kWh/m^2 et 1800 kWh/m^2 [34].

⁴ Rendement AC : rapport de la puissance générée par l'onduleur et l'énergie reçue par les modules

Le LCOE dépend non seulement du coût de l'installation (en €/Wc) mais également de la durée de vie des composants du système, de la performance du système pendant la durée de vie, des coûts de maintenance et d'opération et de l'environnement dans lequel fonctionne l'installation. L'estimation du productible en considérant les facteurs précédents est nécessaire pour le calcul du LCOE dans le cadre d'un projet de centrale CPV.

Dans § : 5, nous définirons le cadre de l'étude par rapport au contexte actuel de la technologie CPV et décrirons les objectifs visés.

5. Problématique et objectifs de la thèse

La rentabilité d'un projet de centrale de production d'énergie est étudiée comme tout autre projet dès les premières phases de l'étude de sa faisabilité. Un porteur de projet de centrale doit justifier de la faisabilité technique et économique de son projet auprès d'un investisseur potentiel et cela est souvent exprimé par plusieurs indicateurs financiers. Un des plus importants de ces facteurs financiers est le TRI ou le « taux de rentabilité interne » (exprimé en %) qui prend en compte tous les flux financiers liés au projet (investissement, fiscalité, revenus par la vente d'électricité ainsi que les différents frais) pour avoir comme résultat un rendement annuel sur l'investissement. C'est un outil d'aide à la décision qui permet, de par sa nature, de comparer plusieurs projets en termes de rentabilité.

Dans les paragraphes précédents, nous avons décrit brièvement la composition du système CPV et comment sa performance dépend de l'interaction de plusieurs facteurs. Aujourd'hui le déploiement de ces systèmes est freiné par le coût de production assez élevé et aussi en partie par l'incertitude liée à l'estimation de l'énergie productible sur la durée de vie d'une centrale. Une étude a pu estimer le TRI minimal requis pour l'investissement dans un projet de centrale HCPV dans plusieurs pays entre 5 % et 20 % pour la plupart [36]. D'après des études similaires, l'installation d'une centrale HCPV à grande échelle pourrait être compétitive si déployée sur des zones géographiques avec des valeurs annuelles d'irradiation directe normale de plus de 2000 kWh/m² [12].

Aujourd'hui l'étude du productible dans le cadre des projets de centrales PV se fait en utilisant des logiciels commerciaux comme PVSyst [37]. Cet outil largement utilisé par les professionnels du PV permet d'avoir une estimation du productible à partir des données météorologiques du site géographique et de modèles de puissances avec une incertitude de quelques pourcents. Cependant, l'outil en question ne comporte pas un modèle générique dédié au HCPV, il en résulte donc un besoin de développer de tels modèles de puissance.

Dans le cadre d'une étude de productible, les données généralement disponibles pour un industriel sont des bases de données appelées « années météorologiques typiques » qui recensent principalement des valeurs de l'énergie solaire et de la température obtenues statistiquement à partir d'un historique de données de plusieurs années sur le site d'étude. Aujourd'hui des données typiques d'irradiation directe normale, nécessaire pour évaluer la puissance d'une centrale CPV, sont disponibles pour la plupart des régions du Monde mais moins fréquemment que pour l'irradiation solaire globale.

Nombre de chercheurs se sont intéressés à développer des modèles de puissance électrique pour des systèmes HCPV et ceci en vue d'estimer l'énergie produite à long terme. Cependant, ces modèles ont été pour la plupart déterminés sur la base de données mesurées sous des conditions contrôlées de fonctionnement et partant de variables d'entrée parfois peu accessibles. Parmi ces variables on peut citer les mesures du spectre solaire incident et de variables liées au fonctionnement du système telles que la température de la cellule et la précision du suivi du soleil par le « tracker ». On reviendra avec plus de détails sur ces aspects dans le **Chapitre II**.

Notre étude propose de développer un modèle permettant d'estimer la puissance instantanée générée par une centrale CPV et par la suite l'énergie produite en se mettant dans un cadre plus réaliste en termes d'accessibilité aux variables d'entrée du modèle et des conditions de fonctionnement des installations étudiées.

Les modèles de la littérature ont été évalués sur différents sites géographiques en adoptant à chaque fois des approches différentes. Il est donc difficile de comparer les résultats obtenus. Dans nos travaux, nous nous efforcerons de comparer nos modèles sur plusieurs sites avec des caractéristiques météorologiques différentes.

Les objectifs visés par ce travail sont :

- Identifier les variables qui influencent la puissance d'un système CPV en conditions réelles de fonctionnement ;
- Identifier la forme des modèles de puissance électrique ;
- Comparer les résultats des modèles sur les sites d'étude suivant les variables d'entrée et les indicateurs d'incertitude ;
- Évaluer la sensibilité des résultats du modèle identifié au changement du site géographique ;

Dans le **Chapitre II**, une étude de l'état de l'art sur les modèles de puissance disponible dans la littérature est présentée. Elle permettra d'avoir une idée précise des performances et des formes des modèles existants ainsi que des variables d'entrée utilisées.

Ensuite, le **Chapitre III** décrit le dispositif expérimental mis en place ainsi que la procédure permettant de constituer les jeux de données nécessaires à la détermination des modèles et l'estimation de leurs performances.

Dans le **Chapitre IV**, différentes formes de modèles sont évaluées sur les jeux de données constitués et une étude comparative des résultats des modèles sera présentée.

Le **Chapitre V** est dédié à l'évaluation de la dépendance du modèle choisi au changement de la localisation géographique du système.

Enfin, la **Conclusion** récapitule les principaux résultats de cette étude et propose des perspectives de travail.

Chapitre II : Etat de l'art des modèles de puissance électrique d'un système CPV

Introduction

Ce chapitre présente l'état de l'art des modèles proposés par la communauté scientifique qui permettent de calculer la puissance électrique générée par un système CPV. Dans un premier temps, les différentes variables d'entrée des modèles sont énumérées et décrites. Puis, les modèles de puissance électrique de systèmes CPV les plus pertinents sont présentés et classifiés en vue des objectifs de notre étude. L'outil SMARTS et les modèles de température de cellule qui interviennent dans la modélisation sont détaillés. Enfin, les performances de ces modèles sont comparées, en fonction de différents indicateurs d'incertitude.

1. Les variables d'entrée des modèles

Nous distinguons deux types de variables : les variables indépendantes et les variables dépendantes du système CPV. Dans la suite, nous décrivons uniquement les variables utilisées par les modèles de puissance qui sont présentés dans § : 5.

1.1. Les variables indépendantes du système CPV

Les variables d'entrée des modèles de la littérature qui ne sont pas liées à la composition du système CPV ou à son fonctionnement (i.e. matériaux des cellules, système de tracking, ...) sont principalement les variables météorologiques présentées dans le **Tableau II.1**.

Tableau II.1 : Variables météorologiques utilisées par les modèles de la littérature

DNI	Eclairement direct normal à large bande	$W.m^{-2}$
DNI_{λ}	Eclairement direct normal par bande spectrale	$W.m^{-2}.nm^{-1}$
v_{vent}	Vitesse du vent instantanée	$m.s^{-1}$
T_{air}	Température ambiante	$^{\circ}C$ ou K
HR	Humidité relative	%
AM	Masse d'air	sans unité
PW	Hauteur d'eau condensable	cm
AOD	Epaisseur optique des aérosols	sans unité
APE	Energie photonique moyenne	eV

Comme évoqué dans le chapitre précédent, la puissance produite par les systèmes CPV dépend de l'éclairement solaire direct DNI et est très sensible au désalignement angulaire par rapport aux rayons solaires. DNI influe principalement sur le courant photo-généré par la CMJ. Cette variation peut être considérée en première approximation comme linéaire sous spectre constant [38].

La puissance des modules CPV est doublement sensible à la température T_{air} , elle influe d'une part sur la caractéristique I-V de la cellule (par l'intermédiaire de la température de cellule) et d'autre part sur la transmission optique de la lentille concentratrice (dont les caractéristiques opto-mécaniques peuvent varier à haute température du fait de la dilation thermique du matériau et de la variation de l'indice de réfraction).

Le vent peut avoir un effet positif sur la puissance du module CPV car il influe sur le refroidissement de la cellule. Cependant, les vents forts causent un désalignement du « Tracker » et par la suite impactent l'éclairement incident sur les cellules. Les variables T_{air} et v_{vent} sont utilisées également pour calculer la température de cellule. Dans § : 4, nous décrivons quelques modèles de la littérature destinés à ce calcul.

Les variables météorologiques impactant le spectre solaire incident sont principalement AM, PW et AOD décrits dans le **Chapitre I**. A part AM calculée à partir de la position du soleil, la plupart des modèles utilisent des valeurs de PW et AOD extraits par exemple de la base de données AERONET de la NASA [39]. Cette base de données offre un accès à un historique de 25 ans de mesures sur environ 300 sites géographiques répartis sur les différentes régions du Monde. Notons bien que la mesure de AOD est souvent effectuée à la longueur d'onde de 500 nm (parfois à 550 nm). L'impact des aérosols est, par convention, mesuré sur cette longueur d'onde pour éviter de mesurer simultanément des effets d'atténuation de l'éclairement causés par d'autres facteurs tels que la vapeur d'eau et l'ozone. AOD est ainsi noté $AOD_{500\text{nm}}$ quand celle-ci est mesurée à 500 nm ($AOD_{500\text{nm}}$ à 550 nm).

Une autre variable météorologique caractéristique du spectre indépendamment du système CPV est l'énergie photonique moyenne appelée APE en anglais pour « Average Photon Energy », exprimée en eV. Elle a été introduite par Betts et al. [40] dans le but de décrire le contenu en lumière bleue du spectre incident. APE est définie comme le rapport de DNI sur la densité du flux des photons ϕ (Equation (5) [41]). Ce flux de photons peut être exprimé en fonction de DNI_{λ} , du nombre N_{photon} de photons contenus dans le spectre et de l'énergie de ces photons E_{photon} . APE est un indicateur qui est utilisé pour évaluer l'impact du changement du spectre sur les différentes technologies PV notamment par Moreno Sáez et al. [42], Ishii et al. [43], Piliouguine et al. [44], Nofuentes et al. [45] et Cornaro et al. [46]. L'effet de ce paramètre sur la performance CPV a été étudié par Gueymard et al. [47] et Husna et al. [48]. Le spectre AM1.5D se caractérise par une valeur de APE de 1,83 eV, des valeurs supérieures ou inférieures à 1,83 eV indiquent respectivement un spectre plus bleu ou plus rouge relativement au spectre de référence AM1.5D.

$$APE = \frac{\int_0^{\infty} DNI_{\lambda}(\lambda) d\lambda}{N_{\text{photon}} \int_0^{\infty} \frac{DNI_{\lambda}(\lambda)}{E_{\text{photon}}(\lambda)} d\lambda} \quad (5)$$

1.2. Les variables et constantes dépendantes du système CPV

Dans ce paragraphe, nous décrivons les variables liées au fonctionnement du système CPV ainsi que les constantes intrinsèques à celui-ci, utilisées par les modèles de la littérature. Ces grandeurs sont :

- L'efficacité quantique externe notée \mathbf{EQE}_i pour une sous-cellule i ou \mathbf{EQE} pour la CMJ à une température T_{cellule} donnée et exprimée en % (EQE : External Quantum Efficiency). Cette efficacité est le rapport du nombre d'électrons collectés sur le nombre de photons injectés dans la cellule sous éclairement. La variation de l'énergie de gap E_{g_i} du matériau composant chaque sous-cellule i avec la T_{cellule} peut être calculée selon la formule de Varshni (Equation (6)) [49]. Les valeurs de α_i et β_i dépendent du matériau. $E_{g_i}(0 \text{ K})$ représente la valeur de E_{g_i} à $T_{\text{cellule}} = 0 \text{ K}$. Selon la température de cellule, E_{g_i} varie et a pour conséquence un déplacement des bandes spectrales d'absorption des sous-cellules. La **Figure II. 1** [50] montre la valeur de EQE d'une cellule 3J mesurée à T_{cellule} de 123 K (-150 °C) et de 298 K (25 °C).

$$E_{g_i}(T_{\text{cellule}}) = E_{g_i}(0 \text{ K}) - \frac{\alpha_i \cdot T_{\text{cellule}}^2}{T_{\text{cellule}} + \beta_i} \quad (6)$$

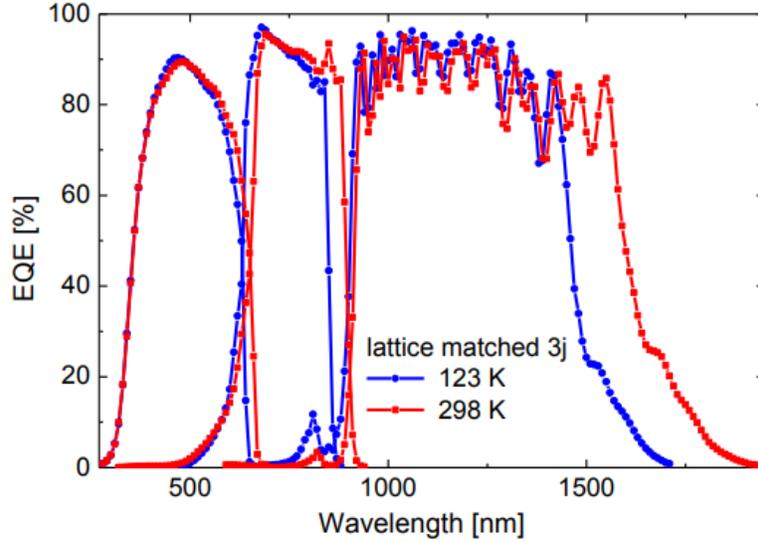


Figure II. 1: Variation de l'efficacité quantique externe d'une cellule 3J avec la température [50]

- La surface de la cellule A_{cellule}
- La transmission optique spectrale du dispositif optique du module Tr_{optique} , exprimée en % : elle traduit l'intensité de l'éclairement transmise par longueur d'onde relativement à celle incidente sur le module.
- La température de l'élément optique primaire POE (T_{lentille}): la mesure de la température de la lentille concentratrice est utilisée généralement pour corriger Tr_{optique} moyennant des modèles thermiques du module CPV.
- Le rendement optique du module η_{optique} : le rapport de la puissance lumineuse transmise sur celle incidente sur le module.
- Le rapport de concentration géométrique CR : le rapport entre la surface d'incidence du POE et celle de la cellule.
- La température de la cellule T_{cellule} : souvent exprimée en fonction de la température en face arrière du module CPV ou du dissipateur de chaleur dans le cas où celui-ci est utilisé. Elle peut aussi être estimée à partir de quelques variables atmosphériques (§ : 4).
- La densité du courant de court-circuit de la sous-cellule i à une T_{cellule} donnée $J_{sc\ i}$ exprimé souvent en $\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2}$. Celle-ci peut être calculée à partir de $EQE_i(\lambda, T_{\text{cellule}})$, de l'éclairement incident DNI_λ et de Tr_{optique} suivant l'Equation (7). Les grandeurs h et c sont respectivement la constante de Planck et la vitesse de la lumière dans le vide.

$$J_{sc,i}(T_{\text{cellule}}) = \int \frac{q \cdot \lambda}{h \cdot c} CR \cdot DNI_\lambda(\lambda) \cdot Tr_{\text{optique}}(\lambda) \cdot EQE_i(\lambda, T_{\text{cellule}}) d\lambda \quad (7)$$

- La densité du courant de court-circuit de la CMJ notée J_{sc} . Celle-ci est égale au plus faible des densités de courant $J_{sc\ i}$.
- La tension de circuit ouvert V_{oc} du module.
- Le nombre de cellules en série dans le module : N_s
- Les rendements de conversion électrique de la cellule η_{cellule} et du module η_{module}
- La mesure de la précision de suivi du soleil ε , appelée aussi l'erreur de pointage. Elle constitue l'erreur angulaire de désalignement de l'axe normal au plan des modules CPV par rapport aux rayons du soleil. Elle est exprimée en degrés ($^\circ$) suivant les deux axes de mouvement du suiveur.

- La mesure de la **caractéristique I-V** du module CPV ou de la cellule. Celle-ci est mesurée, afin de caractériser le module sous différents niveaux d'éclairement, de température et également sous différents spectres.

Les indices spectraux font partie également des variables utilisées dans les modèles de puissance CPV. La variation du courant de court-circuit des sous-cellules « Top », « Middle » et « Bottom » (dans le cas d'une cellule 3J) suite au changement du spectre solaire a pu être explorée dans la littérature. Pour caractériser l'impact de cette variation, nombre d'indicateurs ont été introduits. Dans ce qui suit, nous décrivons les indices spectraux utilisés dans les modèles de puissance. Ces indices sont calculés à partir de la mesure des courants $J_{sc\ i}$ des sous-cellules moyennant des cellules isotypes [51]. Celles-ci sont des cellules similaires à la cellule CPV dont une sous-cellule est active tout en gardant les mêmes caractéristiques optiques. Ces indicateurs peuvent également être estimés à partir des mesures de DNI_λ à l'aide d'un spectroradiomètre, de EQE et de $Tr_{optique}$ (Equation (7)). Les indices les plus utilisés sont :

- SMR_{ij}** (« Spectral Matching Ratio ») : le rapport d'équilibre spectral entre deux sous-cellules i et j [33] [34]. Cet indice est défini comme le rapport des deux densités de courant $J_{sc\ i}$ et $J_{sc\ j}$ de deux sous-cellules normalisés par rapport aux densités de courant sous les conditions CSTC : $J_{sc, i, réf}$ et $J_{sc, j, réf}$. L'Equation (8) exprime la relation entre SMR_{ij} et les densités de courant. Puisqu'on utilise des cellules 3J dans la plupart des systèmes CPV, on s'intéresse particulièrement aux indices $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$. $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ traduit le déséquilibre spectral causé par le changement de DNI_λ sur les bandes d'absorption des sous-cellules « Top » et « Middle » (principalement dû à la variation de AM et de AOD). Une valeur de $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ supérieure, inférieure ou égale à l'unité indiquent respectivement un spectre incident plus bleu, plus rouge ou équivalent en termes de courant photo-généré au spectre AM1.5D de référence. $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ traduit l'impact du changement de DNI_λ sur les grandes longueurs d'onde (bande d'absorption de la sous-cellule « Bottom ») causé typiquement par la variation du paramètre PW.

$$SMR_{\frac{i}{j}} = \frac{\frac{J_{sc\ i}}{J_{sc\ i\ réf}}}{\frac{J_{sc\ j}}{J_{sc\ j\ réf}}} \quad (8)$$

- SF** (« spectral factor » en anglais) : le facteur spectral peut être exprimé pour une sous-cellule ou pour la CMJ. Il est égal au rapport de J_{sc} sur DNI , normalisé aux conditions CSTC. SF traduit la performance spectrale de chaque sous-cellule indépendamment des autres [45]. Une valeur de SF supérieure, inférieure et égale à l'unité indiquent respectivement un gain spectral, une perte spectrale et un équilibre spectral de la sous-cellule (Aucun impact du changement de DNI_λ sur la bande spectrale de la sous-cellule). Pour une cellule 3J, on distingue alors 3 indices : SF_{Top} , SF_{Middle} et SF_{Bottom} . L'Equation (9) exprime SF_i d'une sous-cellule i , où $DNI_{réf}$ représente l'éclairement direct normal sous les CSTC.

$$SF_i = \frac{\frac{J_{sc\ i}}{DNI}}{\frac{J_{sc\ i\ réf}}{DNI_{réf}}} \quad (9)$$

Nous pouvons ainsi exprimer le facteur spectral SF de la CMJ suivant l'Equation (10) en considérant la densité de courant totale de celle-ci J_{sc} (et $J_{sc\text{ réf}}$ sous les conditions CSTC).

$$SF = \frac{\frac{J_{sc}}{DNI}}{\frac{J_{sc\text{ réf}}}{DNI_{\text{réf}}}} \quad (10)$$

- Le paramètre Z : cet indice a été introduit par Meusel et al. [53]. Il a été peu utilisé dans la littérature pour évaluer l'impact du changement du spectre sur l'équilibre spectral de la CMJ. Il indique le déséquilibre de courant de deux sous-cellules sous un spectre donné relativement au déséquilibre de courant sous le spectre AM1.5D. La procédure pour calculer Z est décrite par Peharz et al. [54]. La valeur $Z = 0$ indique un spectre sous lequel la cellule a relativement le même équilibre spectral qu'aux conditions CSTC. Des valeurs de Z supérieures ou inférieures à 0 indiquent respectivement un spectre plus bleu ou plus rouge dans le cas d'une cellule 3J. Une valeur de Z différente de 0 indique un déséquilibre de courant égal à $Z+1$ pour la sous-cellule « Top » et à $1-Z$ pour la sous-cellule « Middle ». Z est exprimé par l'équation (11).

$$Z = 1 - \frac{2}{1 + \frac{SMR_{\text{Top}}}{SMR_{\text{Middle}}}} \quad (11)$$

Le **Tableau II.1** récapitule les différentes variables décrites dans ce paragraphe.

Tableau II. 2: Variables dépendantes du système CPV utilisées dans les modèles de la littérature

EQE, EQE_i	Efficacité quantique externe	%
T_{optique}	Transmission optique spectrale	%
η_{optique}	Rendement optique du module	%
T_{cellule}	Température de la cellule	°C ou K
T_{lentille}	Température du POE	°C ou K
$J_{sc}, J_{sc\ i}$	Densité du courant de court-circuit	$\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2}$
$\eta_{\text{cellule}}, \eta_{\text{module}}$	Rendement de conversion électrique	%
$SMR_{i/j}$	Rapport d'équilibre spectral entre deux sous-cellules	sans unité
SF, SF_i	Facteur spectral	sans unité
Z	Paramètre Z entre deux sous-cellules	sans unité
ε	Précision de suivi du soleil	°

Dans le paragraphe suivant, l'outil SMARTS est présenté. Il est utilisé dans nombre d'études sur l'effet du spectre sur la performance des systèmes PV.

2. L'outil SMARTS

Pour évaluer la performance des modules CPV sous les conditions réelles de fonctionnement, la mesure du spectre incident par un spectroradiomètre est généralement utilisée. Cependant, le coût élevé et la complexité de mise en œuvre de cet instrument [55] a encouragé la recherche d'alternatives.

SMARTS2 [8] est un outil gratuit, disponible depuis 1995, qui a été développé par Christian Gueymard au National Renewable Energies Laboratory (NREL) et constitue une alternative à la mesure du spectre. L'outil intègre aujourd'hui un modèle de transfert radiatif atmosphérique capable de générer le spectre incident sur un site donné, sous des conditions de ciel clair, en partant de quelques variables atmosphériques.

Généralement, l'outil est utilisé pour générer une série temporelle de DNI_{λ} sur un site caractérisé par sa localisation géographique, son altitude par rapport au niveau de la mer et par le type de climat régnant. Le spectre résultant intègre également la composante circum-solaire du rayonnement i.e. l'éclairement provenant de l'auréole autour du disque solaire. Le modèle peut utiliser en entrée des variables atmosphériques AOD et PW mesurés sur le site ou les estimer pour un site donné mais la première possibilité est plus fiable car elle permet d'obtenir une plus grande précision.

L'intégration dans SMARTS des mesures par un instrument dédié (un photomètre) de AOD et PW proposées par le site web AERONET [39], est généralement la méthode employée par les modèles qui intègrent l'impact du changement du spectre sur la puissance des modules CPV. Nous présentons dans ce chapitre quelques-uns de ces modèles.

Comme évoqué dans § : **1 (Chapitre I)**, SMARTS2 a permis la génération des spectres de référence AM1.5D et AM1.5G d'intensités égales respectivement à 900 W.m^{-2} et à 1000 W.m^{-2} , les valeurs $AM = 1,5$, $PW = 1,42 \text{ cm}$ et $AOD_{500\text{nm}} = 0,084$ ont été utilisées pour ces spectres de référence.

3. Les indicateurs utilisés pour évaluer l'incertitude des modèles

Afin d'éviter toute ambiguïté dans la suite, nous présentons dans le **Tableau II. 3** les expressions des différents indicateurs d'incertitude calculés par les auteurs des modèles présentés dans les deux paragraphes suivants.

Pour une grandeur G , notons $G_{\text{mesurée},i}$ la $i^{\text{ème}}$ valeur mesurée ou observée, $G_{\text{modèle},i}$ la $i^{\text{ème}}$ valeur calculée par le modèle et N le nombre total de valeurs mesurées. Le choix de ces indicateurs sera discuté plus en détail dans le **Chapitre IV**. Les grandeurs relatives peuvent parfois avoir une définition légèrement différente selon les références. Les auteurs ne donnent pas toujours la définition de la nRMSE, certains d'entre eux divisent la RMSE par l'écart maximal entre les données ou même la valeur maximale de ces données (au lieu de la valeur moyenne des données mesurées). Il convient donc d'y être attentif notamment lors de comparaisons de performances des modèles.

Tableau II. 3: indicateurs d'incertitude utilisés pour évaluer les modèles de la littérature

Indicateur d'incertitude	Expression
L'erreur de justesse moyenne « MBE » (Mean Bias Error)	$MBE (\%) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{G_{mesurée,i} - G_{modèle,i}}{G_{mesurée,i}}$
L'erreur absolue moyenne « MAE » (Mean Absolute Error)	$MAE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N G_{mesurée,i} - G_{modèle,i} $ <p>Ou exprimée en pourcentage :</p> $MAE (\%) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left \frac{G_{mesurée,i} - G_{modèle,i}}{G_{mesurée,i}} \right $
Le coefficient de détermination « R ² »	$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (G_{mesurée,i} - G_{modèle,i})^2}{\sum_{i=1}^N (G_{mesurée,i} - \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N G_{mesurée,i})^2}$
L'erreur quadratique moyenne « RMSE » (Root Mean Square Error)	$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (G_{mesurée,i} - G_{modèle,i})^2}$ <p>Ou exprimée en pourcentage :</p> $RMSE(\%) = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left(\frac{G_{mesurée,i} - G_{modèle,i}}{G_{mesurée,i}} \right)^2}$
L'erreur quadratique moyenne normalisée « nRMSE »	$nRMSE (\%) = \frac{RMSE}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N G_{mesurée,i}}$

La MBE n'est pas un outil pour mesurer la précision d'un modèle mais uniquement pour avoir un ordre de grandeur de la sous-estimation ou de la surestimation. La Mean Absolute Error (MAE) est la valeur absolue (norme 1) de l'écart moyen entre les mesures et les prévisions. Elle permet de juger la précision d'un modèle, son unité est la même que la grandeur mesurée. Enfin, la RMSE a tendance à pénaliser les grands écarts. Dans le domaine statistique, la RMSE et sa version normalisée sont largement utilisées car elles permettent une bonne lisibilité ainsi qu'une bonne évaluation de la précision des modèles.

4. Modèles de détermination de la température de la cellule

La caractéristique I-V de la CMJ utilisée dans les modules CPV et particulièrement sa tension de circuit ouvert V_{oc} est assez sensible à la variation de la température de cellule $T_{cellule}$ [56], d'où l'importance de connaître le plus précisément possible cette température. A cause de la conception complexe du module, la mesure de $T_{cellule}$ s'avère difficile car il conviendrait d'introduire dans le module une sonde de température. Son estimation est par conséquent la seule alternative pour évaluer les conditions de fonctionnement des systèmes CPV.

Rodrigo et al. [57] présentent différentes méthodes qui permettent d'estimer T_{cellule} . Ils distinguent deux types d'approches :

- Les approches nécessitant une mesure sur le module. On peut distinguer selon le type des variables d'entrée utilisées deux catégories :
 - méthodes basées sur la mesure de la température du dissipateur de chaleur $T_{\text{Dissipateur}}$
 - méthodes basées sur la mesure des paramètres électriques du module
- Les approches basées sur la mesure de paramètres météorologiques.

Il est utile de noter que dans le cadre d'un système CPV comportant plusieurs modules, la température d'une cellule n'est pas forcément représentative de l'ensemble des cellules. Cette température dépend de plusieurs facteurs notamment la vitesse du vent, l'orientation du suiveur solaire relativement à la direction du vent mais également la position du capteur de température sur la face arrière du module. Dans les paragraphes suivants, un descriptif des modèles de T_{cellule} appartenant aux différentes catégories décrites précédemment ainsi qu'un comparatif des indicateurs d'incertitude rapportés sont présentés.

4.1.Méthodes d'estimation de T_{cellule} à partir de la mesure de $T_{\text{Dissipateur}}$

Par la suite, $T_{\text{Dissipateur}}$ fait référence à la mesure de la température au niveau du dissipateur de chaleur. Dans les modules CPV non équipés de dissipateurs de chaleur, $T_{\text{Dissipateur}}$ représente la température de la face arrière du module, qui joue le rôle du dissipateur de chaleur.

Les chercheurs du Sandia National Laboratories [58] et de l'Institut des Systèmes Photovoltaïques à Concentration espagnol ISFOC [59] présentent des approches qui considèrent un transfert de chaleur unidimensionnel à travers le récepteur CPV. L'écart de température $T_{\text{cellule}} - T_{\text{Dissipateur}}$ entre la cellule et le dissipateur de chaleur peut être exprimé selon Kratochvil et al. [58] suivant l'Equation (12), en fonction de sa valeur sous un éclaircissement $\text{DNI}_{\text{réf}} = 1000 \text{ W.m}^{-2}$ notée ΔT et de DNI mesuré.

$$T_{\text{Cellule}} - T_{\text{Dissipateur}} = \frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}} \Delta T \quad (12)$$

L'ISFOC [59] a exprimé cette différence de température en fonction de DNI et d'un paramètre ρ appelé « résistance thermique interne ». Celui-ci peut être exprimé en fonction du rapport de concentration géométrique (CR), de η_{optique} et de la résistance thermique R_{th} . T_{cellule} peut être ainsi calculée par l'Equation (13), où R_{th} (en $\text{m}^2.\text{K}.\text{W}^{-1}$) est exprimée en fonction de l'épaisseur L_c (en m) de chaque couche c entre la face arrière de la cellule et celle du module et de sa conductivité thermique λ_c (en $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$).

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{\text{Cellule}} - T_{\text{Dissipateur}} = \text{DNI} \cdot \eta_{\text{optique}} \cdot \text{CR} \cdot R_{\text{th}} \\ R_{\text{th}} = \sum_c \frac{L_c}{\lambda_c} \end{array} \right. \quad (13)$$

Les deux méthodes précédentes nécessitent une connaissance détaillée de la conception du module étudié, compliquant leur utilisation.

La méthode d'estimation de T_{cellule} proposée par Muller et al. [60] nécessite en plus de la connaissance de $T_{\text{Dissipateur}}$, la mesure de la tension de circuit ouvert V_{oc} du module. La procédure expérimentale proposée

pour mesurer $T_{Dissipateur}$ se base sur une mesure thermique en régime transitoire. La température $T_{Dissipateur,0}$ est mesurée quand le module CPV est couvert. La tension est mesurée rapidement suite à l'exposition du module à l'éclairement direct, celle-ci atteint une valeur maximale $V_{oc,max}$. $T_{Dissipateur}$ et $T_{cellule}$ continuent d'augmenter jusqu'à atteindre un état d'équilibre après quelques secondes. La **Figure II. 2** [60], [61] montre un exemple des résultats obtenus avec cette procédure. Après quelques secondes d'éclairement du module, une augmentation similaire de $T_{Dissipateur}$ et $T_{cellule}$, calculée à partir du V_{oc} (suivant une formule présentée dans § : 4.2) est constatée.

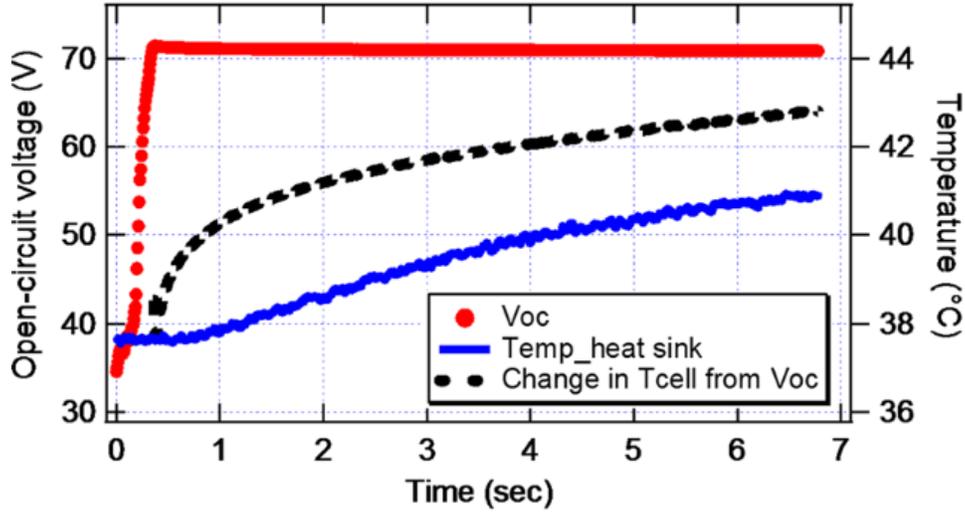


Figure II. 2: Résultats obtenus avec la méthode de calcul de $T_{cellule}$ selon Muller et al. [60], [61]

La valeur de $T_{cellule}(t)$ à un instant t est ainsi obtenue à partir de V_{oc} , du coefficient de variation de V_{oc} avec la température de la cellule $\beta_{V_{oc}}$ (fourni par le fabricant du module) et de $T_{Dissipateur,0}$ en appliquant la relation exprimée par l'équation (14).

$$T_{Cellule}(t) = T_{Dissipateur,0} + \frac{V_{oc,max} - V_{oc}(t)}{\beta_{V_{oc}}} \quad (14)$$

Il est utile de retenir que les trois approches précédentes ont été comparées aux méthodes d'obtention de $T_{cellule}$ à partir de V_{oc} , similaires à celle décrite par la norme IEC 60904-5 [62]. Elles n'ont cependant pas fait l'objet d'une validation expérimentale en comparant les résultats avec une mesure directe de $T_{cellule}$.

La méthode décrite par Fernández et al. [63] calcule la température de cellule au point de puissance maximale $T_{cellule\ MPP}$ à partir de $T_{Dissipateur}$, R_{th} , DNI, CR, $\eta_{optique}$ et de la puissance électrique au point de puissance maximal P_{mpp} . L'Equation (15) [63] exprime cette relation, $A_{cellule}$ étant la surface de la cellule.

$$T_{Cellule\ MPP} = T_{Dissipateur} + R_{th} \cdot \left(DNI \cdot CR \cdot \eta_{optique} - \frac{P_{mpp}}{N_s \cdot A_{cellule}} \right) \quad (15)$$

Cette méthode a été validée expérimentalement sous les conditions réelles de fonctionnement et a été jugée assez précise par l'auteur [63]. L'avantage de cette approche est qu'elle permet d'estimer $T_{cellule}$ sous les conditions du point de puissance maximale. $T_{cellule\ MPP}$ se trouve être plus pertinente à étudier en vue d'évaluer le comportement du système CPV, celui-ci fonctionnant sous ces conditions.

4.2. Estimation de T_{cellule} à partir des paramètres électriques du module

Les méthodes décrites dans ce paragraphe ont pour but d'estimer T_{cellule} à partir de la mesure de la tension de circuit ouvert V_{oc} et du courant de court-circuit I_{sc} du module CPV. Par conséquent, la mesure I-V sous les conditions réelles de fonctionnement est souvent utilisée pour déterminer les modèles proposés par ces méthodes.

La norme IEC 60904-5 [62] introduit une méthode d'obtention de T_{cellule} à partir de V_{oc} et de DNI mesuré. Le calcul nécessite de connaître le nombre de cellules connectées en série dans le module, N_s et du facteur effectif d'idéalité de la diode n du module. Les valeurs sous les conditions de référence ($T_{\text{cellule réf}} = 25 \text{ °C}$ et $\text{DNI}_{\text{réf}} = 1000 \text{ W.m}^{-2}$) de la tension de circuit ouvert $V_{\text{oc réf}}$ et du coefficient de température $\beta_{V_{\text{oc réf}}}$, sont également requises (Equation (16)) :

$$T_{\text{Cellule}} = \frac{V_{\text{oc}} - V_{\text{oc réf}} + \beta_{V_{\text{oc}}} \cdot T_{\text{cellule réf}}}{N_s \cdot \left(\frac{n \cdot k_B}{q}\right) \cdot \ln\left(\frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}}\right) + \beta_{V_{\text{oc}}}} \quad (16)$$

La méthode du Sandia National Laboratories [58] connue aussi sous le nom de « méthode $V_{\text{oc}} - I_{\text{sc}}$ » [60], [62], [64] propose une alternative à la mesure de DNI en approximant le rapport $\frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}}$ dans l'Equation (17) par le courant de court-circuit normalisé $\frac{I_{\text{sc}}}{I_{\text{sc réf}}}$ (Equation (17) [60], [62], [64]). $I_{\text{sc réf}}$ est la valeur du courant I_{sc} sous les conditions de référence.

$$T_{\text{Cellule}} = \frac{V_{\text{oc}} - V_{\text{oc réf}} + \beta_{V_{\text{oc réf}}} \cdot T_{\text{cellule réf}}}{N_s \cdot \left(\frac{n \cdot k_B}{q}\right) \cdot \ln\left(\frac{I_{\text{sc}}}{I_{\text{sc réf}}}\right) + \beta_{V_{\text{oc réf}}}} \quad (17)$$

La valeur de $\beta_{V_{\text{oc réf}}}$ est souvent fournie par le fabricant du module. Dans le cas contraire, il convient de mesurer T_{cellule} , V_{oc} et DNI pendant une période de temps et d'obtenir ce paramètre par régression linéaire [65] en utilisant la relation exprimée par l'Equation (18) [62].

$$V_{\text{oc}} = V_{\text{oc réf}} + N_s \left(\frac{n \cdot k_B \cdot T_{\text{cellule}}}{q}\right) \ln\left(\frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}}\right) + \beta_{V_{\text{oc réf}}} (T_{\text{cellule}} - T_{\text{cellule réf}}) \quad (18)$$

Cette méthode a été améliorée par Ju et al. [64] en considérant la variation du coefficient $\beta_{V_{\text{oc}}}$ avec l'éclairement solaire. Une correction de sa valeur par rapport à CR a pu être introduite et exprimée par l'Equation (19).

$$\beta_{V_{\text{oc}}}(\text{CR}) = \beta_{V_{\text{oc réf}}} + \frac{n \cdot k_B}{q} \ln(\text{CR}) \quad (19)$$

La variation du terme $\frac{n \cdot k_B \cdot T_{\text{cellule}}}{q}$ avec T_{cellule} a été négligée sous les conditions de fonctionnement. Le terme a été remplacé par sa valeur aux conditions standards $\frac{n \cdot k_B \cdot T_{\text{cellule réf}}}{q}$ dans l'Equation (19). Celle-ci peut être ainsi reformulée par l'Equation (20):

$$V_{oc} = V_{oc\text{ réf}} + N_s \left(\frac{n \cdot k_B \cdot T_{\text{cellule réf}}}{q} \right) \cdot \ln(CR) + \beta_{V_{oc}}(CR) (T_{\text{cellule}} - T_{\text{cellule réf}}) \quad (20)$$

A partir de l'Equation (20), T_{cellule} est exprimée par:

$$T_{\text{Cellule}} = T_{\text{cellule réf}} + \frac{V_{oc} - V_{oc\text{ réf}} - \left(\frac{N_s \cdot n \cdot k_B \cdot T_{\text{cellule réf}}}{q} \right) \cdot \ln(CR)}{\beta_{V_{oc}\text{ réf}} + \left(\frac{N_s \cdot n \cdot k_B}{q} \right) \cdot \ln(CR)} \quad (21)$$

Cette méthode a été évaluée sous illumination contrôlée d'une cellule en variant CR entre 1 et 1000 soleils et a estimé T_{cellule} avec une RMSE de 3,74 °C, mais elle n'a pas pu être testée sur des modules CPV sous des conditions réelles de fonctionnement [64].

Une méthode nécessitant l'expérimentation de modules CPV sous température et illumination contrôlées a été proposée par Peharz et al. [66]. T_{cellule} est exprimée en fonction de I_{sc} et de V_{oc} , les coefficients a_1, a_2, a_3 et a_4 sont déterminés pour chaque module CPV. Ils peuvent être déterminés également à partir de données mesurées en conditions de fonctionnement réel, mais plusieurs mois de mesure sont nécessaires [57] (Equation (22) [66]).

$$T_{\text{Cellule}} = \frac{V_{oc} - a_1 \ln(I_{sc}) - a_2}{b_1 \ln(I_{sc}) + b_2} \quad (22)$$

Une autre méthode proposée par Fernández et al. [67] nécessite une expérimentation sous illumination réelle du module pour déterminer les coefficients de l'expression de V_{oc} en fonction de T_{cellule} (Equation (23) [67]).

$$V_{oc} = c_1 \text{DNI} + c_2 T_{\text{cellule}} + c_3 \quad (23)$$

Une fois les coefficients c_1, c_2 et c_3 déterminés par régression linéaire (phase d'apprentissage), l'Equation (24) [67] peut être utilisée pour calculer T_{cellule} :

$$T_{\text{cellule}} = \frac{V_{oc} - c_1 \text{DNI} - c_3}{c_2} \quad (24)$$

4.3. Estimation de T_{cellule} à partir des paramètres météorologiques

Les approches décrites dans ce paragraphe proposent de calculer T_{cellule} à partir de quelques variables atmosphériques. La détermination de ces modèles nécessite la mesure de T_{cellule} pendant une période suffisante de temps (typiquement une année). A la différence des méthodes décrites dans § : 4.1 et § : 4.2, celles présentées par la suite ne nécessitent pas de connaître V_{oc}, I_{sc} ou $\beta_{V_{oc}}$.

Almonacid et al. [68] ont calculé T_{cellule} à partir de la mesure de DNI, T_{air} et v_{vent} par:

$$T_{\text{cellule}} = T_{\text{air}} + d_1 \text{DNI} + d_2 v_{\text{vent}} \quad (25)$$

Les coefficients d_1 et d_2 s'obtiennent par régression linéaire à partir des données mesurées du module CPV. Les auteurs ont rapporté que l'incertitude de cette méthode était plus élevée à faible éclairement ($DNI < 400 \text{ W.m}^{-2}$), et plus faible à T_{air} et DNI élevés [68]. Ceci est principalement dû au fait que la majorité des données ayant servi à déterminer le modèle ont été mesurées à T_{cellule} assez élevée.

Hornung et al. [69] ont établi une formulation de T_{cellule} :

$$T_{\text{cellule}} = T_{\text{air}} + m \cdot \left(e^{\left(-\frac{v_{\text{vent}}}{2 v_{\text{vent}0}} \right)} + c \right) \cdot DNI \quad (26)$$

Cette méthode considère la différence entre T_{cellule} et T_{air} comme proportionnelle à DNI avec une correction exponentielle qui dépend de v_{vent} . Les paramètres m , c et $v_{\text{vent}0}$ sont obtenues par régression linéaire à partir des données mesurées et dépendent de la conception du module étudié.

Le logiciel PVSyst [70],[71] estime T_{cellule} à partir de T_{air} , de DNI, du rendement η_{module} du module, du coefficient de perte thermique dans le module U et du coefficient d'absorption du module qu'on notera a_{abs} . Ce dernier coefficient représente le pourcentage de l'éclaircement transmis par la face avant du module (POE) par rapport à l'éclaircement incident. La cellule n'étant pas facilement accessible dans un module CPV, T_{cellule} peut être remplacée par $T_{\text{Dissipateur}}$. La relation entre T_{cellule} et les différentes variables est exprimée par l'Equation (27) [70] [71]:

$$T_{\text{cellule}} = T_{\text{air}} + \frac{a_{\text{abs}} \cdot DNI \cdot (1 - \eta_{\text{module}})}{U} \quad (27)$$

Le coefficient U exprimé en $\text{W.m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$ comprend de deux composantes : une composante constante U_c et une composante U_v proportionnelle à la vitesse du vent v_{vent} :

$$U = U_c + U_v \cdot v_{\text{vent}} \quad (28)$$

Les valeurs d' U_c et U_v sont obtenues par régression linéaire à partir de la mesure du coefficient U et de v_{vent} . La **Figure II. 3** [71] représente un exemple des valeurs obtenues pour un module CPV. Les valeurs U_{const} et U_{wind} correspondent dans le graphe à U_c et U_v respectivement.

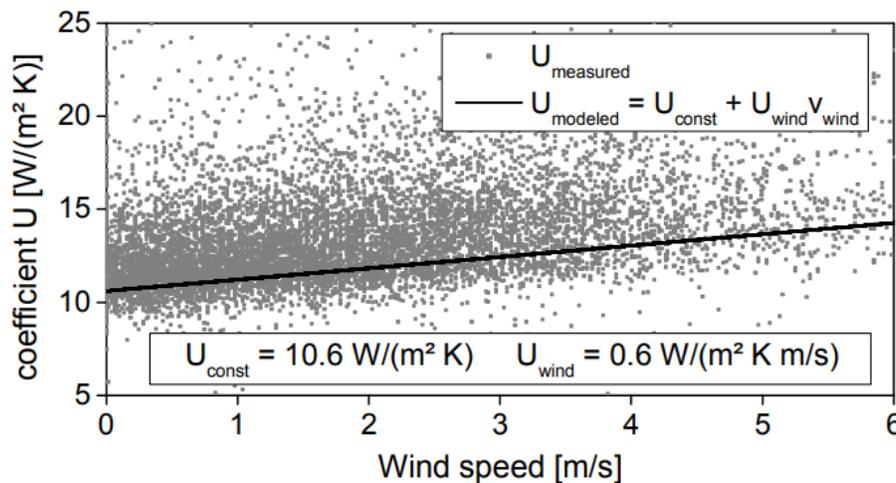


Figure II. 3: Obtention du coefficient de perte thermique U dans le module par régression linéaire à partir des données mesurées

Cette méthode de calcul de T_{cellule} est intégrée au modèle de puissance d'un module CPV sous PVSyst, que nous allons décrire dans § : 5. Cependant, l'incertitude liée à l'utilisation de cette approche n'a pas été rapportée.

Il est utile de noter que dans le cadre d'une étude visant à estimer l'énergie produite par une centrale CPV, des approches similaires à celles de PVSyst [70] [71], Almonacid et al. [68] et Hornung et al. [69] semblent plus adaptées. Celles-ci permettent de calculer T_{cellule} à partir de variables atmosphériques disponibles sur les bases de données météorologiques typiques du site géographique d'étude telles que DNI, T_{air} et v_{vent} .

4.4. Incertitude des méthodes d'estimation de T_{cellule}

Les approches décrites précédemment ont été évaluées sur des concepts de modules CPV différents. Ceci rend peu pertinente la comparaison de ces approches.

Rodrigo et al. [57] ont pu tester sur les mêmes modules PV quelques-unes des méthodes appartenant aux trois catégories. Le **Tableau II. 4** [57] présente les résultats de cette comparaison en termes de RMSE (en °C).

Tableau II. 4: Comparatif des méthodes de calcul de T_{cellule} [57]

Catégories	Approches	RMSE (°C)
Méthodes d'estimation de T_{cellule} à partir de la mesure de $T_{\text{Dissipateur}}$	Sandia [58]	2,2
	ISFOC [59]	1,7
Méthodes d'estimation de T_{cellule} à partir des paramètres électriques du module	IEC 60904-5 [62]	2,0
	Peharz et al. [66]	1,8
	Fernández et al. [63]	2,5
Méthodes d'estimation de T_{cellule} à partir des paramètres météorologiques	Almonacid et al. [68]	4,3
	Hornung et al. [69]	4,0

Les méthodes basées sur la mesure de $T_{\text{Dissipateur}}$ ou des paramètres électriques du module présentent de meilleurs résultats et seront donc privilégiées – si la mesure est possible – pour le suivi des performances d'une centrale CPV en fonctionnement.

Malgré leur moins bonne précision, pour des estimations de la puissance électrique générée par les modules, les méthodes à base de variables météorologiques sont plus simples et pertinentes à utiliser. Mais pour justifier leur utilisation, il est important d'estimer l'impact de l'incertitude liée à l'estimation de T_{cellule} sur celle liée à l'estimation de la puissance. Cet impact a été étudié par Fernández et al. [65] pour quelques-unes des méthodes citées dans ce chapitre. Fernández et al. [65] ont montré que la méthode d'Almonacid et al. [68] qui présente la RMSE la plus élevée, induit une erreur d'estimation de la puissance de seulement $\pm 1,5\%$ pour 88% des mesures expérimentales conduites pendant deux ans. L'incertitude liée à l'estimation de la puissance par la méthode décrite est ainsi peu sensible à la l'incertitude du modèle de T_{cellule} .

Dans § : 5, nous citerons, quand cela est possible, les modèles de T_{cellule} utilisés pour chacun des modèles de puissance électrique ayant T_{cellule} comme variable d'entrée.

5. Les modèles de puissance électrique de récepteurs CPV

Dans cette section, un « état de l'art » des modèles électriques de récepteurs CPV est présenté. Il servira de base pour l'établissement du modèle utilisé dans le cadre de la thèse.

Nous nous intéressons en particulier aux modèles estimant la puissance électrique DC (en courant continu) notée P_{DC} générée en amont de l'onduleur par les modules CPV. Pour la plupart des modèles de la littérature, les modules ayant servi de dispositif expérimental pour la validation n'ont pas été connectés à un onduleur, mais à une charge variable permettant de mesurer la courbe I-V (Banc I-V) et d'en extraire la puissance au point de puissance maximale P_{mpp} . Dans la suite du chapitre, nous considérons que les systèmes CPV étudiés fonctionnent toujours au point de puissance maximale et par conséquent la puissance P_{DC} est égale à P_{mpp} . Nous nous limiterons à la présentation des approches ne nécessitant pas une connaissance très détaillée de la structure de la cellule. En effet, les caractéristiques des cellules utilisées ne sont souvent pas communiquées à l'installateur et l'exploitant de centrales solaires photovoltaïques.

En vue des objectifs de cette thèse, nous proposons de classifier les différentes méthodes de modélisation de la puissance CPV selon le type de variables d'entrée des modèles en deux catégories :

- Les méthodes basées sur des variables dépendantes du système CPV
- Les méthodes basées sur des variables indépendantes du système CPV

Notons bien ici que nous faisons référence aux variables nécessaires au calcul de P_{mpp} une fois les paramètres des modèles déterminés. Cependant lors de la phase de construction des modèles, la mesure de variables dépendantes du système CPV, telles que P_{mpp} , sous différentes conditions de fonctionnement est nécessaire.

Une partie des modèles décrits dans cette section ont fait l'objet d'analyses comparatives par Rodrigo et al. [72], García-Domingo et al. [73], Theristis [74] et Almonacid et al. [75].

5.1. Modèles basés sur des variables dépendantes du système CPV

5.1.1. Modèles de courbe I-V du module CPV

Les modèles présentés dans ce paragraphe sont basés sur la modélisation de la caractéristique I-V de la cellule ou du module CPV. La mesure de $T_{cellule}$ (ou $T_{Dissipateur}$) est nécessaire pour déterminer les paramètres de ces modèles avant de pouvoir les utiliser pour estimer la puissance générée par un module. Pour estimer $T_{cellule}$, les approches décrites dans § : 4 et particulièrement celles nécessitant la mesure I-V sont privilégiées.

5.1.1.1. Le circuit équivalent d'une cellule multi-jonction

Une cellule CPV peut être représentée par un circuit équivalent d'une CMJ. On trouve dans la littérature deux approches principales : le modèle à une diode (1D) et le modèle à deux diodes (2D). Chacune des trois sous-cellules, dans le cas d'une cellule 3J, est représentée par un circuit équivalent. Les circuits sont connectés en série pour constituer un circuit équivalent à la cellule 3J. La **Figure II. 4** [72] illustre les deux représentations 1D et 2D d'une cellule 3J.

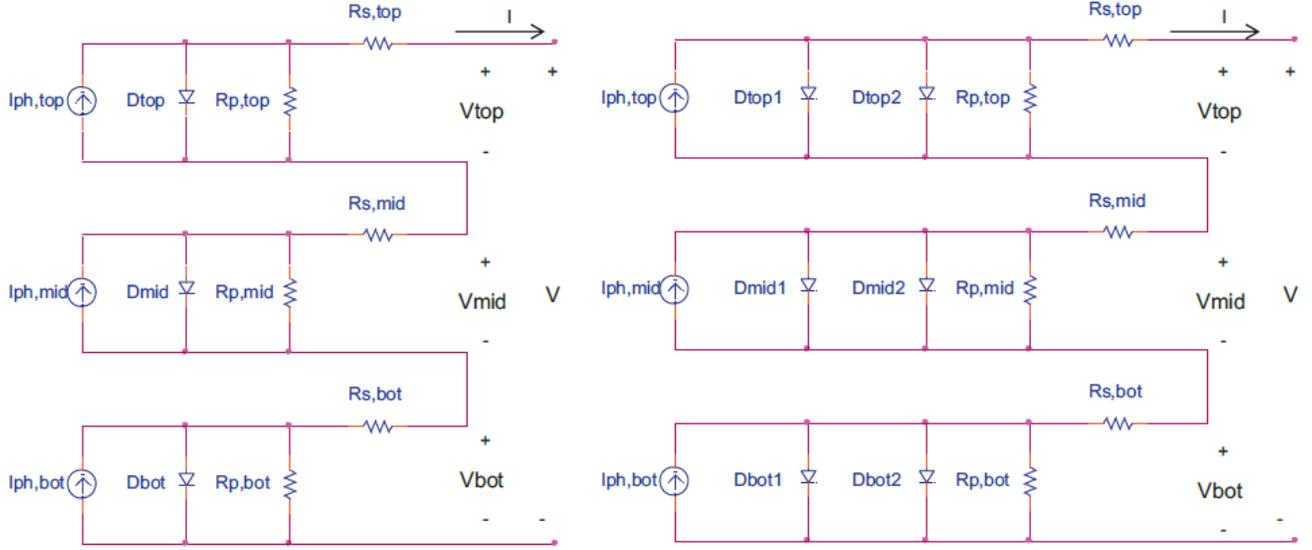


Figure II. 4: Circuit électrique équivalent d'une cellule 3J suivant le modèle à une diode (à gauche) et le modèle à deux diodes (à droite) [72]

La tension V de la cellule est égale à la somme des tensions V_i des sous-cellules. Dans la suite, les courants photo-générés notés $I_{ph i}$ d'une sous-cellule i ou de la cellule 3J noté I_{ph} seront considérés égaux respectivement aux courants de court-circuit $I_{sc i}$ et I_{sc} . Cette approximation est généralement adoptée car le courant de la diode dans chaque sous-cellule $I_{0 i}$ est négligeable par rapport au courant de la cellule [76]. Les modèles 1D et 2D sont exprimés par les Equations suivantes :

$$I_i = I_{sc i} - I_{0 i} \left(\frac{q \cdot (V_i + I \cdot R_{S i})}{e^{n_i \cdot k_B \cdot T_{cellule}} - 1} - 1 \right) - \frac{(V_i + I \cdot R_{S i})}{R_{sh i}} \quad (29)$$

$$I_i = I_{sc i} - I_{01 i} \left(\frac{q \cdot (V_i + I \cdot R_{S i})}{e^{n_{1 i} \cdot k_B \cdot T_{cellule}} - 1} - 1 \right) - I_{02 i} \left(\frac{q \cdot (V_i + I \cdot R_{S i})}{e^{n_{2 i} \cdot k_B \cdot T_{cellule}} - 1} - 1 \right) - \frac{(V_i + I \cdot R_{S i})}{R_{sh i}} \quad (30)$$

La différence entre les deux modèles réside dans le nombre de diodes caractérisant le courant de saturation. Avec le modèle 2D, on peut distinguer deux modes de perte du courant par recombinaison : recombinaisons radiative et non-radiative. I_0 , $I_{0 1}$ et $I_{0 2}$ représentent respectivement le courant de saturation de la diode dans le modèle 1D et les courants de saturation des deux diodes dans le modèle 2D. $R_{s i}$ et $R_{sh i}$ représentent respectivement les résistances série et shunt qui décrivent la sous-cellule i . $T_{cellule}$ est exprimée dans les différentes équations des modèles 1D et 2D en degré Kelvin (K).

Le modèle 1D est déterminé par cinq paramètres ($I_{sc i}$, I_0 , n_i , $R_{S i}$ et $R_{sh i}$) tandis que le modèle 2D est déterminé par sept paramètres ($I_{sc i}$, $I_{01 i}$, $I_{02 i}$, $n_{1 i}$, $n_{2 i}$, $R_{S i}$ et $R_{sh i}$). Fernández et al. [77] ont pu comparer différentes méthodes rapportées par la littérature permettant d'extraire les paramètres du modèle 1D d'une cellule 3J sous concentration à partir de la mesure I-V sous différentes conditions d'éclairement et de température. Des méthodes ont été proposées également pour le modèle 2D par Segev et al. [78], Nishioka et al. [79]-[80] et Or et al. [81].

Une fois le modèle (1D ou 2D) de la cellule construit, P_{mpp} est obtenue à partir des courbes I-V pour différentes valeurs d'éclairement et de température. En général, les paramètres de ces modèles sont déterminés sous illumination contrôlée loin des conditions réelles de fonctionnement, et en négligeant l'impact d'autres paramètres tel que le vent.

5.1.1.2. Le modèle de Domínguez (2010)

Le modèle de Domínguez et al. [52] est basé sur la représentation 1D d'une cellule 3J avec le remplacement des trois résistances R_{S_i} par une seule résistance effective R_S (Figure II. 5). L'effet de la résistance shunt est négligé pour simplifier le modèle. La méthode consiste à translater la courbe I-V à différentes conditions du spectre, de concentration et de température. Ces conditions sont représentées par :

- les courants de court-circuit $I_{SC, Top}$, $I_{SC, Middle}$ et $I_{SC, Bottom}$ des sous-cellules mesurés moyennant des cellules isotypes [51]. La variation du spectre est ainsi mesurée par la variation du courant produit suite à l'absorption de l'éclairement sur les bandes spectrales des sous-cellules Top, Middle et Bottom.
- La température de la cellule $T_{cellule}$.

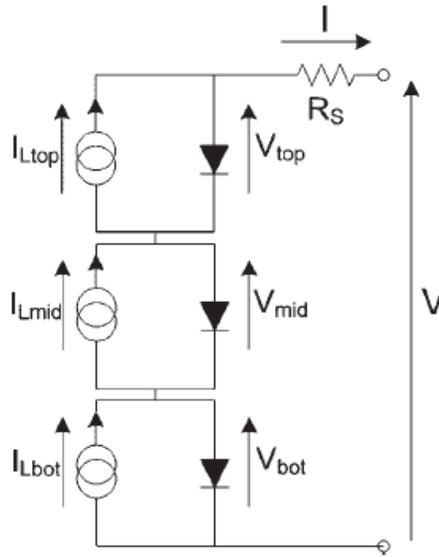


Figure II. 5: Représentation à une diode d'une cellule 3J utilisée dans le modèle de translation de courbe I-V de Domínguez et al. [52]

A partir d'une courbe mesurée I_1-V_1 sous des conditions de référence ($I_{SC, Top 1}$, $I_{SC, Middle 1}$, $I_{SC, Bottom 1}$, $T_{cellule 1}$), trois corrections sont appliquées au courant I_1 et à la tension V_1 pour obtenir une courbe I_2-V_2 sous les conditions ciblées ($I_{SC, Top 2}$, $I_{SC, Middle 2}$, $I_{SC, Bottom 2}$, $T_{cellule 2}$). Ces corrections sont les suivantes :

- une correction du courant I_1 suivant la concentration et la température (Equation (31) [52]) :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_2(T_{cellule 2}) = X_2 \cdot I_1(T_{cellule 1}) \\ X_2 = \frac{\min(I_{SC Top 2}, I_{SC Middle 2}, I_{SC Bottom 2})}{\min(I_{SC Top 1}, I_{SC Middle 1}, I_{SC Bottom 1})} \end{array} \right. \quad (31)$$

A partir des courants des sous-cellules mesurées on calcule le courant de la cellule (le minimum des trois courants) sous les deux conditions (1) et (2) et ainsi on introduit la concentration X_2 (Equation (31)) qui est égale au rapport du courant sous les conditions (2) par celui mesuré sous les conditions (1).

- une correction ΔV_1 de la tension V_1 suivant la concentration (Equation (32) [52]):

$$\Delta V_1 = \frac{k_B T_{\text{cellule 1}}}{q} \ln \left(\prod_i \left(\frac{I_{\text{sc } i 1} - I_2}{I_{\text{sc } i 2} - I_1} \right)^{n_i} \right) - (I_2 - I_1) R_S \quad (32)$$

- Une troisième correction ΔV_2 de la tension suivant la température $T_{\text{cellule 2}}$ (Equation (33) [52]):

$$\Delta V_2 = \left(\frac{1}{q} \sum_i n_i \cdot E_{g i} - (V_2(T_{\text{cellule 1}}) + I_1 R_S) \right) \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{cellule 2}}}{T_{\text{cellule 1}}} \right) - \frac{k_B T_{\text{cellule 2}}}{q} \ln \left(\frac{T_{\text{cellule 2}}}{T_{\text{cellule 1}}} \right) \left(\sum_i n_i \cdot \gamma_i \right) \quad (33)$$

La grandeur γ_i est un paramètre de la sous-cellule i décrivant la dépendance de la densité des porteurs de charge dans la jonction à la température. $E_{g i}$ désigne l'énergie de gap du matériau composant la sous-cellule i .

P_{mpp} est obtenue à partir du courant $I_{\text{mpp } 1}$ et de la tension $V_{\text{mpp } 1}$ sous les conditions de référence (1) au point de puissance maximale suite à l'application des corrections précédentes à la courbe I_1 - V_1 (Equation (34) [52]). $\Delta V_{1 \text{ mpp}}$ et $\Delta V_{2 \text{ mpp}}$ représentent les valeurs des corrections ΔV_1 et ΔV_2 (Equations (32) et (33)) à $I_1 = I_{\text{mpp } 1}$ et $I_2 = I_{\text{mpp } 2}$.

$$P_{\text{mpp}} = X_2 \cdot I_{\text{mpp } 1} (V_{\text{mpp } 1} + \Delta V_{1 \text{ mpp}} + \Delta V_{2 \text{ mpp}}) \quad (34)$$

Une valeur de RMSE liée à l'estimation de la courbe I-V entre 0,53% et 0,85% a été rapportée par Domínguez et al. [52]. Ce résultat a été obtenu à des valeurs de T_{cellule} entre 25°C et 75°C et sous des concentrations entre 100 et 700 soleils. L'incertitude liée à l'estimation de la puissance P_{mpp} n'a pas été étudiée. La détermination des paramètres du modèle nécessite la mesure I-V sous illumination contrôlée (simulateur solaire). La méthode n'a pas été validée sur des données I-V mesurées sous illumination réelle.

5.1.1.3. Le modèle de cellule 3J de Fernández (2013)

L'approche proposée par Fernández et al. [82], [83] est basée sur la représentation 1D d'une cellule 3J. La cellule 3J étudiée est la cellule la plus utilisée dans le CPV GaInP/GaInAs/Ge (§ : 3 – Chapitre I). La génération du courant par cette cellule n'est limitée que par les deux sous-cellules « Top » et « Middle », puisque la sous-cellule « Bottom » absorbe sur une large bande spectrale dans la partie infrarouge du spectre. La sous-cellule en Ge produit généralement un excès de courant (typiquement environ 1,4 fois le courant généré par les deux autres sous-cellules sous les conditions standards).

Seules les sous-cellules « Top » et « Middle » ont été représentées dans le modèle 1D car elles sont les seules à pouvoir limiter la génération du courant. La caractéristique I-V s'exprime alors par l'Equation (35) [82], [83]:

$$V = \frac{n \cdot k_B \cdot T_{\text{cellule}}}{q} \left(\ln \left(\frac{I_{\text{sc Top}} - I}{I_{0 \text{ Top}}} \right) + \ln \left(\frac{I_{\text{sc Middle}} - I}{I_{0 \text{ Middle}}} \right) \right) - I \cdot R_S \quad (35)$$

R_S , $I_{0 \text{ Top}}$ et $I_{0 \text{ Middle}}$ représentent respectivement la résistance série effective de la cellule et les courants de saturation des deux diodes représentant les sous-cellules « Top » et « Middle ». Une correction pour tenir compte de la résistance shunt effective de la cellule est ensuite appliquée à l'Equation (35) [82], [83]. L'expérimentation a été conduite en modifiant T_{cellule} à 10°C, 45°C, 75°C et 100°C tout en variant le spectre incident. Cette variation du spectre s'est traduite par une variation du rapport de courant entre les deux sous-cellules « Top » et « Middle » d'environ ± 22 % par rapport aux conditions de fonctionnement sous le spectre AM1.5D. L'incertitude liée à l'estimation de la puissance P_{mpp} a été estimée en termes d'erreur relative moyenne (la moyenne des écarts relatifs entre les valeurs mesurées et calculées de P_{mpp} extraites des courbes I-V) à 0,16 %.

L'inconvénient de cette méthode est que la détermination des paramètres du modèle nécessite de mesurer l'EQE des deux sous-cellules, la courbe I-V et le spectre via des cellules isotypes. A cela s'ajoute le fait que cette approche se limite à l'étude de la cellule GaInP/GaInAs/Ge. Dans d'autres configurations de cellules 3J, les trois sous-cellules contribuent toutes à la limitation du courant dans la cellule.

5.1.1.4. Le modèle Syracuse (2005)

L'approche proposée par Ekins-Daukes et al. [84] sous le nom du modèle « Syracuse », est basée sur la représentation 2D de la CMJ. Le courant photo-généré est estimé à partir de l'éclairement DNI_λ calculé en utilisant l'outil SMARTS. La résolution des équations du modèle 2D permet ensuite de calculer la courbe I-V et d'extraire la valeur de la puissance P_{mpp} . Cette approche a pu être employée par Chan et al. [85] pour modéliser la puissance générée par un module CPV à base de cellules 3J au Japon. L'étude a été conduite en intégrant dans SMARTS des valeurs d'AOD obtenues à partir d'AERONET et de valeurs de PW calculées à partir de T_{air} et de l'humidité HR [85].

L'EQE de la cellule est utilisée pour calculer les courants photo-générés par les sous-cellules comme décrit précédemment (Equation (7)). Celle-ci est corrigée pour tenir compte de la variation de l'énergie de gap de chaque matériau semi-conducteur E_{g_i} avec T_{cellule} suivant la formule de Varshni [49].

La méthode d'obtention de l'EQE à T_{cellule} donnée à partir de la variation des E_{g_i} est décrite par Steiner et al. [86]. L'expérimentation a permis d'estimer l'énergie totale produite par le module CPV pendant un an de mesure I-V sur site. Une différence d'environ 2 % entre la valeur calculée et celle mesurée a été constatée. Chan et al. [85] n'ont pas estimé l'incertitude liée à l'estimation de P_{mpp} .

L'approche présentée permet de décrire en détail le fonctionnement de la cellule. Celle-ci peut servir à optimiser la conception du système et de suivre le bon fonctionnement de celui-ci. Néanmoins, le modèle nécessite la mesure sous différentes conditions de plusieurs paramètres tels que T_{cellule} , la courbe I-V et l'EQE.

5.1.1.5. Le modèle Yield Opt (2015)

Steiner et al. [86], [87] ont développé un modèle sous le nom de « Yield Opt » qui peut être considéré comme une version plus complexe du modèle Syracuse. Comme ce dernier, le modèle « Yield Opt » utilise l'outil SMARTS pour calculer le spectre incident à partir de l'EQE à T_{cellule} donnée [86]. L'approche intègre également un modèle pour le calcul de la transmission optique $\text{Tr}_{\text{optique}}$ à une température T_{lentille} donnée en utilisant un outil de tracé des rayons lumineux et une méthode de calcul d'éléments finis pour calculer la déformation du POE à T_{lentille} donnée [86]. La cellule est basée sur une représentation 2D de la CMJ.

La puissance P_{mpp} extraite de la courbe I-V est corrigée pour tenir compte de la précision du « tracker ». Cette correction correspond à la valeur de la puissance normalisée correspondante à un désalignement angulaire donné. Cette information est fournie par la courbe d'acceptance (ou d'admission) du système. Celle-ci est préalablement mesurée pour le système étudié en variant l'angle de désalignement du suiveur solaire ε tout en mesurant la puissance ou le courant du module (**Figure II. 6**). Ainsi, la mesure de l'angle ε pendant le fonctionnement, en utilisant un capteur dédié installé sur le plan d'incidence du module, permet d'estimer le facteur de correction à appliquer à P_{mpp} à partir de la courbe d'admission. Par exemple, à un désalignement $\varepsilon = AA^\circ$, le facteur à multiplier par la puissance est de 0,9.

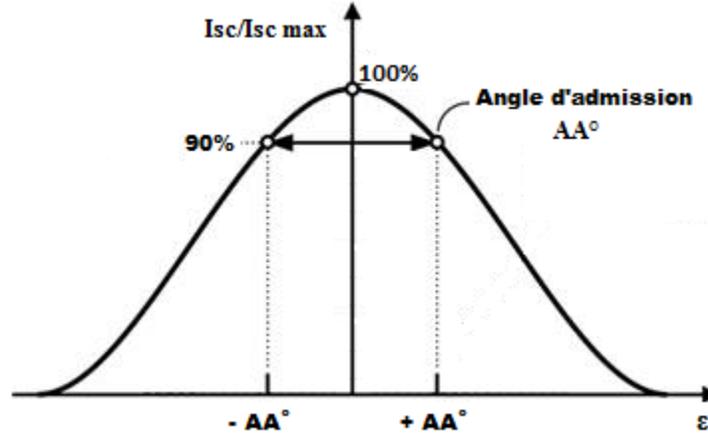


Figure II. 6: Courbe d'acceptance du module

Steiner et al. [86], [87] ont calculé la nRMSE liée à l'estimation de P_{mpp} entre 2,6 % et 3,9 % pour différents modules CPV. Cependant, ce modèle nécessite de mesurer l'erreur d'alignement du tracker et une connaissance approfondie du système tant au niveau de la cellule que du dispositif optique.

5.1.2. Modèles calculant uniquement les paramètres électriques du module CPV au point de puissance maximale

5.1.2.1. Le modèle de Kinsey (2008)

Kinsey et al. [38], [88] ont proposé un modèle basé, comme celui de Domínguez, sur la représentation 1D d'une cellule 3J. L'approche propose de calculer la puissance P_{mpp} à partir du courant J_{sc} , de la surface de la cellule $A_{cellule}$, de la tension V_{oc} et du facteur FF par l'équation (36) [38], [88].

$$P_{mpp} = J_{sc} \cdot A_{cellule} \cdot V_{oc} \cdot FF \quad (36)$$

Afin d'utiliser l'équation (36), les paramètres suivants sont calculés au préalable :

- J_{sc} est calculée à partir de la mesure par cellules isotypes (équation (7)). Ceci nécessite également la mesure de l'EQE de la cellule et du spectre incident.
- FF est calculé à partir de sa valeur sous les conditions CSTC en appliquant une correction pour tenir compte de sa variation avec $T_{cellule}$. Le coefficient de température du FF est obtenu à partir de la mesure I-V sous illumination contrôlée en variant $T_{cellule}$.
- la tension de circuit ouvert V_{oc} est calculée à partir de sa valeur sous les conditions standards avec l'application de corrections qui dépendent des logarithmes de la concentration (§ : 3 – Chapitre I) et de $T_{cellule}$ moyennant le coefficient de température $\beta_{V_{oc}}$ obtenu à partir de la mesure I-V sous illumination contrôlée.

La détermination du modèle nécessite de mesurer la valeur de EQE de la cellule à différentes valeurs de T_{cellule} . La mesure I-V sous différentes conditions est également requise. La mesure du spectre peut être remplacée par l'utilisation de l'outil SMARTS. Le modèle de Kinsey a été utilisé pour estimer l'énergie produite d'une centrale CPV en fonctionnement. Une différence de 2% a été obtenue entre la valeur mesurée de l'énergie produite et celle calculée par le modèle sur une période de 9 mois [89]. Pour cette estimation, des données météorologiques typiques propres au site géographique ont été utilisées avec l'outil SMARTS comme décrit précédemment. L'incertitude liée à l'estimation de la puissance n'a pas été indiquée par les auteurs.

5.1.2.2. Le modèle de Peharz (2011)

Peharz et al. [66] ont proposé une formule pour calculer P_{mpp} à partir du paramètre Z (§ : 1), de DNI et de T_{cellule} :

$$P_{\text{mpp}} = c_{\text{DNI}} \cdot \text{DNI} + c_{\text{Z2}} \cdot Z^2 + c_{\text{Z}} \cdot Z + c_{\text{Tcellule}} \cdot T_{\text{cellule}} + c_{\text{offset}} \quad (37)$$

Les coefficients c_{DNI} , c_{Z2} , c_{Z} , c_{Tcellule} et c_{offset} sont obtenus par régression linéaire à partir de la mesure des différentes variables sous les conditions de fonctionnement réel du module CPV. L'expression proposée se compose de la somme de quatre fonctions :

- $c_{\text{DNI}} \cdot \text{DNI}$: traduit la linéarité entre la puissance et l'éclairement à température et spectre constants.
- $c_{\text{Tcellule}} \cdot T_{\text{cellule}}$: exprime principalement la variation de la puissance avec T_{cellule} .
- $c_{\text{Z2}} \cdot Z^2 + c_{\text{Z}} \cdot Z$: suite à l'étude de différents modules CPV, Peharz et al. [66] ont pu approximer l'influence du paramètre Z sur la puissance P_{mpp} par une droite ($c_{\text{Z}} \cdot Z$) pour certains modules et par un polynôme du 2^{ème} degré pour d'autres (ajout du terme $c_{\text{Z2}} \cdot Z^2$)
- c_{offset} : une constante pour corriger l'écart systématique entre les valeurs calculées et mesurées de P_{mpp} . Cet écart peut être causé par plusieurs phénomènes non pris en compte par le modèle, tels que la qualité de suivi du soleil et de la mesure par les différents instruments.

Peharz et al. [66] ont expérimenté quatre modules CPV différents pendant des périodes de mesure de plusieurs mois à Freiburg en Allemagne. Les résultats obtenus en termes d'incertitude liée à l'estimation de P_{mpp} ont été présentés en RMSE exprimée en unité de puissance (W) : les valeurs de RMSE 1,3 W, 1,2 W, 1,6 W et 0,6 W ont été obtenues pour des modules ayant des valeurs de puissance sous CSTC de 54 W, 50,1 W, 44 W et 15,7 W respectivement.

Les principaux inconvénients de l'approche de Peharz sont :

- L'expression de la puissance estime une puissance non nulle à $\text{DNI} = 0 \text{ W.m}^{-2}$
- Le besoin d'utiliser des cellules isotopes pour calculer l'indice du spectre Z
- La méthode utilise un filtrage approfondi des données mesurées nécessitant la mesure de la courbe I-V des modules sous les conditions de fonctionnement réel.

Il est utile de noter que l'approche présentée a également été utilisée pour estimer la puissance des modules sous les conditions CSOC, caractéristique du module, parfois fournie par le fabricant. L'incertitude liée à l'estimation de cette puissance pour les différents modules étudiés a été évaluée par la RMSE entre 2 % et 4 %.

5.1.2.3. Le modèle du Sandia (2004)

Le modèle du Sandia National Laboratories [58] connu sous le nom anglais « Photovoltaic Array Performance model » est basé sur l'expérimentation du module CPV sous illumination réelle. Il a été

développé pour caractériser différentes technologies de modules PV et a été testé également sur des modules à base de CMJ tels que les modules CPV.

Le modèle considère l'influence du spectre uniquement à travers l'AM en introduisant l'éclairement effectif DNI_{eff} (Equation (39) [58]) (DNI corrigé par une fonction dépendante de la masse d'air AM appelée facteur de correction spectrale $f_1(AM)$). Ce facteur fut introduit dans la norme ASTM E 973 et approximée par un polynôme de degré 4 en AM par Sandia [58] (Equation (38)).

$$f_1(AM) = a_0 + a_1AM + a_2AM^2 + a_3AM^3 + a_4AM^4 \quad (38)$$

$$DNI_{eff} = \frac{DNI}{DNI_{réf}} f_1(AM) \quad (39)$$

Le modèle permet de calculer la courbe I-V à partir des cinq points de fonctionnement (courant, tension) suivants: $(I_{sc}, 0)$, $(\frac{I_{V_{oc}}}{2}, \frac{V_{oc}}{2})$, (I_{mpp}, V_{mpp}) , $(\frac{I_{V_{mpp+V_{oc}}}}{2}, \frac{V_{mpp+V_{oc}}}{2})$ et $(0, V_{oc})$. $\frac{I_{V_{oc}}}{2}$ et $\frac{I_{V_{mpp+V_{oc}}}}{2}$ étant les courants correspondant respectivement aux tensions $\frac{V_{oc}}{2}$ et $\frac{V_{mpp+V_{oc}}}{2}$.

Le courant I_{mpp} du module étudié est exprimé à partir de deux fonctions linéaires : une fonction de DNI_{eff} pour décrire la relation du courant avec l'éclairement et une fonction de $T_{cellule}$ pour corriger le courant par le coefficient de température $\alpha_{I_{mpp}}$ (Equation (40)). $I_{mpp\ réf}$ est la valeur du courant I_{mpp} sous les CSTC.

$$I_{mpp} = (C_0 DNI_{eff} + C_1 DNI_{eff}^2) \left(I_{mpp\ réf} + \alpha_{I_{mpp}} \cdot (T_{cellule} - T_{cellule\ réf}) \right) \quad (40)$$

La tension V_{mpp} est exprimée linéairement en fonction du logarithme de DNI_{eff} en appliquant une correction qui tient compte de la variation de $T_{cellule}$ moyennant le coefficient $\beta_{V_{mpp}}$. $V_{mpp\ réf}$ est la valeur de V_{mpp} sous les conditions de référence (Equation (41) [58]).

$$V_{mpp} = V_{mpp\ réf} + C_2 N_s \frac{n k_B T_{cellule} \ln(DNI_{eff})}{q} + C_3 N_s \left(\frac{n k_B T_{cellule} \ln(DNI_{eff})}{q} \right)^2 + \beta_{V_{mpp}} (T_{cellule} - T_{cellule\ réf}) \quad (41)$$

Les coefficients C_0 , C_1 , C_2 et C_3 sont obtenus par régression linéaire à partir des données mesurées du module. La puissance P_{mpp} est estimée par le produit des V_{mpp} et I_{mpp} calculés.

L'avantage du modèle du Sandia est qu'il est déterminé à partir de données mesurées représentatives du fonctionnement réel du module CPV. En revanche, l'approche nécessite la connaissance des valeurs de quelques paramètres intrinsèques au module tels que le facteur n , N_s et la sensibilité au spectre exprimée par $f_1(AM)$. Le modèle a été testé pour estimer la puissance générée par un module CPV à Jaén en Espagne [72] et la RMSE résultante a été de 3,4 %.

5.1.2.4. Le modèle d'un module CPV sous le logiciel PVSyst

Le logiciel PVSyst [90] est un outil commercial qui est utilisé, comme évoqué dans le chapitre introductif, par nombre d'industriels et de bureaux d'études dans le Monde. Il permet principalement de dimensionner les composantes d'une centrale PV sur un site géographique donné et d'estimer l'énergie productible sur la durée de vie de la centrale. Soitec, un ancien fabricant de modules CPV a collaboré avec PVSyst pour

intégrer un modèle adapté au module CX-M500 dans la base de données des modules du logiciel. Le module est composé de cellules 3J sous une concentration de 500 soleils et génère une puissance de 2,45 kWc sous les conditions CSTC.

L'approche de PVSyst [71] nécessite la mesure de la courbe I-V sous illumination réelle à différents niveaux d'éclairement et de température. Cela permet d'obtenir les paramètres du modèle 1D ainsi que du modèle de la température en face arrière du module, $T_{Dissipateur}$ (§ : 4.3).

Pour tenir compte de la particularité du module CPV, un facteur de correction de DNI a été intégré. Ce facteur appelé « facteur d'utilisation » UF est défini comme la somme de trois fonctions linéaires UF_{DNI} , $UF_{T_{air}}$ et UF_{AM} qui dépendent respectivement de DNI, de T_{air} et de AM [71]. UF est obtenu en étudiant l'influence des trois variables sur l'éclairement effectif capté par le module, mesuré en termes du courant de court-circuit normalisé à sa valeur sous les conditions CSTC ($I_{sc}/I_{sc\text{réf}}$). UF et les trois fonctions ont pour expression [71] :

$$\left\{ \begin{array}{l} UF = UF_{DNI} + UF_{T_{air}} + UF_{AM} \\ UF_{DNI} = w_{DNI}(1 + a \cdot (DNI - DNI_{seuil})) \\ UF_{T_{air}} = w_{T_{air}}(1 + b \cdot (T_{air} - T_{air\text{seuil}})) \\ UF_{AM} = w_{AM}(1 + c \cdot (AM - AM_{seuil})) \end{array} \right. \quad (42)$$

Les pentes a, b et c des droites changent si les valeurs de DNI, T_{air} et AM sont supérieures ou inférieures aux seuils DNI_{seuil} , $T_{air\text{seuil}}$ et AM_{seuil} . Les poids w_{DNI} , $w_{T_{air}}$ et w_{AM} sont déterminés par régression linéaire à partir de l'expression d'UF. Ces coefficients décrivent la contribution de l'effet de chaque variable dans la variation du courant photo-généré (exprimée par UF). La **Figure II. 7** issue de [71] présente les trois fonctions d'UF obtenues pour le module CX-M500, en fonction des variables correspondantes.

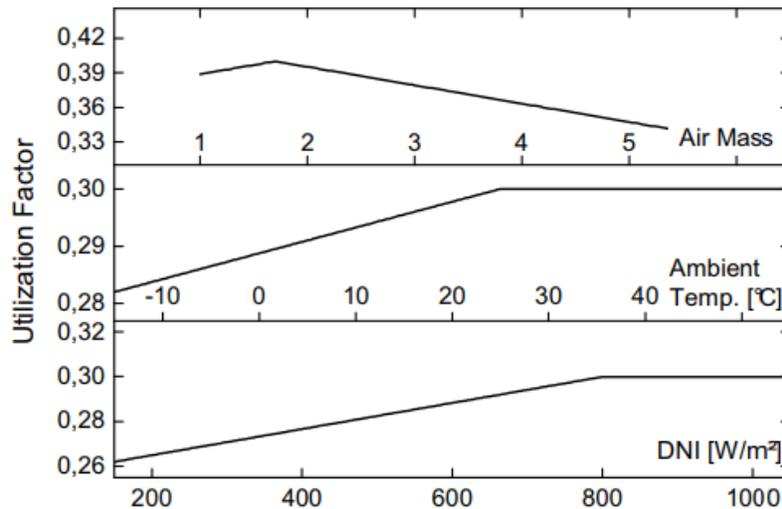


Figure II. 7: La représentation du facteur d'utilisation UF en fonction des variables AM (en haut), T_{air} (au milieu) et DNI (en bas) [71]

Le modèle a été validé à partir d'environ un an et demi de mesure I-V à Séville en Espagne. L'incertitude liée à l'estimation de P_{mpp} par cette approche a été exprimée en termes de nRMSE estimé à 3,7 % et de MBE estimé à -0,8 % [71].

Le modèle a été testé sur des centrales de différentes tailles sur quatre sites géographiques pendant une période d'environ neuf mois sur des sites au Moyen Orient et en Afrique du Sud.

L'incertitude liée à l'estimation de l'énergie produite en amont de l'onduleur (énergie DC) pendant la période de mesure a été évaluée et exprimée en termes de nRMSE(%) et MBE(%). Le **Tableau II. 5** présente les résultats obtenus sur les quatre sites :

Tableau II. 5: Résultats de l'estimation de l'énergie DC produite par des centrales CPV par PVSyst

Sites géographique	MBE (%)	RMSE (%)
Sede Boqer, Israel	0,7	10,7
Touwsrivier, Afrique du Sud	- 0,6	12,5
Shams Ma An, Jordanie	1,7	9,0
Muscat, Oman	- 4,2	8,7

Il est utile de souligner les points suivants :

- à travers ce paragraphe, nous retiendrons l'approche qui consiste à combiner le modèle 1D d'une cellule et l'utilisation du facteur UF.
- les trois fonctions de UF décrivent des phénomènes interdépendants qui rendent la détermination de celles-ci compliquée [91].
- PVSyst en tant qu'outil n'a pas pour vocation d'estimer la puissance du module à chaque instant mais d'estimer l'énergie produite sur des grandes échelles temporelles à partir de données météorologique typiques du site géographique d'étude.
- L'inconvénient de l'approche présentée est le besoin d'une connaissance approfondie du module à travers des mesures à long terme nécessitant une étude conjointe avec le fabricant du module [92].

5.2. Modèles basés seulement sur des variables indépendantes du système CPV

5.2.1. Le modèle de la norme ASTM E 2527-09

La norme ASTM E 2527-09 [93] propose la seule formule « officiellement » reconnue pour calculer la puissance d'un module CPV sous les conditions de fonctionnement réel à partir des variables DNI, T_{air} et v_{vent} . L'Equation (43) exprime la puissance P_{mpp} suivant l'approche proposée :

$$P_{mpp} = DNI (a_1 + a_2 \cdot DNI + a_3 \cdot T_{air} + a_4 \cdot v_{vent}) \quad (43)$$

Les coefficients a_1 , a_2 , a_3 et a_4 sont obtenus par régression linéaire à partir des données mesurées sous illumination réelle. Le modèle ne prend en compte aucune des variables liées au spectre.

Cette approche a été développée, à la base, pour estimer la puissance du module sous les conditions CSOC (§ : 4 – Chapitre I). Cette procédure appelée souvent en anglais « Outdoor Power Rating » consiste à mesurer dans un premier temps, sous illumination réelle, la puissance du module simultanément avec

quelques variables météorologiques. Les données sont filtrées ensuite de façon à garder celles mesurées sous un ciel clair et pendant un fonctionnement stable du module.

Des critères de filtrage de données ont été définis par la norme ASTM E 2527-06 [94] concernant par exemple DNI, la variation de DNI pendant la mesure, T_{air} , l'erreur de suivi ϵ et v_{vent} . La troisième étape consiste à déterminer les coefficients de l'Equation (43) par régression linéaire. L'Equation (43) a été comparée par Muller et al. [95] à d'autres méthodes dédiées au « Outdoor Power Rating » en utilisant un nombre plus important de variables telles qu'AM et PW. Muller a rapporté que la puissance sous CSOC estimée par les différentes méthodes peut varier significativement (entre environ 3 % et 9 % entre la valeur mesurée et celle calculée) [95].

En dehors des conditions standards de fonctionnement, l'approche de la norme ASTM E 2527-09 a été utilisée également pour le calcul de la puissance sous des conditions variables d'éclairement et de température. Rodrigo et al. [72] ont pu tester l'Equation (43). L'incertitude liée à l'estimation de P_{mpp} a été évaluée sur la base de deux ans de mesures sur deux modules CPV à Jaén en Espagne. Une RMSE de 4.6 % a été rapportée suite à la comparaison des valeurs calculées à celles mesurées [72].

5.2.2. Le modèle de García-Domingo (2014)

García-Domingo et al. [96] proposent un modèle pour calculer P_{mpp} à partir de la mesure des variables météorologiques DNI, T_{air} et v_{vent} ainsi que de l'indice spectral $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ décrit précédemment (§ : 1).

L'approche est décrite par les points suivants :

- le facteur spectral du module CPV étudié SF_{mesure} (Equation (10)) est obtenu à partir de la mesure des courants des cellules isotypes.
- le facteur SF est exprimé linéairement en fonction de $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ (Equation (44) [96]) suivant la valeur de T_{air} sur trois intervalles (5 °C – 20 °C, 20 °C – 30 °C et 30 °C – 45 °C). Les coefficients $a_{T_{air}}$, $b_{T_{air}}$ et $c_{T_{air}}$ dépendent de la plage de températures et sont obtenus par régression linéaire.

$$SF = a_{T_{air}} \cdot SMR_{\frac{Top}{Middle}}^2 + b_{T_{air}} \cdot SMR_{\frac{Top}{Middle}} + c_{T_{air}} \quad (44)$$

- la puissance mesurée du module P_{mpp} est normalisée par rapport à l'éclairement DNI et ainsi notée $P_{mpp \text{ normalisée}}$ (sans unité). Celle-ci est exprimée par l'Equation (45):

$$P_{mpp \text{ normalisée}} = \frac{P_{mpp} \cdot DNI_{réf}}{P_{mpp \text{ réf}} \cdot DNI} \quad (45)$$

Cette puissance est approximée linéairement à partir du facteur calculé $SF_{calculé}$ suivant l'Equation (46) [96]. Le coefficient a_p est obtenu par régression linéaire :

$$P_{mpp \text{ normalisée}} = a_p \cdot SF_{calculé} \quad (46)$$

- une fois les coefficients des relations linéaires précédentes déterminés, la puissance P_{mpp} est calculée à partir de DNI et de la valeur calculée de $P_{mpp \text{ normalisée}}$ selon :

$$P_{mpp} = \frac{P_{mpp \text{ normalisée}} \cdot DNI \cdot P_{mpp \text{ réf}}}{DNI_{réf}} \quad (47)$$

García-Domingo et al. [96] ont utilisé cette approche pour calculer la puissance d'un module CPV à Jaén en Espagne. L'incertitude a été évaluée sur la base de données I-V mesurées pendant environ un an avec une nRMSE = 5,3 % [96]. La méthode décrite dans ce paragraphe a l'avantage de décrire l'effet de la variation du spectre en partant de DNI, $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et T_{air} , cependant, la mesure par cellules isotopes est nécessaire pour déterminer le modèle sur chaque site géographique de climat différent.

5.2.3. Le modèle de García-Domingo basé sur la formule d'ASTM E 2527-09 (2015)

García-Domingo et al. [73] ont modifié l'équation de la norme ASTM E 2527-09 [94] en rajoutant un terme qui dépend d'une variable spectrale à savoir l'APE (Equation (5)) qui est obtenue à partir du spectre mesuré par un spectroradiomètre.

L'approche distingue deux cas suivant la valeur de l'indice APE par rapport à sa valeur 1,83 eV sous le spectre AM1.5D. La puissance P_{mpp} est exprimée par l'Equation (48) [73], où les valeurs des coefficients $a_{1 APE}$, $a_{2 APE}$, $a_{3 APE}$, $a_{4 APE}$ et $a_{5 APE}$ dépendent de l'intervalle de APE mesurée ($APE < 1,83$ eV ou $APE \geq 1,83$ eV).

$$P_{mpp} = DNI (a_{1 APE} + a_{2 APE} \cdot DNI + a_{3 APE} \cdot T_{air} + a_{4 APE} \cdot V_{vent} + a_{5 APE} \cdot APE) \quad (48)$$

Cette approche a été testée et comparée au cas où l'indice APE est remplacé par l'indice $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ mesuré par des cellules isotopes. Deux intervalles selon la valeur de $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ ont été considérés autour de la valeur $SMR_{\frac{Top}{Middle}} = 1$.

Deux méthodes d'obtention des coefficients des modèles ont été comparées : la régression linéaire par la méthode des moindres carrés et une autre méthode appelée évolution différentielle [73]. Les deux méthodes ont été testées avec les deux formules de P_{mpp} utilisant les indices APE et SMR sur les données mesurées de deux modules CPV à Jaén en Espagne. Les données ayant servi à déterminer les modèles constituent 80% du nombre total des données mesurées, le reste a été utilisé pour évaluer la capacité des modèles à estimer les valeurs nouvellement mesurées (prédiction).

L'indicateur d'incertitude MAE(%) a été calculé pour les différents modèles sur chacun des quatre intervalles définies par les valeurs de SMR et APE : des valeurs entre 1,9 % et 3,9 % ont été rapportées [73].

5.2.4. Les modèles de Fernández (2013 – 2015)

Fernández et al. [97] proposent trois modèles pour calculer la puissance P_{mpp} d'un module CPV. $T_{cellule}$ est calculée à partir de DNI et T_{air} suivant la formule d'Almonacid (Equation (25) [68]).

- Modèle 1 : A partir de DNI et $T_{cellule}$ en s'inspirant des équations d'Osterwald [98] et Evans [99] :

$$P_{mpp} = \frac{P_{mpp\ réf}}{DNI_{réf}} \cdot DNI (1 - \delta (T_{cellule} - T_{cellule\ réf})) \quad (49)$$

- Modèle 2 : A partir de DNI, $T_{cellule}$ et AM :

$$P_{mpp} = \frac{P_{mpp\ réf}}{DNI_{réf}} \cdot DNI (1 - \delta (T_{cellule} - T_{cellule\ réf})) \cdot (1 - \varepsilon (AM - AM_u)) \quad (50)$$

- Modèle 3 : A partir de DNI, $T_{cellule}$, AM et AOD :

$$P_{mpp} = \frac{P_{mpp \text{ réf}}}{DNI_{\text{réf}}} \cdot DNI (1 - \delta (T_{\text{cellule}} - T_{\text{cellule réf}})) \cdot (1 - \varepsilon (AM - AM_u)) \cdot (1 - \varphi (AOD_{550} - AOD_{550 u})) \quad (51)$$

$P_{mpp \text{ réf}}$ représente la puissance du module pour des valeurs de DNI, T_{cellule} , AM et AOD_{550} égales respectivement à $DNI_{\text{réf}}$, $T_{\text{cellule réf}}$, AM_u et AOD_{550u} . Les grandeurs AM_u et AOD_{550u} sont respectivement les valeurs de AM et AOD_{550nm} pour lesquelles P_{mpp} mesurée est maximale.

- Les coefficients δ , ε et φ sont obtenues par régression linéaire à partir des données mesurées du module [97]. Ils décrivent respectivement la perte de puissance due à la variation des trois variables T_{cellule} , AM et AOD_{550nm} .
- Les valeurs AOD_{550nm} ont été obtenues à l'échelle journalière à partir du site MODIS de l'Agence Américaine de l'Aéronautique et de l'Espace (NASA) [100].

Les modèles ont été testés sur un module CPV pendant un an sur le site de l'université de Jaén en Espagne. Pendant la période de mesure, la courbe I-V du module ainsi que T_{cellule} ont été enregistrés. Il s'agit ici d'une mesure directe de T_{cellule} puisque la sonde de température a été placée sur le récepteur de la cellule.

L'incertitude des modèles a été évaluée par quatre indicateurs : RMSE, MAE exprimée en W, MBE et R^2 (Tableau II. 6).

Tableau II. 6: Résultats des modèles de Fernández à base de T_{cellule} [97]

Modèles	RMSE (%)	MAE (W)	MBE (%)	R^2
Modèle 1	5,0	7,5	0,4	0,92
Modèle 2	3,5	5,6	-0,3	0,98
Modèle 3	2,7	4,2	0,2	0,99

Les avantages de cette approche sont:

- Modèles faciles à implémenter une fois leurs paramètres déterminés
- Le modèle de T_{cellule} a été validé expérimentalement sous illumination réelle.

Les inconvénients de l'approche sont:

- Nécessité de mesurer T_{cellule} pour déterminer les paramètres du modèle. L'accès à la cellule n'est pas toujours possible dans les modules CPV.
- La mesure de courbes I-V a été utilisée pour déterminer les modèles
- Concernant le modèle 3 : la mesure de AOD n'est pas disponible pour tous les sites géographiques

Fernández et al. [101] proposent une autre formulation (Modèle 4) de P_{mpp} proche du Modèle 2. La différence réside dans l'utilisation de la variable T_{air} au lieu de T_{cellule} . Le calcul de P_{mpp} nécessite uniquement la mesure des variables DNI et T_{air} en utilisant l'Equation (52) [101], $T_{\text{air réf}}$ étant la température de l'air sous les conditions CSOC (20°C).

$$P_{mpp} = \frac{P_{mpp \text{ réf}}}{DNI_{\text{réf}}} \cdot DNI (1 - \delta (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}})) \cdot (1 - \varepsilon (AM - AM_u)) \quad (52)$$

Fernández et al [101] ont étudié l'influence de l'AM sur la puissance de deux modules CPV à Jaén en Espagne. Ils ont constaté que sur ce site, l'effet d'AM est négligeable pour $AM \leq 2$. Ils ont donc appliqué sur les données correspondant à cette plage de AM une équation simplifiée en supprimant le terme qui

dépend de AM [101]. L'incertitude de cette approche a été évaluée sur la base de deux ans de mesures en terme de RMSE(%) à 3,5 %.

5.2.5. Les approches à base de réseaux neuronaux artificiels

Des approches basées sur la conception de réseaux neuronaux artificiels ont été rapportées dans la littérature pour modéliser les caractéristiques électriques des modules CPV. Ces méthodes se basent sur des techniques d'apprentissage de type probabiliste du fonctionnement d'un système physique. Ces méthodes ont été employées pour calculer la caractéristique I-V, la puissance P_{mpp} et également $T_{cellule}$ pour des modules CPV à partir de variables telles que T_{air} , DNI, V_{vent} , PW et APE [75].

Almonacid et al. [75] ont pu comparer plusieurs de ces techniques. Même si ces méthodes peuvent donner de bons résultats sur un site donné, ils doivent faire la preuve de leur généralisation ; ils nécessitent également un historique de données suffisamment important pour être fiables.

Nous considérons dans le cadre de cette étude que ces approches ne répondent pas à la problématique de cette thèse car elles ne permettent pas de produire un modèle physique du fonctionnement du système CPV.

6. Synthèse des modèles de puissance électrique et conclusion

Dans ce paragraphe, nous présentons un tableau récapitulatif recensant les différents modèles de puissance DC décrits dans ce chapitre.

Tableau II. 7: récapitulatif des modèles de puissance CPV

Modèles	Paramètres requis pour utiliser le modèle													Sortie du modèle	
	Intensité de l'éclairement	Spectre incident	T _{air}	T _{cellule}	T _{lentille}	V _{vent}	PW	AOD	AM	I _{sc1} ou I _{sc}	EQE	T _{optique} ou T _{optique}	ε	Courbe I-V	P _{mpp}
circuit équivalent	✓	✓*		✓			✓*	✓*	✓*	✓	✓*	✓*		✓	
Dominguez	✓			✓						✓				✓	
Fernández (Cellule)	✓			✓						✓				✓	
Sandia	✓			✓					✓						✓
Syracuse	✓	✓*		✓			✓*	✓*	✓*	✓	✓*	✓*		✓	
Yield Opt	✓	✓*		✓	✓		✓*	✓*	✓*	✓	✓*	✓*	✓	✓	
Kinsey	✓	✓*		✓						✓	✓*				✓
Beharz	✓			✓						✓					✓
PVSystem	✓			✓					✓					✓	
ASTM	✓			✓		✓									✓
García-Domingo (2014)	✓			✓						✓					✓
García-Domingo (2015)	✓	✓		✓		✓				✓					✓
Fernandez (1)	✓***			✓***	✓										✓
Fernandez (2)	✓***			✓***	✓				✓						✓
Fernandez (3)	✓***			✓***	✓			✓	✓						✓
Fernandez (4)	✓			✓					✓						✓

* : Variables utilisées pour remplacer la mesure de I_{sc}
 ** : variables utilisées pour remplacer la mesure de la T_{cellule}

Le **Tableau II. 7** indique les variables nécessaires à l'utilisation de chaque modèle. La marque * (respectivement **) signifie que la variable est utilisée comme alternative à la mesure du courant de court-circuit I_{sc} (respectivement de $T_{cellule}$). Par exemple, le modèle Syracuse nécessite la connaissance du courant de court-circuit I_{sc} du module mais celui-ci peut être calculé par la convolution du spectre incident mesuré par un instrument dédié ou calculé par utilisation de SMARTS, à partir de EQE et $T_{optique}$. Dans le cas où SMARTS est utilisé les variables PW, AOD et AM sont requises. Nous distinguons également sur les deux dernières colonnes du tableau les modèles qui calculent la caractéristique I-V de ceux qui déterminent uniquement le point de puissance maximale.

Il est possible de constater que quelques modèles de la littérature ont été testés sur le site de Jaén en Espagne et ont présenté des valeurs RMSE(%) entre 2,7 % et 5,3 %. D'autres modèles ont été évalués en termes de MAE(%) et ont présenté des valeurs entre 1,9 % et 7,5 %. Malgré que ces valeurs puissent être utilisées comme une base de comparaison entre les modèles, ceux-ci n'ont pas forcément été testés sur un jeu de données construit sur la même période de mesure et à partir des mêmes modules CPV.

Les indicateurs d'incertitude rapportés par une grande partie des études présentées dans ce chapitre sont néanmoins différents. Les sites géographiques d'étude et les modules CPV testés également. Par conséquent et comme évoqué au début du chapitre, la comparaison entre les approches en se basant sur les indicateurs d'incertitude serait inadéquate.

Il est plus judicieux de comparer ces modèles par le nombre de paramètres requis pour les utiliser ainsi que par la disponibilité de ces paramètres. Nous pouvons néanmoins constater que les approches visant à calculer toute la caractéristique I-V requièrent le plus de variables d'entrée et nécessitent une connaissance plus approfondie de la cellule ou du module.

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art détaillé des méthodes rapportées dans la littérature permettant de calculer la puissance électrique des modules CPV. Nous avons également présenté des modèles de la littérature dédiés à l'estimation de la température de la cellule sous concentration difficile à mesurer dans un module CPV.

Dans le chapitre suivant, le dispositif expérimental mis en place pour obtenir les données nécessaires pour développer le modèle de puissance est décrit. Les méthodes de validation et de filtrage des données mesurées seront également présentées.

Chapitre III : Le dispositif expérimental et traitement des données

Introduction

Afin de valider les modèles développés au cours de ces travaux, la récolte de données expérimentales représentatives du fonctionnement des centrales CPV s'avère nécessaire. Les dispositifs expérimentaux mis en place pour cette validation consistent en différents systèmes CPV localisés sur trois sites géographiques différents et équipés des instruments et systèmes d'acquisition permettant la mesure des variables permettant de décrire le fonctionnement de ces systèmes.

Nous commençons dans ce chapitre par décrire les climats qui règnent sur les trois sites géographiques sur lesquels les systèmes sont déployés. Puis nous présentons l'ensemble des systèmes CPV avec leurs différentes caractéristiques techniques. Nous présentons par la suite les différentes variables mesurées sur chaque site et décrivons les conditions de fonctionnement des centrales sous lesquelles les mesures ont été effectuées.

Enfin, les méthodes qui ont permis la construction des bases de données utiles à la modélisation des différents systèmes et à la validation des modèles sont présentées.

1. Les sites géographiques d'étude

Durant la thèse, nous avons pu récolter des données électriques et météorologiques en provenance de trois sites géographiques localisés en France (**Figure III. 1**) :

- Le Bourget du Lac (Savoie, 73370)
- Ajaccio (Corse, 20000)
- Aigaliers (Occitanie, 30700)

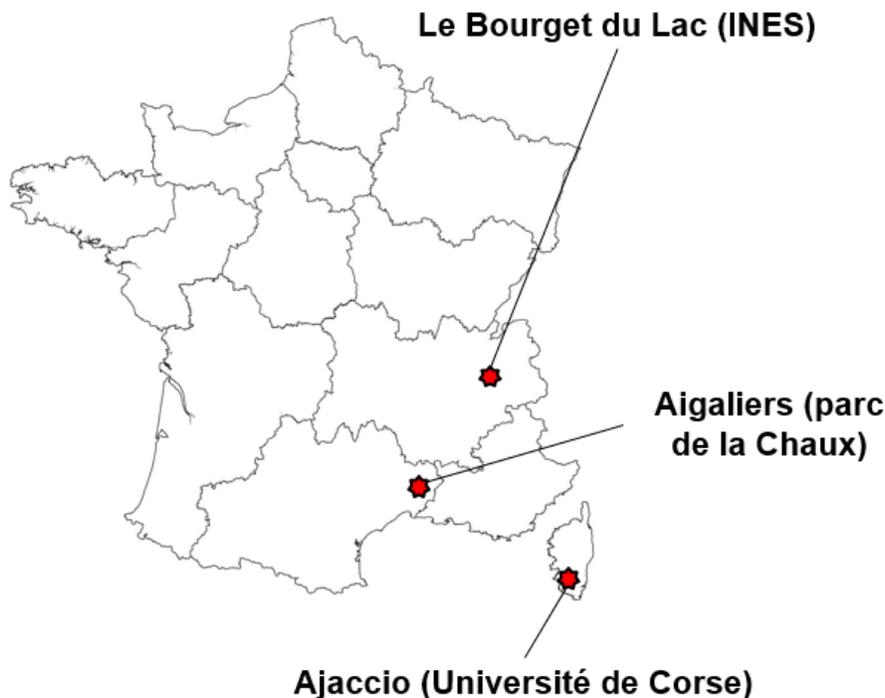


Figure III. 1: Les sites géographiques d'étude

Dans la suite, nous décrivons succinctement les climats sur les trois sites et présentons en particulier les différents facteurs influençant la performance des systèmes CPV présentés dans les deux chapitres précédents. Une année météorologique typique est un jeu de données construit à partir d'un historique de données horaires mesurées sur un site géographique donné. Grâce à une étude statistique de cet historique, les données des mois dits « typiques » sont sélectionnées à partir de l'année considérée comme la plus représentative, pendant ce mois, du climat du site. Les données des mois typiques sont ainsi rassemblées pour constituer une année typique. La variation du spectre solaire n'est pas décrite par ces données typiques et par conséquent une mesure sur site est nécessaire pour étudier cet aspect.

1.1. Le site du Bourget du Lac

Le site expérimental de l'INES est localisé en Savoie. La **Figure III. 2** [102] montre une photo aérienne du site.



Figure III. 2: Le site de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES) au Bourget du Lac [102]

Le site de l'INES se trouve à une altitude de 240 m au-dessus du niveau de la mer dans une région montagneuse et à proximité d'une grande réserve d'eau appelée le Lac du Bourget situé au nord du site. Les montagnes d'altitude supérieure à 1000 mètres qui se trouvent à l'est et à l'ouest du site forment un masque lointain qui impacte les heures de lever et de coucher du soleil. Le climat du Bourget du Lac est qualifié de « tempéré chaud » par les météorologistes [103]. La température est maximale au mois de juillet et minimale au mois de janvier avec une moyenne annuelle d'environ 20,5 °C. La moyenne journalière sur une année typique de T_{air} est présentée par la **Figure III. 3**. Nous constatons que la plage de température est assez large et s'étend d'environ -1 °C au mois de Décembre à presque 28,5 °C en Juillet.

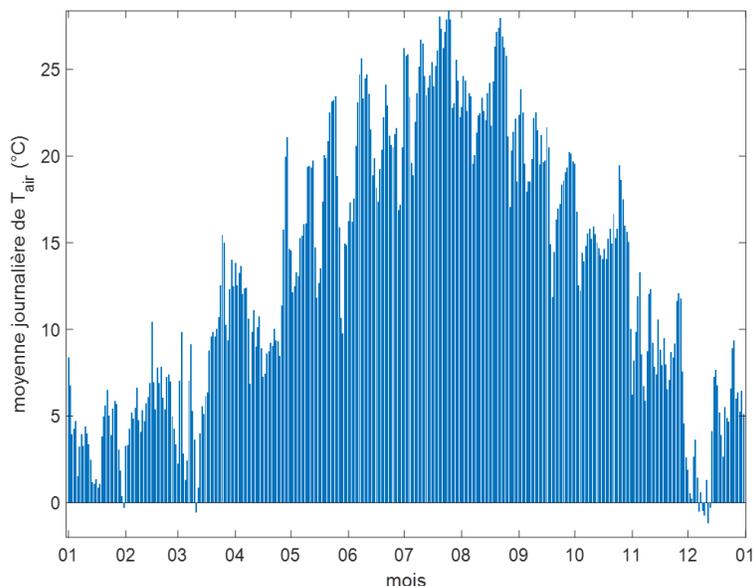


Figure III. 3: La température moyenne journalière de l'air sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique

Sur une année météorologique typique, la valeur annuelle de l'irradiation directe normale E_{DNI} est estimée à $1380 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ au Bourget du Lac (environ $3,78 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ par jour) [104]. La Figure III. 4 présente les valeurs journalières de E_{DNI} (en $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ par jour) sur une année typique. Avec une moyenne annuelle de l'irradiation directe normale aussi basse, le site ne peut pas être considéré comme favorable au déploiement de systèmes CPV (les régions avec plus de $2000 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ par an sont privilégiées comme évoqué dans § : 2 - Chapitre I). Néanmoins, le climat du site permet de caractériser les performances électriques d'un système CPV sous des plages assez étendues d'éclairement.

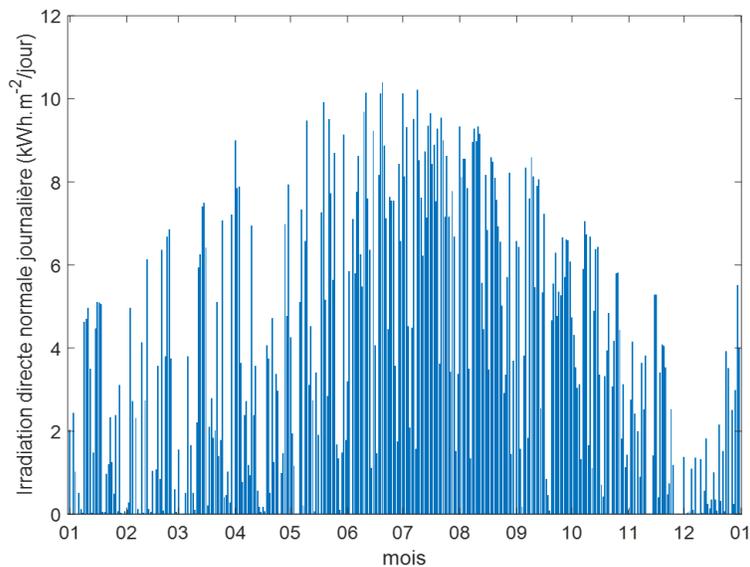


Figure III. 4: L'irradiation directe normale journalière sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique

Le niveau de précipitations annuelles est assez élevé avec environ 1221 mm par an (les précipitations pendant le mois le plus sec sont plus faibles de 33% par rapport au mois le plus humide). Des niveaux d'humidité assez élevés sont mesurés sur le site pendant toute l'année. La Figure III. 5 montre les valeurs moyennes journalières de l'humidité relative.

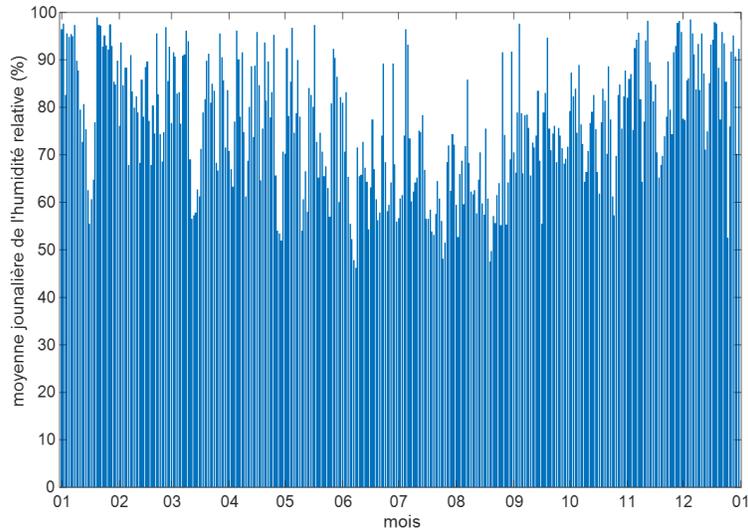


Figure III. 5: L'humidité relative moyenne journalière sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique

Le site ne présente aucune particularité d'un point de vue de la vitesse du vent et dispose d'un potentiel éolien faible. La **Figure III. 6** montre la vitesse moyenne du vent mesurée typiquement par jour sur le site pendant une année. Les valeurs restent au-dessous de 2 m.s^{-1} sauf pendant les mois de mars, mai et octobre où les moyennes peuvent atteindre environ 5 m.s^{-1} .

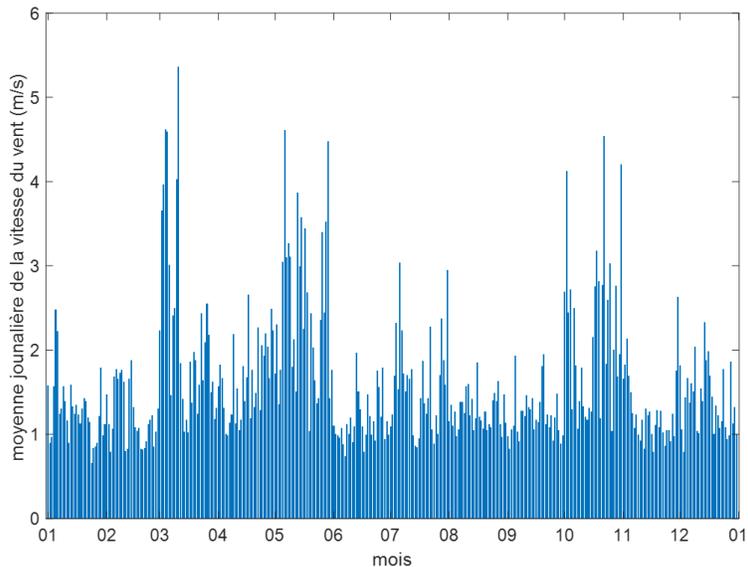


Figure III. 6: La vitesse moyenne journalière du vent sur le site du Bourget du Lac pendant une année typique

L'aspect spectral du rayonnement solaire sur le site du Bourget du Lac a fait l'objet d'une étude de Núñez et al. [105] basée sur des mesures effectuées par l'équipe CPV du CEA en 2013. Cette étude a porté sur l'impact de la variation de l'éclairement spectral DNI_λ incident sur le déséquilibre de courant entre deux sous-cellules de la cellule 3J (GaInP/GaInAs/Ge). La détermination des indices $\text{SMR}_{\text{Middle}}^{\text{Top}}$ et $\text{SMR}_{\text{Bottom}}^{\text{Middle}}$ a été effectuée grâce à la mesure du courant de trois cellules isotypes. La **Figure III. 7** [105] présente les valeurs mesurées pendant un an. Chaque point du graphe correspond à un spectre donné, caractérisé par les valeurs des deux indices. Une échelle de couleur a été appliquée aux données pour situer l'énergie incidente E_{DNI} par rapport aux deux coordonnées spectrales.

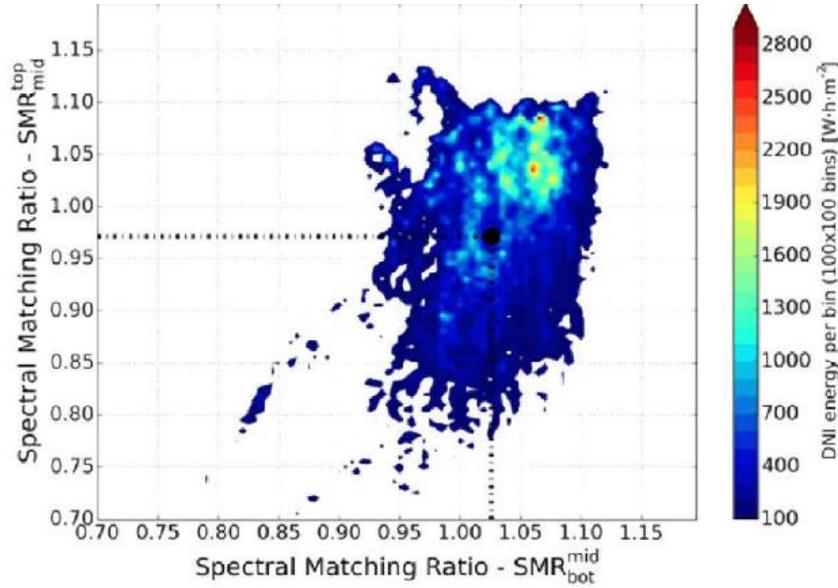


Figure III. 7: Distribution de l'énergie captée sous l'éclairage direct normal par rapport à l'indice SMR

Le site a été caractérisé par Núñez en termes des moyennes pondérées sur une année de E_{DNI} par rapport aux deux indices spectraux, notées $\overline{SMR}_{\frac{Top}{Middle}}$ et $\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}}$. Cette grandeur est exprimée par l'Equation (53) pour des valeurs de SMR_i et E_{DNI} mesurées à chaque instant t .

$$\overline{SMR}_i = \frac{\int SMR_i \cdot E_{DNI} dt}{\int E_{DNI} dt} \quad (53)$$

Cette grandeur indique les coordonnées spectrales (valeurs de $\overline{SMR}_{\frac{Top}{Middle}}$ et $\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}}$) avec le plus d'énergie E_{DNI} . Cet indicateur a été estimé par rapport aux deux indices du spectre pour le Bourget du Lac à $\overline{SMR}_{\frac{Top}{Middle}} = 0,97$ et $\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}} = 1,025$ (correspondants au point mis en évidence sur le graphe). La première valeur 0,97 indique un spectre plus rouge comparé au spectre AM1.5D tandis que la valeur 1,025 du deuxième indice indique que l'énergie incidente est plus importante quand le déséquilibre spectral est en défaveur de la sous-cellule à base de Ge. Une teneur en vapeur d'eau de l'atmosphère élevée (caractérisé par PW) est un facteur qui contribue à cet effet. Dans le **Chapitre IV** ce point est discuté plus en détail.

1.2. Le site d'Ajaccio

Ajaccio est une ville localisée sur la côte méditerranéenne au Sud-Ouest de la Corse. Le centre d'études scientifiques Georges Peri de Vignola visible sur la **Figure III. 8** [106] est situé à quelques kilomètres à l'Ouest de la ville.



Figure III. 8: Photo du site d'Ajaccio [106]

Le site est à environ 30 mètres au-dessus du niveau de la mer dans une région montagneuse de climat tempéré chaud méditerranéen. Les étés sont secs et chauds et les hivers doux et humides. Le site se situe à proximité de la mer et les premières montagnes (altitude >1000 m) se trouvent à une vingtaine de kilomètres.

Comparé au Bourget du Lac, le climat du site est plus sec avec des précipitations annuelles d'environ 638 mm et un niveau mensuel de précipitation plus variable (les précipitations baissent de plus de 90 % pendant le mois le plus sec par rapport au mois le plus humide).

Les plages de la température de l'air sont moins étendues qu'au Bourget du Lac comme on le constate sur la **Figure III. 9** qui montre les moyennes journalières de température ambiante sur une année typique. La température moyenne est de 15,2 °C, avec le mois de janvier (8,7 °C), mois le plus froid et le mois d'août, mois le plus chaud (22,7 °C).

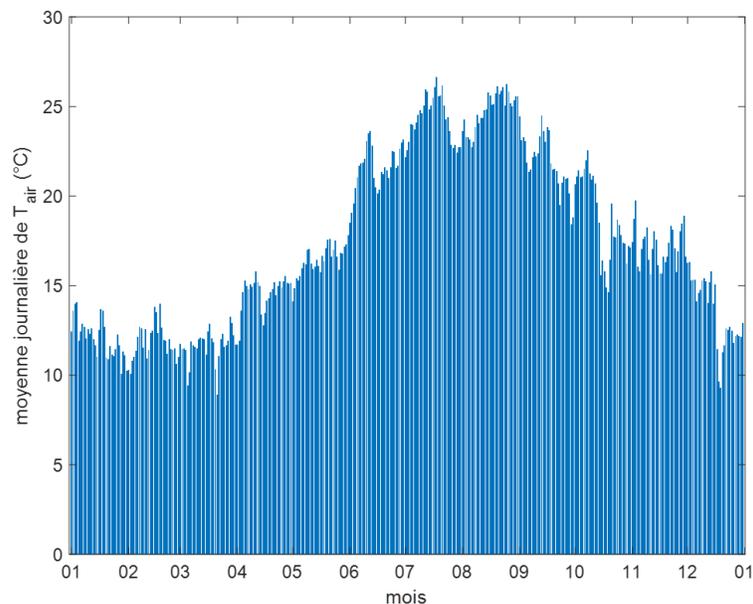


Figure III. 9: La température moyenne journalière de l'air sur le site d'Ajaccio pendant une année typique

L'énergie solaire directe incidente E_{DNI} atteint une valeur annuelle d'environ 1870 kWh.m^{-2} soit une moyenne journalière de $5,12 \text{ kWh.m}^{-2}$. Le site présente un niveau d'éclairement plus important qu'au Bourget du Lac et se rapproche de la valeur recommandée pour le déploiement des systèmes HCPV. Ceci rend le site favorable à l'étude de la puissance de ces systèmes pendant des échelles temporelles de l'ordre de l'année. La **Figure III. 10** montre la distribution de la valeur journalière de E_{DNI} pendant une année.

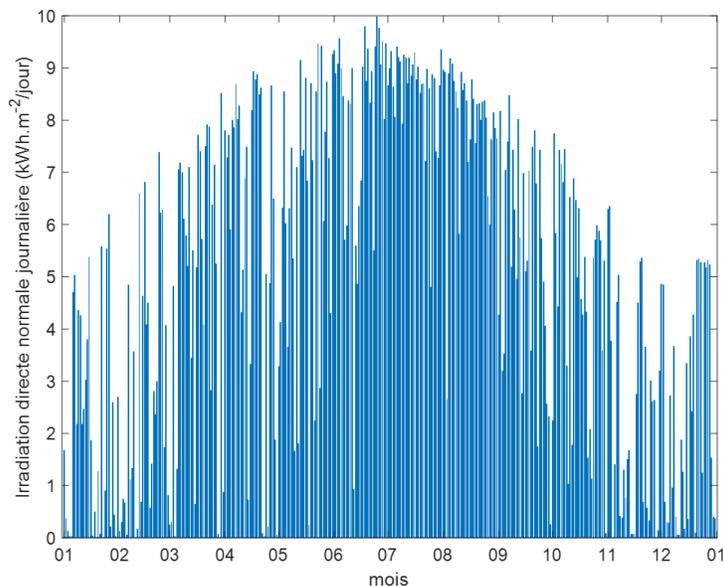


Figure III. 10: L'irradiation directe normale journalière sur le site d'Ajaccio pendant une année typique

Le niveau d'humidité sur le site est très important durant l'année comme le montre la **Figure III. 11** qui présente le graphique de la moyenne journalière de l'humidité relative pendant une année typique. L'humidité est cependant moins variable pendant l'année comparée au Bourget du Lac ce qui est principalement dû à la proximité de la mer. Cette proximité induit un autre effet, très important à mentionner, qui est la teneur assez élevée en sel marin de l'air. L'impact de cet effet sur le fonctionnement du système CPV est discuté dans § : 3.

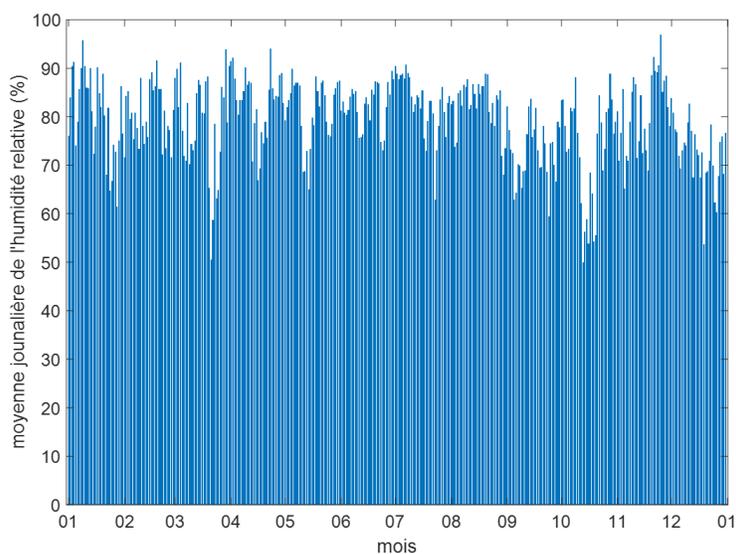


Figure III. 11: L'humidité relative moyenne journalière sur le site d'Ajaccio pendant une année typique

La vitesse du vent sur le site présente une moyenne annuelle plus importante (environ $2,9 \text{ m.s}^{-1}$) par rapport au Bourget du Lac. La **Figure III. 12** montre les valeurs moyennes journalières de la vitesse du vent sur le site pendant une année. On constate que pendant les mois de mars, octobre et décembre, les vents mesurés peuvent atteindre presque 12 m.s^{-1} en moyenne par jour. La stabilité des « trackers » solaires sous le vent dépend du type de la structure de celui-ci. Nous discutons plus en détails, dans le paragraphe suivant, de cette sensibilité en rapport avec le système HCPV en place sur le site.

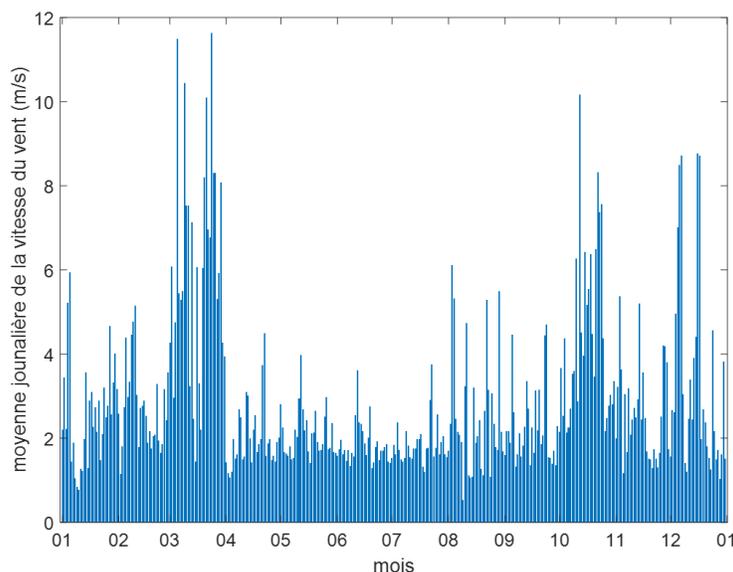


Figure III. 12: La vitesse moyenne journalière du vent sur le site d'Ajaccio pendant une année typique

Aucune variable liée au spectre à savoir la distribution spectrale DNI_λ ou les indices spectraux tels que SMR, n'a pu être mesurée sur le site d'Ajaccio. Néanmoins, nous proposons dans le **Chapitre IV** une étude de cet aspect, sur la période de fonctionnement du système HCPV installé à Ajaccio, en utilisant l'outil SMARTS (§ : 2 – Chapitre II).

1.3. Le site d'Aigaliers

La commune d'Aigaliers est située en Occitanie dans le département du Gard à environ 200 mètres au-dessus du niveau de la mer. Le parc solaire de la Chaux est localisé à l'ouest de la commune où une centrale à base de récepteurs PV et CPV est installée. Nous décrivons en détail la centrale dans le paragraphe suivant. La **Figure III. 13** [107] montre un aperçu aérien du parc solaire.



Figure III. 13: Aperçu du parc solaire de la Chaux

Un climat tempéré chaud règne sur la région avec un niveau annuel des précipitations d'environ 769 mm qui se situe entre celui mesuré à Ajaccio et celui mesuré au Bourget du Lac. Le mois de juillet est le plus sec durant l'année et présente un niveau de précipitations plus faible d'environ 70 % par rapport au mois le plus humide qui est octobre.

La moyenne annuelle de la température de l'air est de 13,8 °C tandis que les moyennes mensuelles se situent entre 4,4 °C en janvier et 21,9 °C en juillet. La **Figure III. 14** présente les valeurs journalières de la température sur le site pendant une année typique. Celles-ci varient entre environ -1 °C en décembre et 25,5 °C en juin.

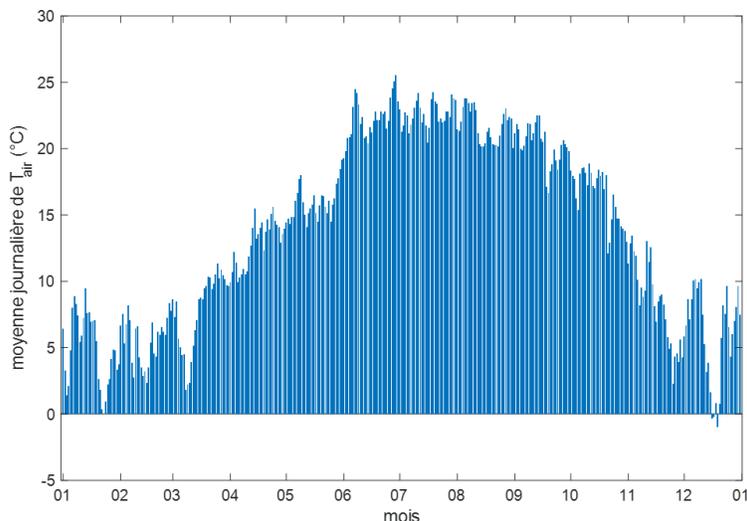


Figure III. 14: La température moyenne journalière de l'air sur le site d'Aigaliers pendant une année typique

Le site d'Aigaliers reçoit annuellement une énergie E_{DNI} d'environ 1860 kWh.m⁻² (soit 5,1 kWh.m⁻² par jour) ce qui est équivalent à la valeur annuelle sur le site Corse. La **Figure III. 15** montre la variation des niveaux de E_{DNI} captés par jour pendant une année.

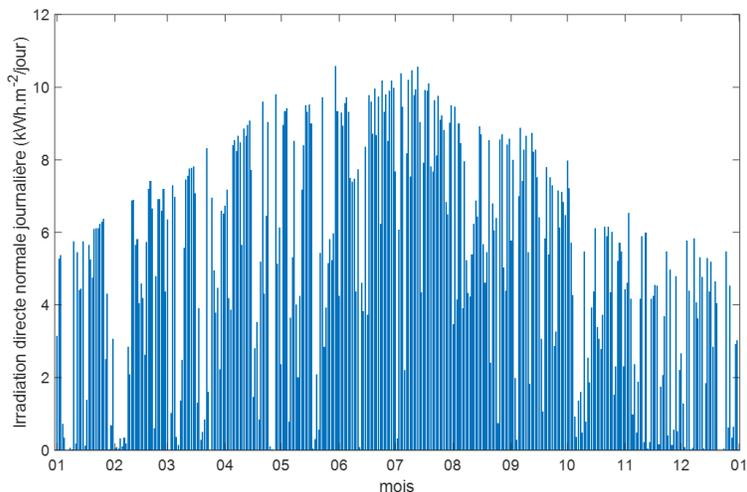


Figure III. 15: L'irradiation directe normale journalière sur le site d'Aigaliers pendant une année typique

Le profil d'humidité sur le site est assez similaire à celui du Bourget du Lac qui est de climat continental également. La **Figure III. 16** représente la moyenne journalière de l'humidité relative à Aigaliers pendant une année. Celle-ci variant entre 42 % pendant le mois de juin et 99 % pendant le mois de février.

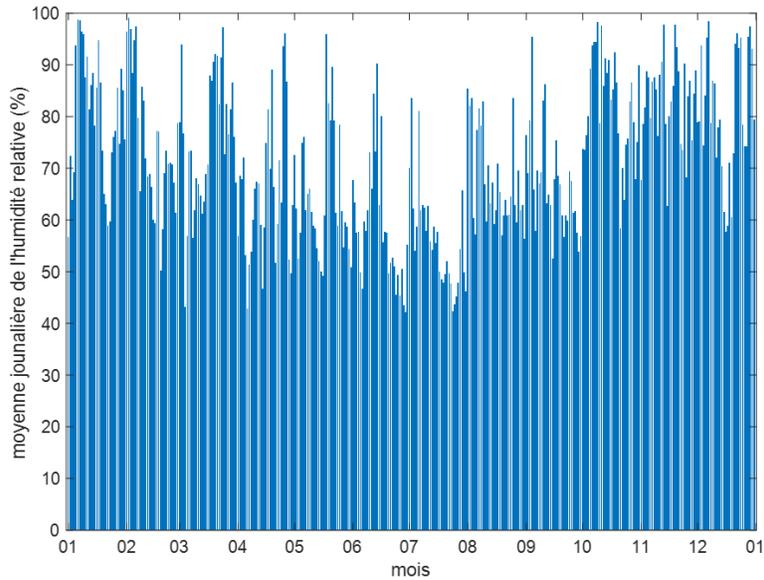


Figure III. 16: L'humidité relative moyenne journalière sur le site d'Aigaliers pendant une année typique

La vitesse du vent sur le site d'Aigaliers est en moyenne plus importante que sur les deux autres sites. La moyenne annuelle atteint environ $4,2 \text{ m.s}^{-1}$ et la moyenne journalière varie entre $1,2 \text{ m.s}^{-1}$ au mois de juin et $14,4 \text{ m.s}^{-1}$ au mois de décembre (**Figure III. 17**). Les mois les plus venteux sont les mois de février et de décembre.

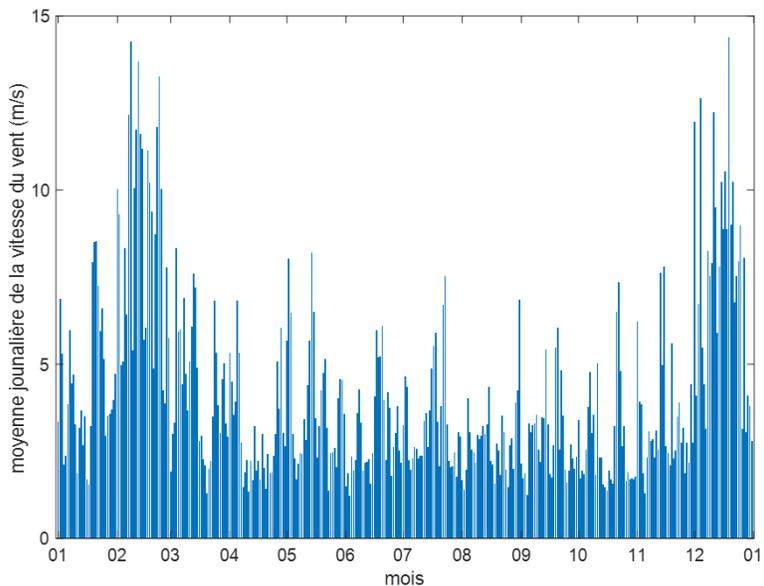


Figure III. 17: La vitesse moyenne journalière du vent sur le site d'Aigaliers pendant une année typique

Sur le site d'Aigaliers, la mesure des indicateurs du spectre DNI_λ n'a pas été disponible. Cependant, nous proposons une étude de la variation du spectre sur le site d'Aigaliers en utilisant l'outil SMARTS dans le **Chapitre IV**.

Nous avons décrit dans ce paragraphe le climat général des trois sites géographiques d'étude. Il apparaît que les caractéristiques climatiques entre les trois sites de mesures présentent des différences notables au niveau d'une part de l'ensoleillement mais également de l'humidité et de la vitesse du vent. Outre le fait que les systèmes CPV installés sont différents, ces différences météorologiques nous permettront de rendre plus général la validation de nos modèles.

Les systèmes CPV qui sont installés dans ces environnements sont décrits dans le paragraphe suivant ainsi que le dispositif de mesures.

2. Le dispositif expérimental

Nous présentons, ici, les systèmes CPV étudiés sur chacun des trois sites géographiques décrits précédemment ainsi que le dispositif utilisé pour collecter les données utiles à nos travaux. Nous présentons à la fin de cette partie un récapitulatif des variables mesurées ainsi que les périodes de mesure sur chaque site.

2.1. Le site du Bourget du Lac

2.1.1. Description du système CPV

Un système HCPV a été installé par le fabricant de suiveurs solaires « Helioslite » [108] sur le site de l'INES et mis en service en juin 2017. Celui-ci comporte 64 modules de 87,5 Wc d'une puissance totale d'environ 5,6 kWc et est raccordé au réseau électrique via un onduleur de 6 kW. La **Figure III. 18** montre une photo du dispositif où le cadre 1 présente le tracker, le cadre 2 l'onduleur qui connecte le système au réseau électrique. Les cadres 3 et 4 correspondent respectivement au boîtier d'acquisition des mesures électriques et à un anémomètre installé près du tracker.

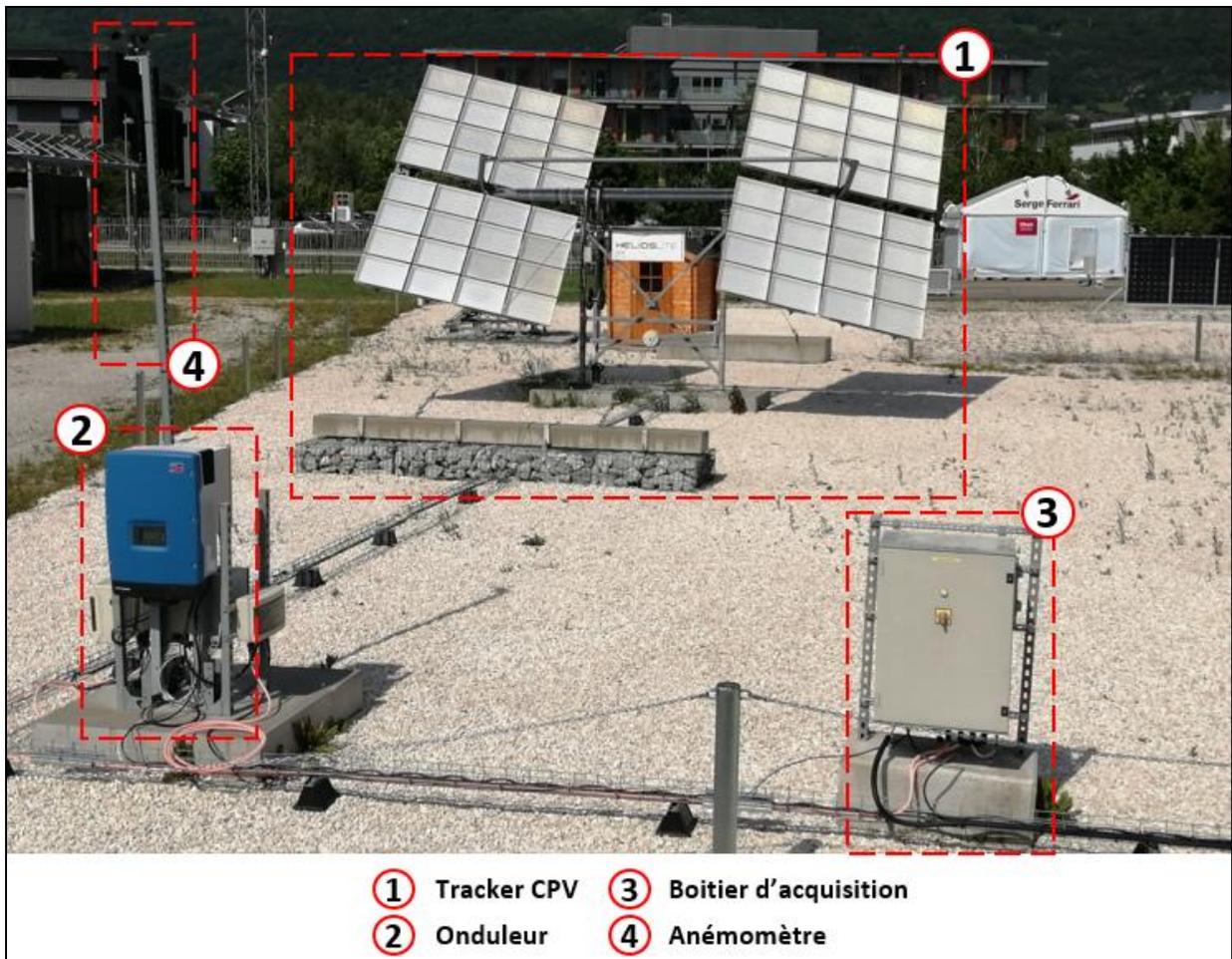


Figure III. 18: Aperçu du système CPV installé sur le site du Bourget du Lac

Le suiveur solaire (cadre 1) utilisé est capable de porter 20 m² de modules et est composé de deux parties mobiles appelées ailes ou voiles que nous distinguons dans la suite par la voile Sud (à gauche sur la **Figure III. 18**) et la voile Nord (à droite sur la **Figure III. 18**). 32 modules de 87,5 W sont montés sur chacune des deux voiles. Le suiveur est conçu pour suivre la position du soleil suivant les deux angles « roll » et « tilt » comme illustrée par la **Figure III. 19** qui représente le schéma du suiveur et illustre comment le mouvement s'effectue suivant les deux angles.

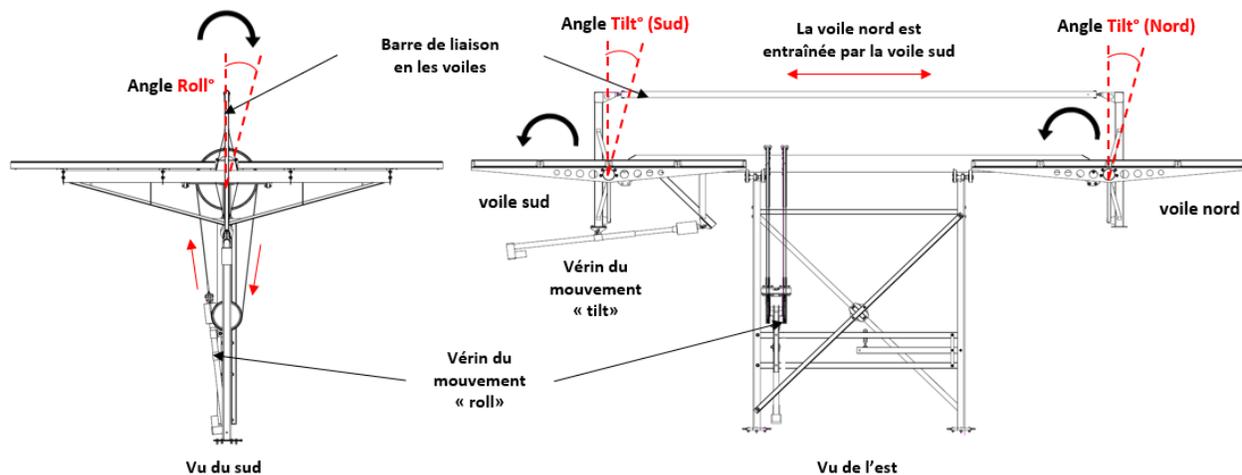


Figure III. 19: Description du suiveur solaire installé au Bourget du Lac (plans fournis par Helioslite)

Comme illustré par la **Figure III. 19**, la voile Sud entraîne via des liaisons mécaniques la voile Nord pendant les deux mouvements « roll » et « tilt ». Un algorithme de calcul des angles Roll° et Tilt° correspondant à la position du soleil est intégré à une unité de contrôle qui se trouve dans un boîtier à proximité du suiveur. Le suiveur est capable de suivre le soleil pendant une journée avec une erreur angulaire inférieure à 1°. Pour assurer l'équilibre de la structure, des haubans liés à deux blocs de ciment tiennent le bâti du suiveur. Celui-ci fonctionne sur les plages angulaires suivantes : Roll° entre -85° (Est) et 85° (Ouest) ; Tilt° entre -30° (Nord) et 59° (Sud). Il est utile de noter que les vérins consomment moins de 100 W.h par jour.

Un anémomètre à coupelles est installé sur un mât à proximité de l'onduleur pour indiquer la vitesse du vent à l'unité de contrôle du suiveur (cadre 4 de la **Figure III. 18**). Celle-ci comporte un microcontrôleur qui permet selon l'algorithme préconfiguré d'actionner les deux vérins du suiveur solaire. Cet algorithme est paramétré de façon à :

- Calculer la position angulaire des deux axes de mouvement qui correspond à la position du soleil
- Ajuster la position angulaire calculée selon le courant produit par les modules
- Mettre les deux voiles en position horizontale sous les vents forts (typiquement au-dessus de $14 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$) permettant une meilleure résistance de la structure.

Le module HCPV utilisé dans la conception du système étudié a été fabriqué par l'ancienne entreprise américaine Semprius qui a commencé sa production en chaîne en 2012. Le module de type SM-U01s est composé de micro-concentrateurs qui permettent d'avoir un rapport de concentration géométrique de 1111 soleils en utilisant des microcellules de surface inférieure à 1 mm^2 .

La micro-concentration est un concept qui a pour but de miniaturiser le module HCPV de façon à optimiser les rendements et à réduire les coûts [109], [110]. Ceci permet d'utiliser des éléments optiques plus petits dotés de lentilles plus performantes.

Il est intéressant de noter que le module en question a détenu le record mondial en 2012 de la technologie PV en termes de rendement de conversion électrique avec presque 34 % de rendement mesuré sous illumination contrôlée aux conditions standards. La **Figure III. 20** et le **Tableau III. 1** présentent respectivement une photo du module SM-U01 et ses caractéristiques.



Figure III. 20: Le module Semprius SM-U01

Tableau III. 1: Les caractéristiques du module SM-U01

Caractéristiques du module					
Cellule			Élément optique primaire (POE)		Élément optique secondaire (SOE)
Type	η_{cellule}	Taille	Type	Taille	
Cellule 3J (GaInP/GaInAs/GaInNAs)	41% (CSTC)	0,36 mm ²	Lentilles plano-convexes en silicone sur verre (SOG)	20 mm x 20 mm	Billes sphériques en verre
Dimensions (longueur x largeur x épaisseur)			Nombre de cellules		
636 mm x 476 mm x 66 mm			660 cellules (22 chaînes de 30 cellules connectées en série)		
Performances électriques du module					
Sous illumination contrôlée (aux CSTC)					
P_{mpp} (W)	V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	η_{module} (%)
87,5 (± 5%)	86,6	1,01	101,6	1,06	33,9
Sous illumination réelle (aux CSOC)					
P_{mpp} (W)	V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	η_{module} (%)
70 (± 5%)	81	0,86	95	0,9	31,2

A la différence de la cellule 3J classique (GaInP/GaInAs/Ge), la cellule 3J composant le module SM-U01 comporte une sous-cellule « Bottom » à base de GaInNAs (E_g d'environ 1eV) qui produit un courant équivalent à ceux des deux autres sous-cellules. Nous décrivons plus en détail la particularité de cette cellule dans le chapitre suivant. Dans le cadre d'un système à plusieurs modules, il est intéressant d'évaluer l'angle AA° de l'ensemble des modules montés sur un même plan. Puisque notre système comporte deux voiles liées mécaniquement, il est utile de distinguer l'angle AA° de chacune. Une mesure de la courbe d'admission angulaire a été effectuée par l'entreprise Hélioslite en variant les angles Tilt $^\circ$ et Roll $^\circ$ autour de la position optimale du suiveur en mesurant le courant des deux voiles. La **Figure III. 21** montre les résultats de cette manœuvre effectuée pendant une journée estivale (25/06/2018).

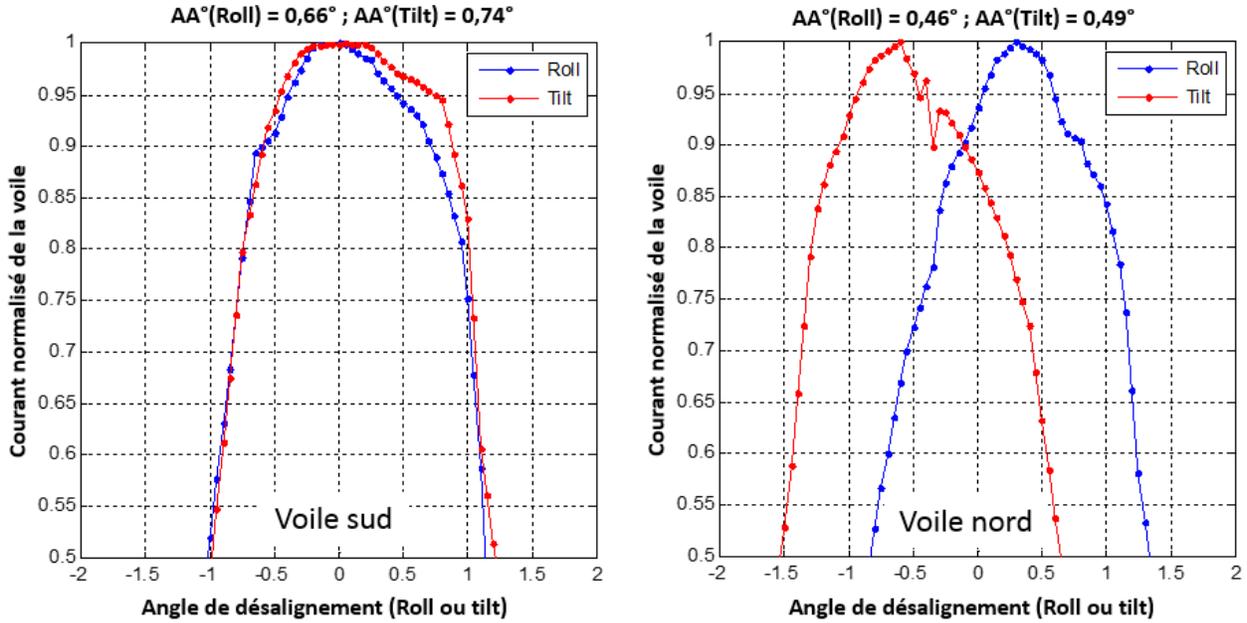


Figure III. 21: courbe d'admission angulaire mesurée le 25/06/2018 des deux voiles sud (à gauche) et nord (à droite) du système CPV au Bourget du Lac

L'angle de désalignement est défini par la différence entre la position angulaire du suiveur et la position estimée du soleil. Il est possible de voir sur la courbe de la voile Sud que sa performance est plus tolérante au désalignement angulaire généré par le mouvement suivant « tilt » que celui-ci suivant « roll ». Celui-ci peut être dû aux défauts de planéité des modules montés. Concernant la voile Nord, la tolérance entre le mouvement « roll » et « tilt » est similaire. A 90 % du courant normalisé de la voile, l'angle de désalignement est $0,8^\circ$. Cependant, des écarts systématiques entre la position de la voile et celle du soleil sont observés. Ces écarts sont estimés à environ $-0,5^\circ$ par rapport à la position « tilt » et à environ $0,3^\circ$ par rapport à la position « roll ». Ces écarts, illustrés par la **Figure III. 22**, sont principalement engendrés par le fait que l'algorithme de suivi solaire était, au début de la période d'étude, programmé pour optimiser le courant de la voile sud uniquement.

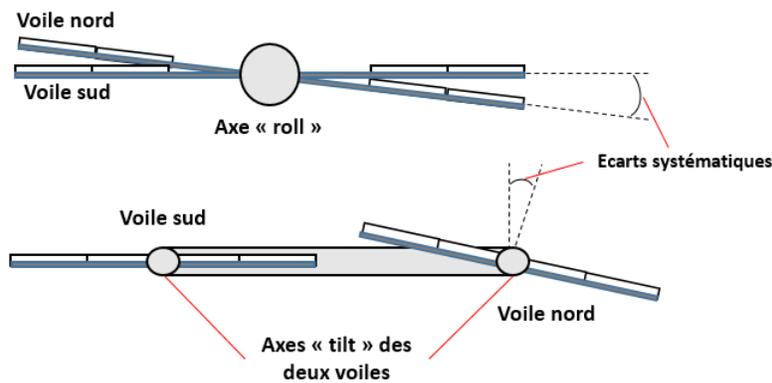


Figure III. 22: écarts systématiques entre les deux voiles du suiveur solaire

La **Figure III. 23** montre un schéma électrique simplifié de la partie DC de l'installation. Chacune des voiles compte quatre chaînes de huit modules CPV qui sont connectés à un boîtier qui permet de mesurer les courants des deux voiles. Cette information est envoyée au boîtier de contrôle du suiveur (**Figure III. 23**).

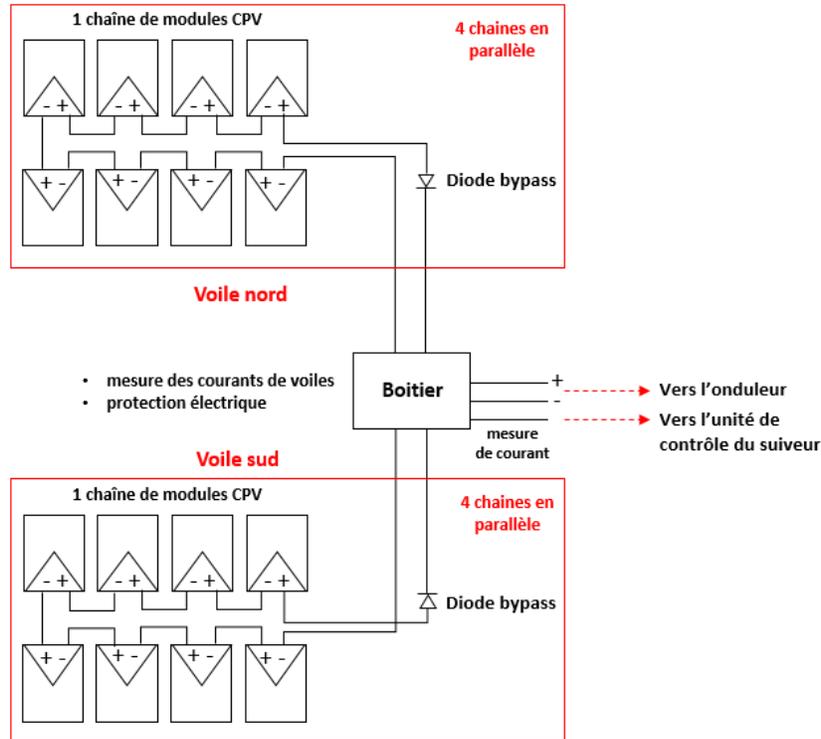


Figure III. 23: schéma électrique simplifié de la partie DC du système CPV au Bourget du Lac

Chaque chaîne de modules est connectée en parallèle à une diode appelée « diode bypass » qui empêche la chaîne de devenir réceptrice en cas d’ombrage sur celle-ci. Les modules sont connectés à un onduleur de type SMA STP6000TL [111] d’une puissance de 6 kW (puissance assignée) et d’un rendement maximal de 98 %. Le système est raccordé à l’une des deux entrées MPPT de l’onduleur. Le processus MPPT permet de trouver le point de puissance maximale de l’ensemble des modules sous les conditions de fonctionnement.

2.1.2. Dispositifs de mesures

Un dispositif a été mis en place pour mesurer différentes grandeurs physiques sur le site de l’INES. Les mesures de l’éclairement DNI, du spectre DNI_λ et des courants des sous-cellules ($I_{sc\ Top}$, $I_{sc\ Middle}$, $I_{sc\ Bottom}$) ont été obtenues en utilisant un suiveur solaire 2AP Kipp & Zonen [112] installé à quelques mètres du système CPV. La **Figure III. 24** présente la station météorologique, les instruments qui y sont embarqués et les variables qui sont mesurées.



Figure III. 24: La mesure de l'éclairement et du spectre incident sur le site du Bourget du Lac

La mesure de la station 2AP a été indisponible jusqu'à fin Juin 2018 et de ce fait, la mesure du DNI a été obtenue par autre station Sun Tracker STR-21 Kipp & Zonen [112], équipée d'un pyrhéliomètre, qui se trouve à environ 40 mètres (**Figure III. 25**). Les mesures de T_{air} , v_{vent} , de l'humidité HR et de la pression atmosphérique P_{atm} ont été effectuées en utilisant une station Vaisala WTX520 [113] installée à proximité du système CPV à environ 3 mètres du sol. La **Figure III. 25** montre les deux stations météorologiques.



Sun Tracker STR-21 (Kipp&Zonen)

- Mesure de **DNI** par un Pyrhéliomètre CHP1 (Kipp&Zonen)
- Bande spectrale : 200 nm à 4000 nm
- Incertitude de mesure : $\pm 0,81 \%$



Station Vaisala WTX 520

- Mesure de **V_{vent}** (incertitude: $\pm 0,3$ m/s)
- Mesure de **P_{atm}** (incertitude: $\pm 0,5$ hPa)
- Mesure de **HR** (incertitude: $\pm 3 \%$)
- Mesures de **T_{air}** (incertitude: $\pm 0,3$ °C)

Figure III. 25: Stations météorologiques Vaisala WTX520 et Sun Tracker STR-21 K&Z sur le site du Bourget du Lac

Les mesures des différentes stations sont enregistrées chaque minute sur des fichiers journaliers par un programme installé sur un ordinateur à proximité de l'installation.

Les courants de deux voiles sont mesurés sur un boîtier au niveau du tracker et la puissance DC du système est obtenue directement de l'onduleur. Un programme a été installé sur un ordinateur dans le boîtier d'acquisition permettant d'enregistrer chaque minute les variables mesurées à savoir les courants de la voile sud I_{VS} et nord I_{VN} et la puissance DC mesurée par l'onduleur P_{DC} . Les séries temporelles sont enregistrées chaque jour sur un serveur dédié. La photo de la **Figure III. 26** illustre cette configuration.

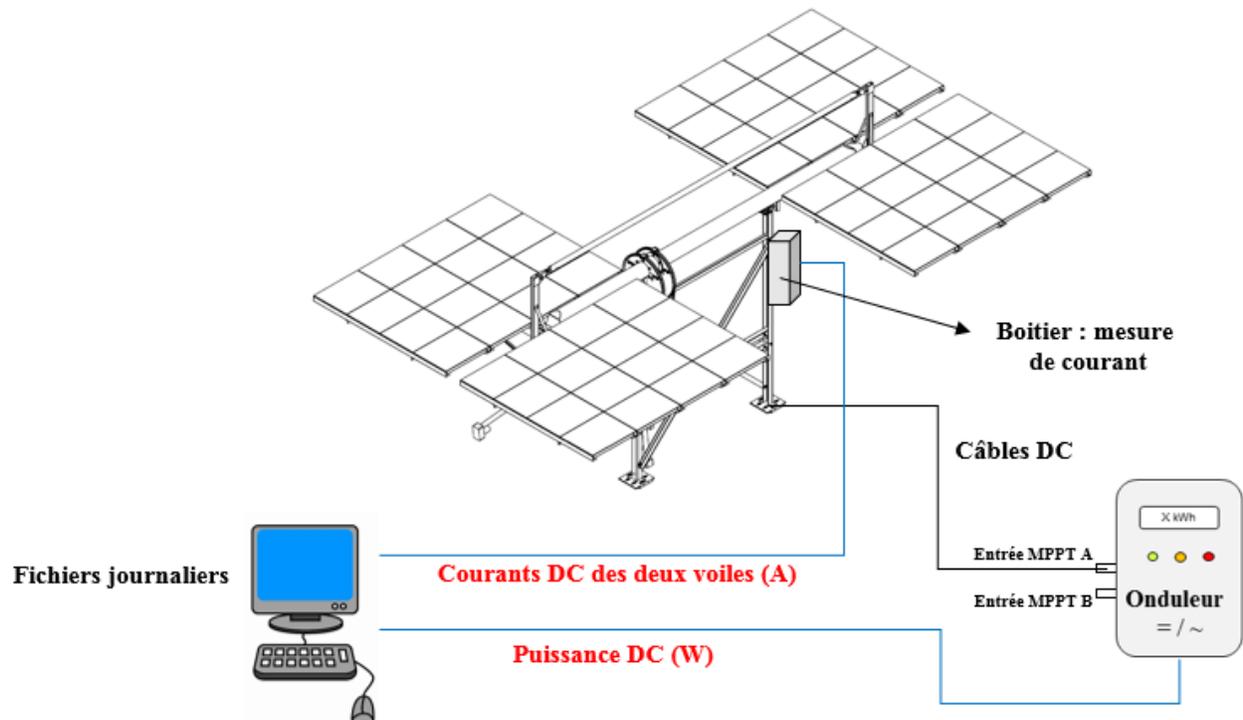


Figure III. 26: Mesure des variables liées au système CPV au Bourget du Lac

2.2. Le site d'Ajaccio

2.2.1. Description du système CPV

Un système HCPV de 112 modules de type SM-U01 (**Tableau III. 1**) a été installé par Helioslite [108] sur la plateforme R&D Paglia Orba située sur le site de Vignola en Corse. Le système fonctionne depuis Avril 2016 et est connecté via un onduleur de 10 kW à un micro-réseau installé sur le site. La puissance totale sous les conditions CSTC des modules installés est de 9,8 kWc. La photo de la **Figure III. 27** montre l'installation.



Figure III. 27: Aperçu du système CPV sur le site d'Ajaccio

Le système est de conception similaire à celle du système installé au Bourget du Lac avec quelques différences :

- Les deux voiles (Sud et Nord) du suiveur sont indépendantes par rapport au mouvement « tilt ». Chacune étant dirigée par un vérin dédié.
- Deux vérins dirigent également le mouvement suivant l'axe « roll ».
- La structure du suiveur est plus robuste comparée à celle du suiveur à l'INES et permet le montage d'une surface de 35 m² de modules.
- Les voiles sont dotées chacune d'un algorithme de suivi du soleil. Ainsi, les écarts systématiques entre les voiles sont évités.

Une mesure du vent à proximité du « tracker » permet à l'unité de contrôle de celui-ci d'éviter au tracker de fonctionner sous des conditions dangereuses pour la structure. Sur chaque voile du suiveur sont montés 56 modules formant huit chaînes de sept modules liés en série, chacune est mise en parallèle avec une diode bypass. Semblablement à l'installation de l'INES, un boîtier se trouvant au niveau du suiveur permet de

mesurer le courant sur chacune des voiles. Cette mesure contribue à optimiser le suivi solaire de chaque voile.

Le système est connecté à un onduleur SMA STP10000TL-20 [111] d'une puissance assignée de 10 kW et d'un rendement maximal de 98 %. Tous les modules sont raccordés à une des deux entrées MPPT disponibles dans l'onduleur.

2.2.2. Dispositifs de mesures

Le dispositif de mesures sur le site d'Ajaccio a été mis en place par l'équipe EnR du laboratoire « Sciences Pour l'Environnement » (CNRS UMR 6134). Les variables météorologiques mesurées sur le site sont : DNI, T_{air} , V_{vent} , P_{atm} et HR. La **Figure III. 28** montre les stations de mesures installées sur le site à proximité du système CPV. Ces mesures sont enregistrées chaque minute sur des fichiers journaliers.



Suiveur SOLYS2 Sun Tracker (Kipp&Zonen)

- Équipé d'un pyréliomètre CHP1 Kipp&Zonen pour mesurer **DNI**
- Bande spectrale: 200 nm à 4000 nm
- Incertitude de mesure : $\pm 0,81\%$



Station Vaisala WTX520

- Mesure de **V_{vent}** (incertitude: $\pm 0,3$ m/s)
- Mesure de **P_{atm}** (incertitude: $\pm 0,5$ hPa)
- Mesure de **HR** (incertitude: ± 3 %)
- Mesure de **T_{air}** (incertitude: $\pm 0,3$ °C)

Figure III. 28: Les stations météorologiques SOLYS2 Sun Tracker [112] et Vaisala WXT520 [113] installées sur le site d'Ajaccio

Sur le système CPV, les courants des voiles (I_{VS} et I_{VN}) et la puissance P_{DC} du système ont été mesurés toutes les minutes par un dispositif d'acquisition dédié;

Le schéma de la **Figure III. 29** montre le circuit d'acquisition des variables liées au système CPV à partir de novembre 2018.

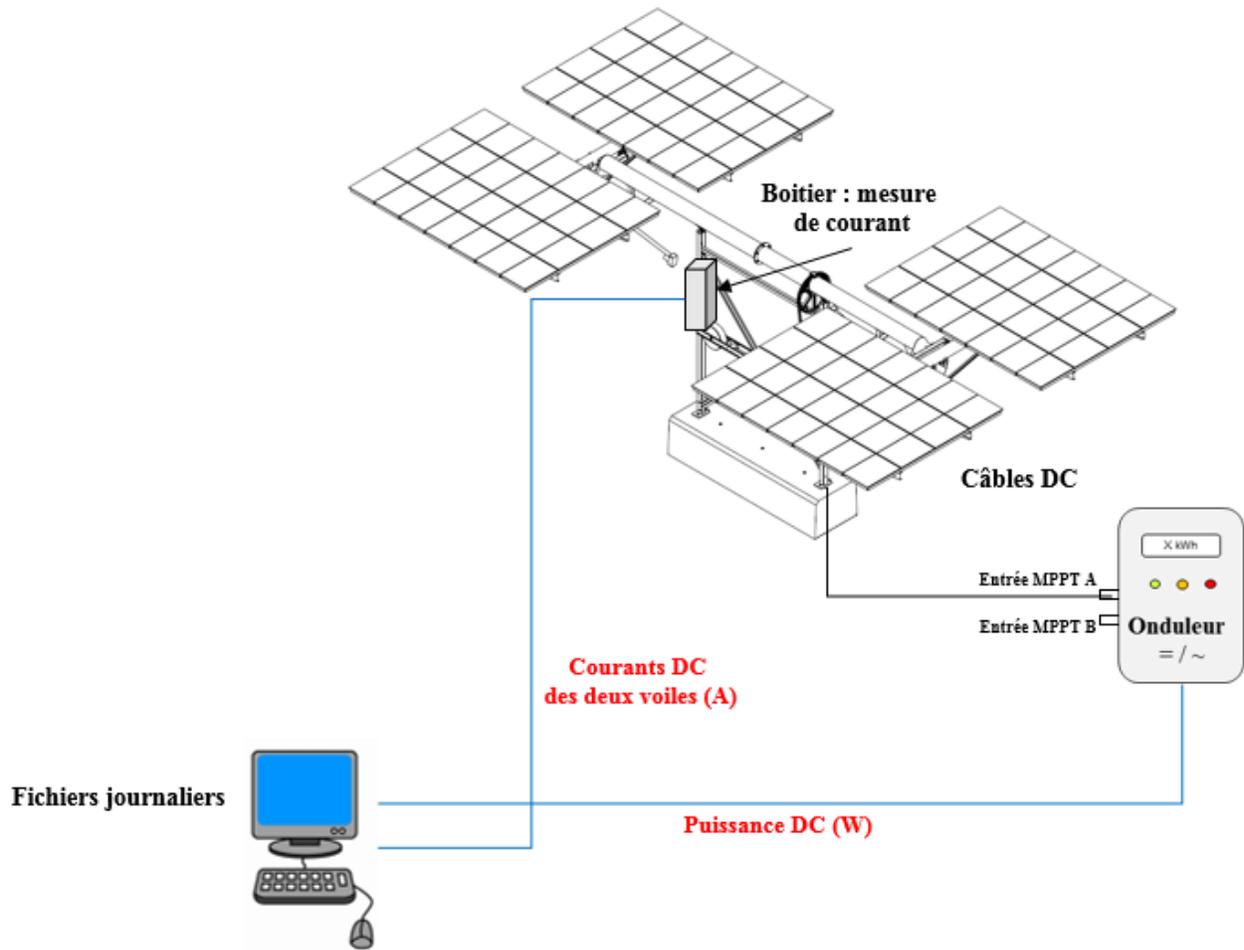


Figure III. 29: Mesure des variables liées au système CPV à Ajaccio

2.3. Le site d'Aigaliers

2.3.1. Description de la centrale CPV

Le parc solaire de la Chau à Aigaliers a été construit par l'entreprise Urbasolar [107] qui l'exploite actuellement et compte environ 10,8 MWc de capacité totale installée dont 3,58 MWc en systèmes HCPV. La centrale CPV est en service depuis Septembre 2015 et comporte 468 suiveurs solaires bi-axiaux. Sur ceux-ci sont montés 1440 modules HCPV soit trois modules sur chaque suiveur. La **Figure III. 30** montre un aperçu des systèmes déployés sur la centrale. Le cadre 1 montre les trois modules sur le tracker et le cadre 2 montre l'onduleur qui est associé à quatre trackers.

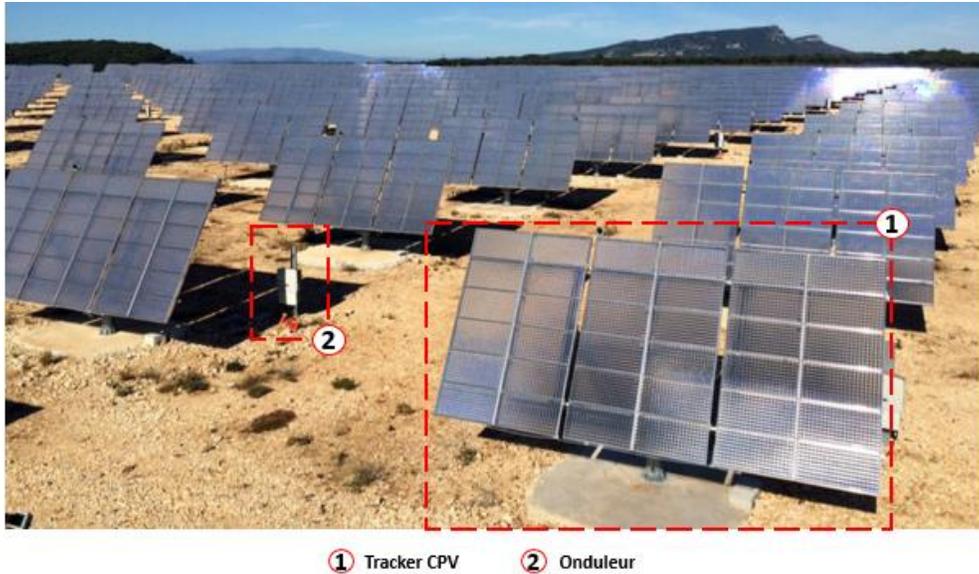


Figure III. 30: Aperçu des systèmes CPV sur le site d'Aigaliers [107]

Les suiveurs déployés sont de type Soitec CX-S550 et sont conçus pour aligner au soleil trois modules Soitec CX-M500 (Figure III. 30). Le suiveur est construit sur une structure en béton et doté d'une seule voile qui tourne suivant l'angle zénithal sur la plage entre 5° et 90° et suivant l'angle azimutal entre 0° et 300° . Le suiveur se met en position de sécurité (horizontale) quand la vitesse du vent dépasse 14 m.s^{-1} . La Figure III. 31 montre un schéma du tracker ainsi que les angles de mouvement de celui-ci.

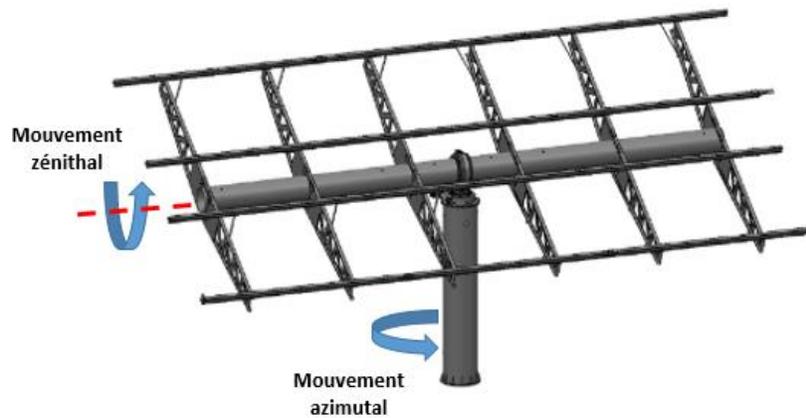


Figure III. 31: Le suiveur solaire déployé sur le site d'Aigaliers

Le module CX-M500 (Figure III. 32) concentre 500 fois le DNI incident sur des cellules 3J (GaInP/GaInAs/Ge). Le Tableau III. 2 présente les caractéristiques du module.



Figure III. 32: Le module Soitec CX-M500

Tableau III. 2: Les caractéristiques du module Soitec CX-M500

Caractéristiques du module											
Cellule		Élément optique primaire (POE)			Élément optique secondaire (SOE)						
Type	$\eta_{cellule}$	Taille	Type	Taille							
Cellule 3J (GaInP/GaInAs/Ge)	~ 40 % (CSTC)	7 mm ²	Lentilles de Fresnel en silicone sur verre (SOG)	59 mm x 59 mm	sans						
Dimensions (longueur x largeur x épaisseur)			Nombre de cellules								
3670 mm x 2390 mm x 102 mm			2400 cellules : 2 chaînes de 6 sous-modules en série (chaque sous-module : 4 chaînes de 50 cellules en série)								
Performances électriques du module											
Sous illumination contrôlée (aux CSTC)			Sous illumination réelle (aux CSOC)								
P_{mpp} (W)	V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	η_{module} (%)	P_{mpp} (W)	V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	η_{module} (%)
2550 (± 10%)	645	4,0	740	4,4	32,8	2100 (± 10%)	600	3,5	690	3,9	29,9

Les onduleurs utilisés sur la centrale sont de type ABB Trio-27.6-TL-OUTD-S2X [114] d'une puissance assignée de 27,6 kW. Chaque entrée MPPT de l'onduleur est connectée à deux suiveurs solaires (soit une puissance installée d'environ 15,3 kWc). Le schéma de la **Figure III. 33** illustre la configuration adoptée sur la centrale.

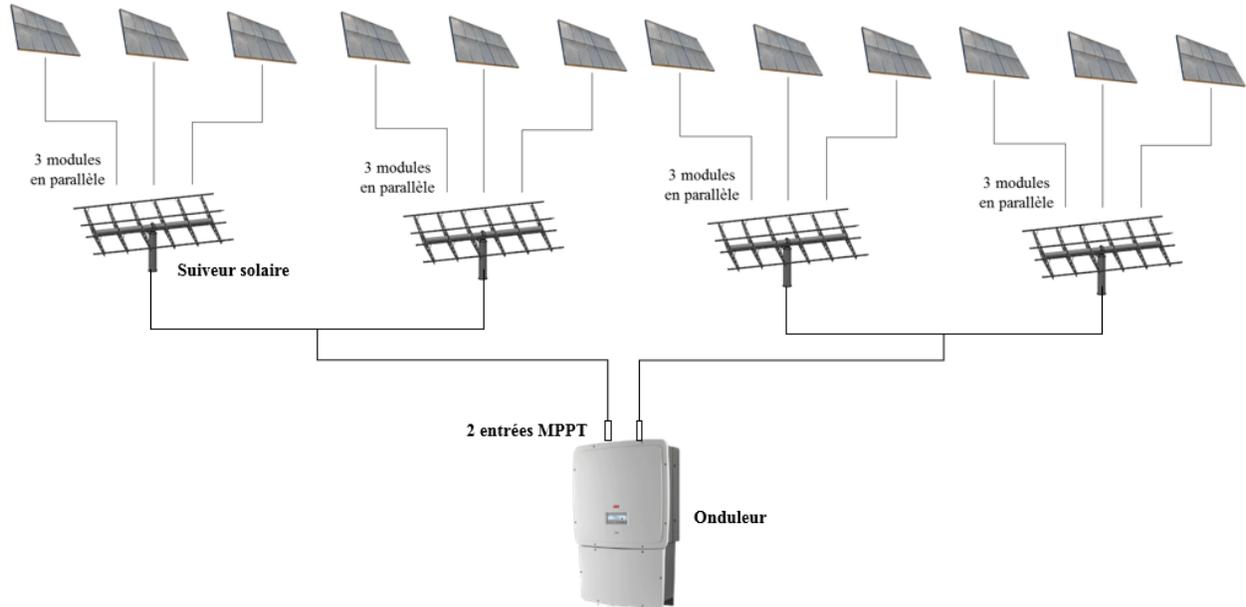


Figure III. 33: Raccordement électrique des systèmes CPV sur le site d'Aigaliers

2.3.2. Dispositif de mesures

Les variables T_{air} , HR, v_{vent} ont été mesurées en utilisant une station météorologique Compact Clima Sensor située sur la partie PV de la centrale à Aigaliers [115]. La mesure de DNI a été effectuée moyennant deux pyréliomètres (dont la référence ne nous a pas été communiquée par l'exploitant) installés sur le plan des voiles de deux suiveurs localisés aux deux extrémités nord-ouest et sud-est de la partie CPV. Un système d'acquisition développé par Urbasolar a été utilisé pour enregistrer les données toutes les dix minutes. Le schéma de la **Figure III. 34** montre les points de mesure sur la centrale et présente les instruments utilisés.

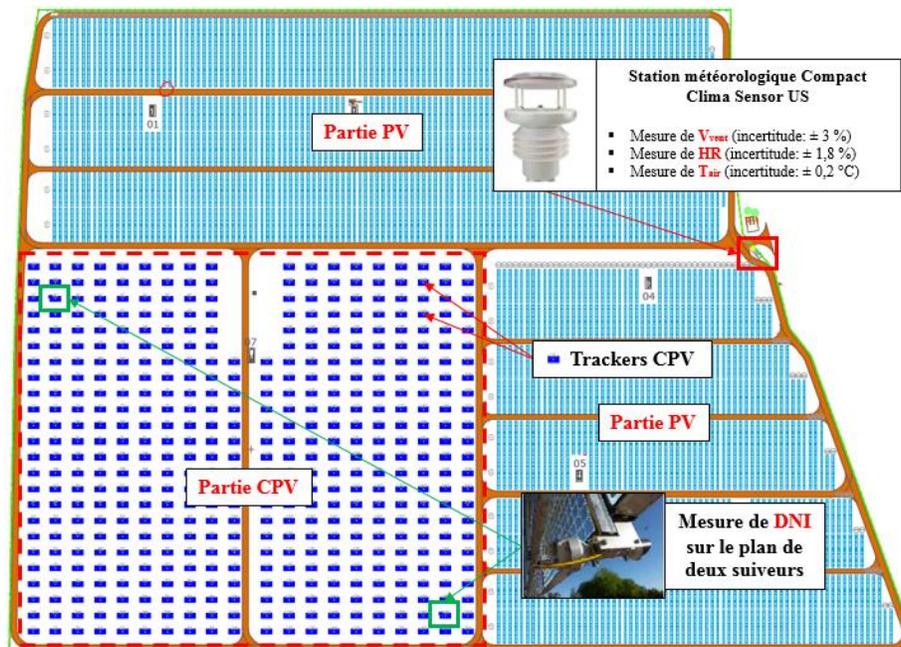


Figure III. 34: La mesure météorologique sur le site d'Aigaliers

Avec le même pas de temps de 10 minutes, le courant, la tension et la puissance DC à chaque entrée MPPT (une chaîne de deux systèmes) des onduleurs de la centrale CPV ont été enregistrés. L'ensemble des données ont été enregistrées entre décembre 2017 et décembre 2018 sur des fichiers journaliers et transmis par Urbasolar au laboratoire LMPI du CEA.

2.4. Récapitulatif des trois systèmes

La Figure III. 35 récapitule les sites et les systèmes CPV d'étude.

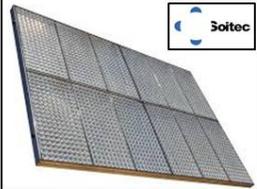
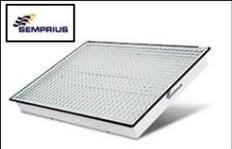
Sites géographiques	Systèmes CPV étudiés
 <p>Aigaliers (30700)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ DNI moyen mesuré par jour : 5,10 kWh.m⁻² ✓ moyenne de température 13,8 °C 	  <ul style="list-style-type: none"> ➢ Jeu de données représentatif du fonctionnement de la centrale ➢ Puissance CPV installée: 3,58 MWc (Trackers de 7,65 kWc)
 <p>Le Bourget du Lac (73370)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Site montagneux ✓ moyenne de température 13,5 °C ✓ DNI moyen mesuré par jour : 3,78 kWh.m⁻² 	  <ul style="list-style-type: none"> ➢ Système 5,3 kWc (64 modules) ➢ Tracker à deux voiles
 <p>La Corse, Ajaccio (20000)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Côte méditerranéenne ✓ moyenne de température 17,6 °C ✓ humidité élevée ✓ Vents forts ✓ DNI moyen mesuré par jour : 5,15 kWh.m⁻² 	  <ul style="list-style-type: none"> ➢ Système 9,8 kWc (112 modules) ➢ Tracker à deux voiles

Figure III. 35 : Les sites et systèmes d'étude

Après la description des différents systèmes CPV et des dispositifs de mesure sur les trois sites géographiques, nous décrivons dans § : 3 quelques défaillances rencontrées pendant la durée des mesures sur les différents sites.

3. Mise en évidence de quelques dysfonctionnements

Dans ce paragraphe, nous exposons les principales défaillances rencontrées sur les trois sites d'étude.

Sur le site du Bourget du Lac, trois événements sont survenus depuis la mise en service du système CPV :

- La limitation de l'angle Tilt° du suiveur à 59° (ce qui correspond à une élévation solaire de 31°) : Cette limitation, due à la conception du suiveur, a interrompu le bon fonctionnement du système pendant la période où le soleil est le plus bas notamment durant la période entre novembre et février.

Pendant le mois de décembre par exemple, l'élévation solaire atteint environ 24° au milieu de la journée. Ce dysfonctionnement se manifeste par :

- Un désalignement du suiveur de plusieurs degrés
- L'ombrage de la voile nord par la voile sud ou par la structure du suiveur.

Les deux problèmes précédents peuvent être constatés sur la **Figure III. 36** qui montre les valeurs mesurées le 07/12/2018 des courants des deux voiles et de DNI. On voit que le système ne produit plus de courant au milieu de la journée (entre 10:30 et 13:00) alors que l'éclairement DNI est important. Au début et en fin de journée, l'ombrage entre les deux voiles induit une différence entre les deux courants (le courant de la voile Sud en rouge sur le graphe est plus important que celui de la voile Nord en bleu).

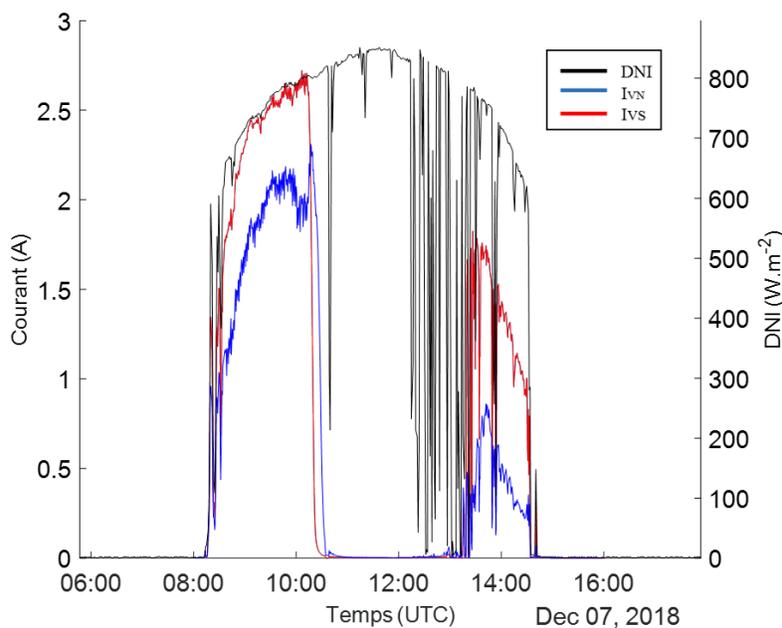


Figure III. 36: Impact de la limitation d'angle du suiveur solaire sur la production du système CPV au Bourget du Lac

- Dysfonctionnement de l'onduleur entre début janvier et le 14 mai 2019 : l'onduleur a été remplacé le 15 mai 2019
- Désalignement de la station 2AP Kipp&Zonen entre mars et juin 2018 (réalignée le 20 juin 2018). Pendant cette période, la mesure de DNI a été obtenue par la station STR-21 K&Z, cependant, la mesure des indicateurs du spectre n'a pu être réalisée.

Pendant la durée de mesure à Ajaccio, les principaux événements qui ont été enregistrés sont :

- Le désalignement de la voile Nord : il est dû à une mauvaise configuration de l'algorithme de suivi de cette voile. Ce désalignement a été souvent constaté pendant l'année 2018 et a été corrigé en février 2019.
- La pénétration de l'humidité à l'intérieur de quelques modules CPV : l'acier composant les modules a été affecté par la corrosion (accrue du fait de l'atmosphère salin du site) ce qui a rendu la jointure du module perméable à l'eau. Ceci génère des courants de fuite pendant le fonctionnement du module qui sont détectés par l'onduleur. L'onduleur est programmé pour ouvrir le circuit suite à cet événement. Les photos de **la Figure III. 37** montrent quelques modules affectés par ce phénomène.



Figure III. 37: L'impact de la corrosion sur les modules CPV sur le site d' Ajaccio

- Les modules atteints par la corrosion ont été traités par l'équipe du laboratoire SPE à Ajaccio afin de freiner la propagation de cet effet sur l'ensemble des modules installés. Pendant la période de maintenance située entre Février et Mai 2019, 98 modules étaient montés sur le suiveur.
- Des dégâts sur une des voiles ont été enregistrés suite à des vents très forts (pendant une tempête) survenus pendant quelques jours sur le site d' Ajaccio. La **Figure III. 38** montre une photo de l'installation suite à cet évènement. La vitesse du vent avait dépassé la limite à laquelle la structure du suiveur peut résister (40 m.s^{-1}).



Figure III. 38: Dégâts sur l'installation CPV à Ajaccio suite à une tempête de vent

Concernant le site d' Aigaliers, l'arrêt accidentel de l'acquisition des mesures est la défaillance principale qui a été rencontrée à différentes périodes de temps par l'exploitant Urbasolar (§ : 4.2). Les causes de ce dysfonctionnement n'ont pas été remontées par l'exploitant de la centrale.

4. Sélection des mesures et constitution des jeux de données

Les systèmes installés sur les sites au Bourget du Lac et à Ajaccio sont relativement similaires et par la suite la même démarche a été utilisée pour le traitement des données mesurées sur les deux sites. La centrale CPV à Aigaliers comporte plusieurs systèmes et de ce fait nous avons choisi de construire un jeu de données qui représente le fonctionnement moyen de l'ensemble des systèmes installés. L'objet de cette thèse vise à développer un modèle en se basant sur des données représentatives du fonctionnement réel d'un système CPV. Pour ce faire, les données doivent être traitées de façon à sélectionner celles qui répondent à cet objectif. Ceci implique de filtrer les données et d'en extraire celles qui correspondent à :

- Une défaillance occasionnelle du système
- Un dysfonctionnement de la mesure.

Dans ce paragraphe, nous présentons la démarche adoptée pour le traitement des données récoltées sur les trois sites ainsi qu'une synthèse de la disponibilité des données expérimentales.

4.1. Les sites du Bourget du Lac et d'Ajaccio

Rappelons tout d'abord les périodes de mesure sur les deux sites :

- Le Bourget du lac : entre 27/06/2017 et 21/06/2019.
- Ajaccio : entre 07/04/2016 et 05/05/2019.

Sur les deux sites, les données mesurées pendant les journées où les systèmes installés ont été en état d'arrêt de fonctionnement ont été filtrées en se basant dans un premier temps sur :

- Deux registres qui ont été dédiés sur les deux sites au recensement des pannes et des opérations de maintenance.
- Des données fournies par Helioslite indiquant le mode de fonctionnement des suiveurs sur les deux sites. Ceci a permis d'identifier les moments où les suiveurs fonctionnaient sous un mode autre que le mode de suivi solaire (le mode de sécurité contre les vents forts par exemple).

En complément, les mesures de DNI et de la puissance P_{DC} générée par les systèmes sur les deux sites ont été comparées pour identifier les deux événements suivants :

- Un ombrage du système : celui-ci survient au début de la journée (d'environ une heure à Ajaccio et d'environ 30 minutes au Bourget du Lac) à cause du masque que forment les montagnes sur les deux sites. Les stations météorologiques de l'INES et de Vignola se trouvent à quelques mètres des systèmes CPV et à une hauteur légèrement différente. Ainsi une partie des modules ne capte pas le même niveau d'éclairement que la station pendant quelques minutes au moment du lever du soleil. La **Figure III. 39** présente une comparaison entre les valeurs de DNI et P_{DC} mesurées pendant une journée sur les deux sites et montre l'impact de cet ombrage.

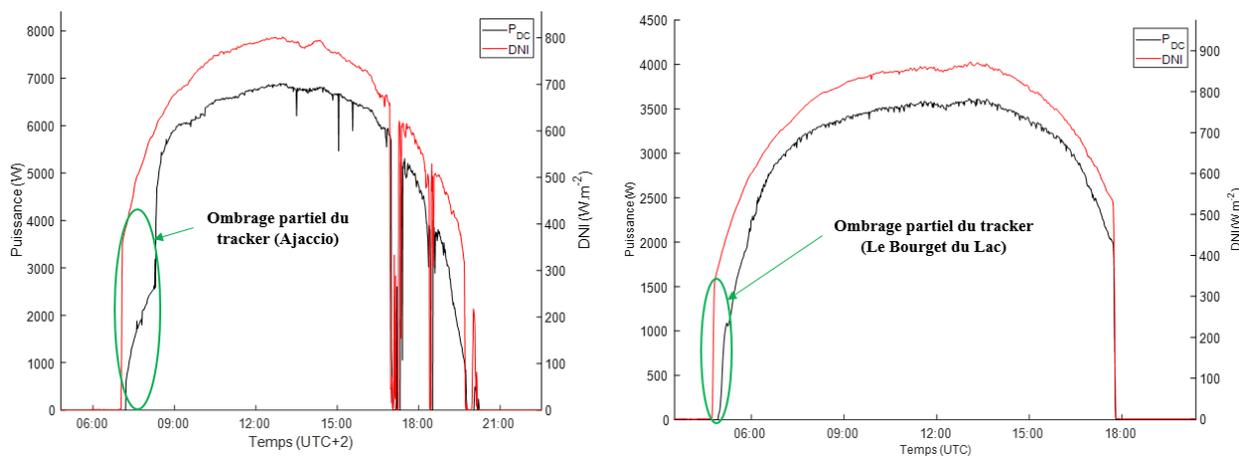


Figure III. 39: L'impact de l'ombrage sur la génération de puissance par les systèmes CPV installés aux Bourget du Lac et Ajaccio

- un désalignement du suiveur du système CPV ou de celui de la station météorologique: il se manifeste – respectivement - par la mesure d'un éclairement significatif et d'une puissance générée par le système presque nulle ou inversement.

Concernant le site du Bourget du Lac, les données mesurées pendant la période de limitation d'angle Tilt° du suiveur (décrite § : 3) sont filtrées. Sur le site d'Ajaccio, la période pendant laquelle la voile Nord était en état de disfonctionnement (§ : 3) a été retirée de la base de données.

Dans un second temps, les données correspondant à une défaillance du système d'acquisition sont retirées. Les algorithmes d'acquisition sur les deux sites sont programmés de façon à enregistrer une valeur particulière si la mesure n'est pas effectuée par l'instrument ou bien au cas où l'instrument est accidentellement déconnecté de la carte d'acquisition. Cette valeur est choisie en dehors de la plage des valeurs probables de la variable mesurée. Ainsi, le filtrage appliqué concerne toutes les valeurs qui ne correspondent pas aux plages de fonctionnement du système et des instruments de mesures. Les données sélectionnées répondent aux critères suivants :

- $0 \leq \text{DNI} \leq 1000 \text{ (W.m}^{-2}\text{)}$
- $0 \leq P_{\text{DC}} \leq P_{\text{DC CSTC}} \text{ (W)}$, où $P_{\text{DC CSTC}}$ correspond à la puissance sous les conditions CSTC du système
- $0 \leq I_{\text{VS}} \leq I_{\text{VS CSTC}} \text{ (A)}$ et $0 \leq I_{\text{VN}} \leq I_{\text{VN CSTC}} \text{ (A)}$, où $I_{\text{VS CSTC}}$ et $I_{\text{VN CSTC}}$ représentent les courants des voiles qui correspondent au fonctionnement des modules CPV sous les conditions CSTC.
- $-10 \leq T_{\text{air}} \leq 50^{\circ}\text{C}$ ($^{\circ}\text{C}$)
- $0 \leq T_{\text{Dissipateur}} \leq 100^{\circ}\text{C}$ ($^{\circ}\text{C}$)
- $0 \leq v_{\text{vent}} \leq 14 \text{ (m.s}^{-1}\text{)}$ où 14 m.s^{-1} est la vitesse maximale du vent admise par les suiveurs.

La mesure de l'éclairement spectral DNI_{λ} n'étant pas possible sur le site d'Ajaccio, les valeurs des variables PW et $\text{AOD}_{550\text{nm}}$ ont été obtenues pour la période de mesure à partir de la base de données MODIS de la NASA [100]. Celles-ci sont le résultat de traitements, par des algorithmes dédiés, d'images de la région prises par des satellites. Les données ont une résolution géographique d'un km^2 et une résolution temporelle d'un jour (moyenne journalière).

Sur le site du Bourget du Lac, les mesures de PW, d'AOD ainsi que de DNI_{λ} ont été obtenues par la mesure (§ : 2.1.2). Cependant, à cause du désalignement de la station 2AP utilisée à cet effet, cette mesure a été temporairement indisponible pendant une certaine durée. Par conséquent, cette mesure n'a pas été ajoutée au jeu de données qui servira à la modélisation du système CPV. Dans le chapitre suivant, nous présentons la méthode utilisée pour calculer l'indicateur SMR (sur le site de l'INES) à l'aide de l'outil SMARTS dans le but de l'intégrer dans le modèle de puissance qui est développé. Pour ceci, les valeurs journalières de PW et d' $\text{AOD}_{550\text{nm}}$ ont été également obtenues pour la période de mesure sur le site du Bourget du Lac à partir de l'outil MODIS [100].

Nous avons discuté dans § : 2.1.1 et § : 2.2.1 la particularité des suiveurs solaires situés au Bourget du Lac et à Ajaccio, à savoir qu'ils sont dotés de deux voiles. L'étude d'un système CPV à deux voiles équivaut à celle de deux systèmes connectés au même onduleur. Le but de notre étude étant de modéliser la puissance du système, il est nécessaire de sélectionner les données qui correspondent à des conditions de fonctionnement des deux voiles assez similaires. Puisque l'alignement est le facteur lié principalement à la différence de performance entre les deux voiles, les données doivent être traitées de manière à sélectionner celles qui correspondent à une différence des courants I_{VS} et I_{VN} inférieure à un certain seuil. Le seuil choisi relativement au courant maximal produit par les deux voiles est de 10 %. Une différence entre les deux courants au-dessus de 10 % peut indiquer un des deux états suivants :

- Une des deux voiles fonctionne en dehors de sa plage de tolérance angulaire $[-\text{AA}_{\text{voile}}^{\circ}, \text{AA}_{\text{voile}}^{\circ}]$ (où $\text{AA}_{\text{voile}}^{\circ}$ représente l'angle AA° effectif de l'ensemble des modules montés sur la voile). Autrement dit, le désalignement de la voile, la moins performante, cause une baisse de courant supérieure à 10 % par rapport au courant maximal. Il est utile de noter que cette différence peut être accompagnée d'un désalignement par rapport au soleil des deux voiles.
- Un ombrage couvrant une voile plus que l'autre.

La **Figure III. 40** représente les courants I_{VS} et I_{VN} , mesurés pendant une journée sur les systèmes CPV des deux sites. Il est possible de constater que la différence de courant entre les deux voiles peut varier significativement pendant une journée.

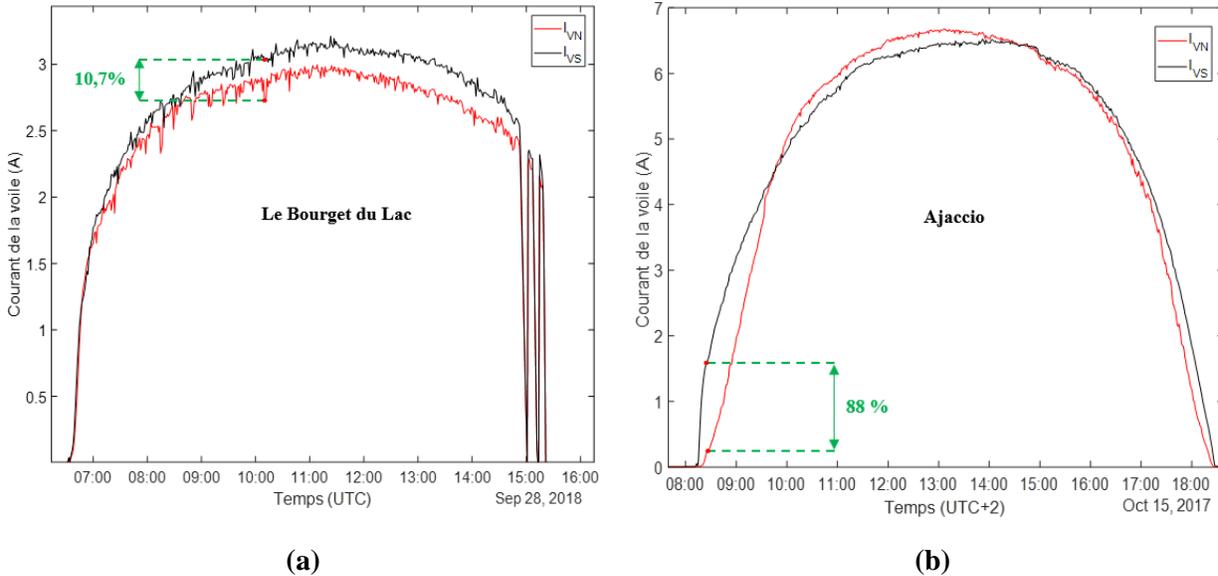


Figure III. 40: La différence du courant produit par les deux voiles des systèmes CPV aux Bourget du lac et Ajaccio

Après l’application du traitement décrit précédemment sur les données brutes récoltées sur les deux sites, quelques données aberrantes n’ont pas pu être filtrées de la base de données. Celles-ci sont liées aux événements qui n’ont pas pu être enregistrés dans les registres de maintenance des installations, au désalignement du tracker et à la baisse du rendement optique des modules par l’effet de la salissure ou la condensation d’eau sur les lentilles ou autres phénomènes.

Le diagramme de la **Figure III. 41** présente respectivement un récapitulatif du processus de traitement des données ainsi que la contribution en pourcentage, du nombre de mesures filtrées au nombre total des données brutes et ce sur les deux sites. On constate que les pannes du système et la différence entre les deux voiles ont eu un effet plus important au Bourget du Lac puisque les données sélectionnées représentent moins de 20 % des données brutes.



Figure III. 41: Récapitulatif du filtrage des données mesurées au Bourget du Lac et à Ajaccio

Nous proposons de comparer les distributions du rendement de conversion électrique des systèmes sur les périodes de mesure sur les deux sites. La **Figure III. 42** présente les valeurs obtenues. Il est utile de souligner que le rendement est calculé à partir de la mesure de DNI sur les stations météorologiques. Ainsi le rendement estimé est dépendant de la qualité d’alignement des trackers utilisés. On constate sur la **Figure**

III. 42 une différence significative entre les plages de rendement sous lesquelles les deux systèmes ont fonctionné. Au Bourget du Lac, le rendement DC mesuré est de l'ordre 25 ± 2 % tandis qu'à Ajaccio, les valeurs sont de l'ordre de $27,4 \pm 4,6$ %. La plage de rendement est plus étendue à Ajaccio car la durée de mesure a été plus importante comparée à celle au Bourget du Lac. En effet, le système au Bourget du Lac a été affecté par des pertes de puissance systématiques plus importantes que le système à Ajaccio. Ceci est discuté dans le **Chapitre V** où un modèle de puissance construit à Ajaccio est testé au Bourget du Lac.

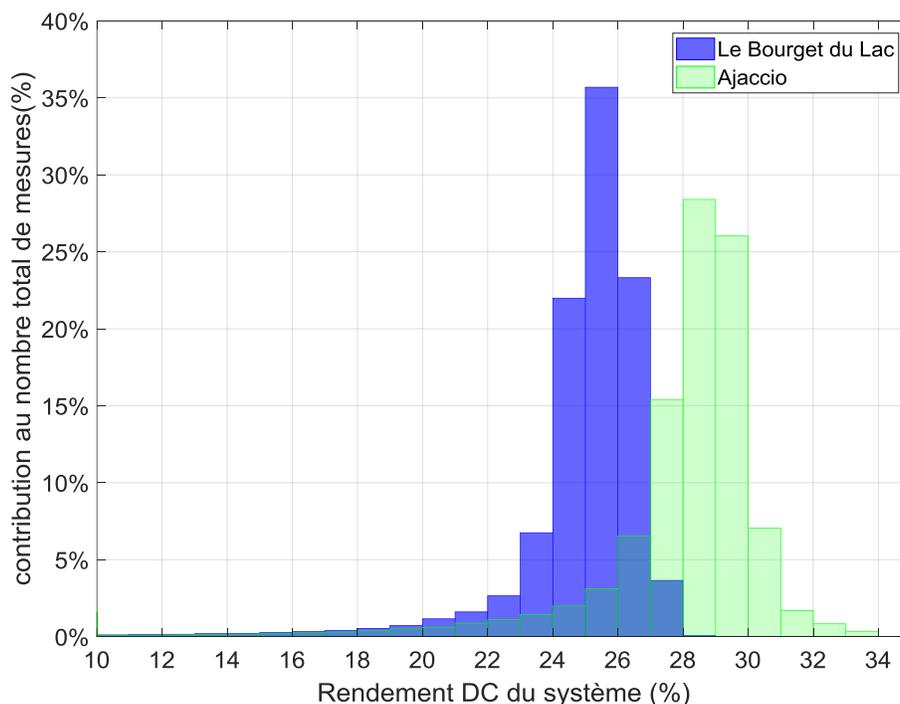


Figure III. 42 : Rendement DC des systèmes CPV du Bourget du Lac et d'Ajaccio

Le nombre de jours récoltés, avec au moins trois heures de mesure par jour, sur les deux sites est de :

- Au Bourget du Lac : 160 jours qui sont répartis de manière intermittente entre les 27/06/2017 et 21/09/2018 (variables : P_{DC} , I_{VS} , I_{VN} , DNI , T_{air} , HR , v_{vent} , AOD_{550nm} , PW).
- A Ajaccio : 267 jours qui sont répartis de manière intermittente entre les 17/05/2016 et 05/05/2019 (variables : P_{DC} , I_{VS} , I_{VN} , DNI , T_{air} , HR , v_{vent} , AOD_{550nm} , PW)

4.2. Le site d'Aigaliers

Les données remontées par l'exploitant de la centrale d'Aigaliers ont été mesurées entre les 01/12/2017 et 21/12/2018. Il est utile de noter que la mesure a été assez irrégulière sur le site à cause de pannes du système d'acquisition. La mesure de la puissance DC d'environ la moitié des suiveurs CPV (deux suiveurs sur quatre connectés à chaque onduleur) a été peu disponible. Par conséquent, nous avons choisi de construire une base de données composée d'une série temporelle des variables suivantes :

- La puissance DC d'une chaîne de deux systèmes $P_{DC\ chaîne}$: La puissance de chaque système n'est pas mesurée indépendamment (§ : 2.3.2)
- DNI : en se basant sur les données mesurées par les deux pyrhéliomètres situés au sud-est (DNI_1) et au nord-ouest (DNI_2) de la centrale CPV.
- T_{air} et v_{vent}

La **Figure III. 43** représente le nombre d'onduleurs par pas d'échantillonnage de 10 minutes, pour lesquels les données remontées répondent aux critères précédents. Les filtres suivants ont été utilisés pour sélectionner les mesures électriques et météorologiques sur le site :

- $0 \leq \text{DNI} \leq 1000 \text{ (W.m}^{-2}\text{)}$: au moins un des deux pyréliomètres installés doit avoir une mesure valide
- $-10 \leq T_{\text{air}} \leq 50 \text{ (}^\circ\text{C)}$
- $0 \leq v_{\text{vent}} \leq 14 \text{ (m.s}^{-1}\text{)}$ où 14 m.s^{-1} est la vitesse maximale de fonctionnement des suiveurs.
- $0 \leq P_{\text{DC chaîne}} \leq 15300 \text{ (W)}$: la puissance générée par une chaîne sous les conditions CSTC.

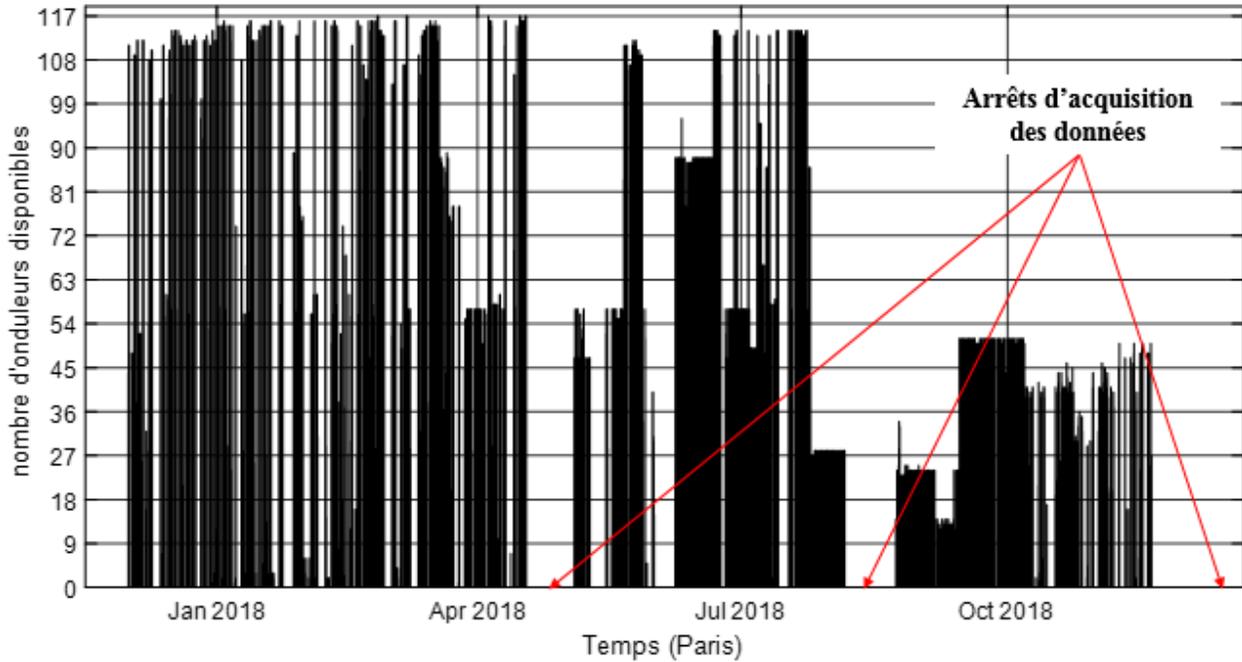


Figure III. 43: Disponibilité des données mesurées sur la centrale d'Aigaliers entre 01/12/2017 et 21/12/2018

Comme on le voit sur la **Figure III. 43**, la disponibilité des données des 117 onduleurs de la centrale n'était pas possible sur la période de mesure sauf pendant quelques jours. On note également que vers la fin de la période, la disponibilité de la mesure a baissé drastiquement.

Suite à ce constat, l'obtention d'une série temporelle de la puissance et des variables météorologique pour une seule chaîne de systèmes CPV n'a pas été envisagée vu l'irrégularité de la mesure. Ainsi, pour pouvoir étudier, sur la période la plus longue possible la production des systèmes de la centrale, nous avons choisi de construire un jeu de données représentatif du fonctionnement moyen de l'ensemble des systèmes. Ceci en considérant, comme système d'étude, une chaîne de deux trackers CPV. Le jeu de données a été construit en calculant la moyenne des puissances générées par les chaînes, dont la mesure de puissance a été disponible dans les fichiers enregistrés chaque jour.

Les mesures DNI_1 et DNI_2 n'ont pas été disponibles, simultanément, sur les fichiers de mesure pendant toute la période étudiée. La **Figure III. 44 (a)** représente les valeurs de DNI_1 (ordonnées) et DNI_2 (abscisses) mesurées tandis que la **Figure III. 44 (b)** représente la différence entre les deux mesures (sous un éclairage d'au moins $\text{DNI} = 100 \text{ W.m}^{-2}$) lorsque celles-ci sont simultanément disponibles.

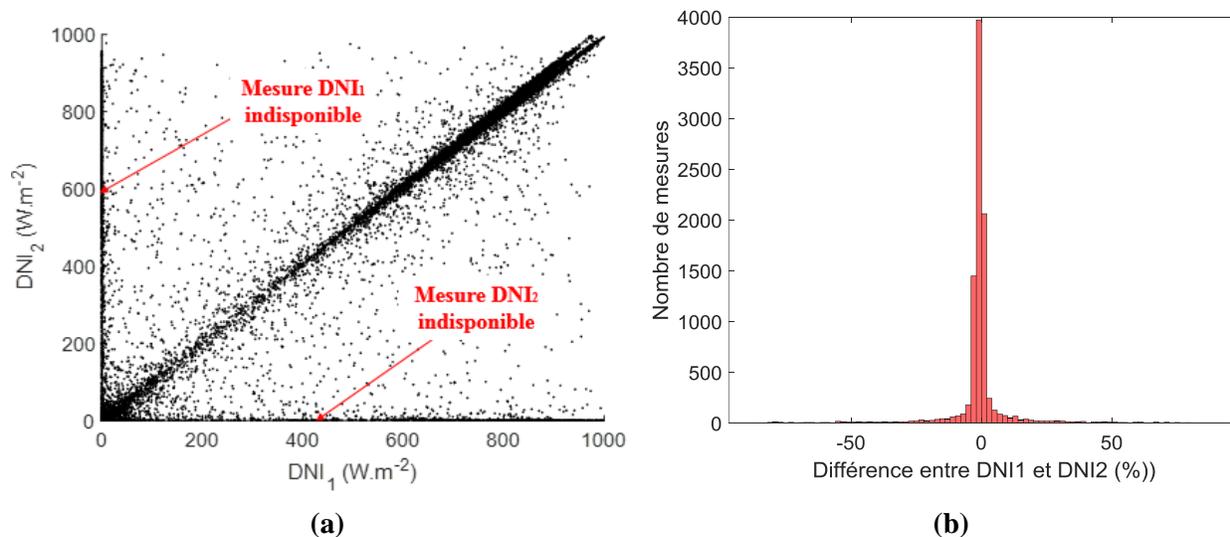


Figure III. 44: Comparaison entre les mesures d'éclairement par les deux pyréliomètres installés sur le site d'Aigaliers

On voit sur la **Figure III. 44 (b)** que pour la plupart des données, la différence entre DNI_1 et DNI_2 présente un écart-type de 14 %. Nous avons choisi ainsi de construire la série temporelle de la variable DNI à partir des données DNI_1 et DNI_2 selon la disponibilité des mesures.

La puissance DC moyenne est calculée à partir des données qui répondent aux critères suivants :

- $P_{DC \text{ chaîne}} \neq 0 \text{ W}$ quand $DNI \neq 0 \text{ W.m}^{-2}$: Les données retenues sont mesurées sur les systèmes fonctionnant sous les conditions suivantes :
 - Les suiveurs ne sont pas affectés par l'ombrage ou le désalignement.
 - Les suiveurs sur les plans desquels les pyréliomètres sont montées ne sont pas ombrés ou désalignés.
- Les chaînes sélectionnées doivent avoir plus au moins un fonctionnement similaire. Autrement dit, les chaînes qui sont affectées par le dysfonctionnement d'un système CPV ou par un ombrage partiel ne sont pas considérées dans cette étude.

La **Figure III. 45** représente, sur une journée exemple, les puissances générées par plusieurs chaînes (en noir) et la puissance moyenne des chaînes (en rouge). Un système CPV faisant partie d'une des chaînes était en arrêt pendant la journée et ainsi la chaîne n'a pas été sélectionnée pour le calcul de la puissance moyenne.

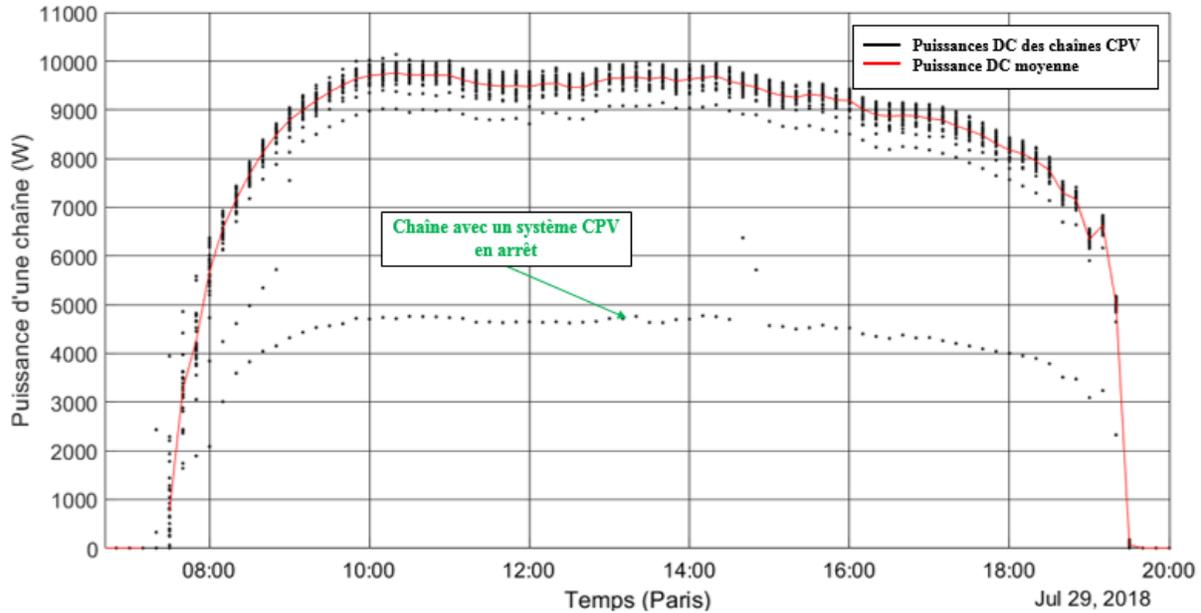


Figure III. 45: La puissance moyenne d'une chaîne de systèmes CPV sur le site d'Aigaliers

Les valeurs journalières des variables AOD_{550nm} et PW ont été obtenues pour le site d'Aigaliers à partir du site MODIS [100]. Celles-ci ont été intégrées au jeu de données d'Aigaliers en considérant les valeurs d' AOD_{550nm} et PW , constantes et égales à leurs moyennes journalières pendant la journée.

La série temporelle ainsi construite, à partir des variables P_{DC} chaîne, DNI , v_{vent} , T_{air} , AOD_{550nm} et PW , comporte 130 jours, avec au moins trois heures de mesure par jour, réparties de manière irrégulière entre les 30/01/2018 et 19/11/2018. Le diagramme suivant présente en pourcentage le nombre de données après chaque étape de traitement.

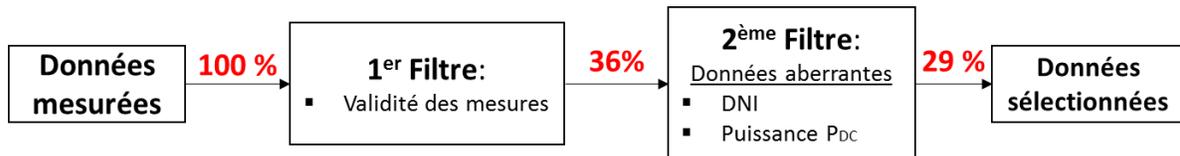


Figure III. 46: Construction du jeu de données mesurées sur la centrale d'Aigaliers

5. Conclusion

Le **Tableau III. 3** présente un récapitulatif des variables disponibles sur chacun des trois sites géographiques ainsi que les plages mesurées.

Tableau III. 3: Récapitulatif des variables mesurées sur chaque site géographique

Plages des données mesurées			
	Le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers
Variables	Du 27/06/2017 au 21/06/2019 (72479 mesures)	Du 07/04/2016 au 05/05/2019 (119008 mesures)	Du 30/01/2018 au 29/11/2018 (5444 mesures)
DNI ($W.m^{-2}$)	0 – 960	0 – 986	0 – 997
P_{DC} (W)	0 – 4308	0 – 8423	0 – 13058
I_{VS} (A)	0,0 - 3,4	0,0 – 7,1	-
I_{VN} (A)	0,0 - 3,2	0,0 – 7,0	-
T_{air} ($^{\circ}C$)	0,0 – 38,7	6,2 – 35,6	1,2 – 38,1
v_{vent} ($m.s^{-1}$)	0,0 – 8,0	0,0 – 13,9	0,2 – 10,3
HR (%)	0,0 – 92,6	15,0 – 90,1	-
AOD _{550nm} (sans unité)	0,00 – 0,73	0,08 – 0,96	0,01 – 1,25
PW (cm)	0,7 – 4,1	0,3 – 4,0	0,4 – 3,7

Dans le chapitre suivant, la puissance DC des systèmes décrits dans ce chapitre est estimée grâce à plusieurs modèles. Les jeux de données construits sur les trois sites serviront de données d'entrée aux modèles développés.

Cette phase de nettoyage et de filtration des données brutes, extrêmement chronophage, est une phase essentielle pour la compréhension des phénomènes extérieurs pouvant influencer sur les modèles. C'est également une étape nécessaire pour garantir la validation des modèles développés par la suite.

Chapitre IV : Détermination des modèles et évaluation de leurs performances

Introduction

Le **Chapitre II** a porté sur l'étude de l'état de l'art des modèles de puissance électrique des modules CPV. Ensuite dans le **Chapitre III**, nous avons présenté les travaux qui concernent la collecte de données mesurées, sous les conditions réelles de fonctionnement, des différents systèmes CPV. Dans ce chapitre, l'étude s'oriente vers le développement de méthodes de modélisation de la puissance des systèmes CPV. Cette étude a été conduite en partant de variables météorologiques mesurées assez accessibles et pouvant être ainsi utilisées dans un cadre industriel et opérationnel. Les objectifs de ce chapitre sont:

- Choisir les formes de modèles de puissance DC à tester et évaluer en s'inspirant de l'état de l'art ;
- Identifier, parmi les variables mesurées sur chaque site géographique, celles qui influent sur la puissance électrique générée par les systèmes CPV ;
- Déterminer les paramètres des modèles sur chacun des sites ;
- Évaluer l'incertitude des modèles et les comparer ;
- Enfin, faire ressortir un ou plusieurs modèles qui seront plus finement analysés.

Pour ce faire, ce chapitre est structuré de la manière suivante:

- Nous présentons les deux formes de modèles retenus et en donnons différentes versions se distinguant par les grandeurs d'entrée du modèle. Certaines de ces données d'entrée sont facilement disponibles comme DNI, T_{air} , v_{vent} et AM, d'autres relatives à l'aspect spectral du rayonnement incident (SMR et SF) sont moins disponibles.
- Ces dernières grandeurs spectrales rarement mesurées sont estimées avant d'être introduites dans les modèles, ces estimations font l'objet du second paragraphe de ce chapitre.
- Chaque modèle décrit dans le § : **1.1** est ensuite passé en revue dans § : **1.2**: les coefficients de chaque modèle sont déterminés et discutés pour chacun des trois sites expérimentaux. Les performances de chacun d'eux sont ensuite calculées.
- Les performances des modèles sont ensuite comparées et l'influence des paramètres d'entrée discutée ; le modèle le plus pertinent est retenu.
- Les résultats obtenus avec le modèle identifié sur chaque site sont présentés en détail dans § : **3**.
- Ce « meilleur » modèle est ensuite appliqué au calcul de l'énergie électrique produite dans § : **4**.
- Un récapitulatif des résultats obtenus ainsi qu'une discussion de ceux-ci sont proposés dans § : **5**.

1. Choix et validation des modèles

1.1.Choix des modèles

1.1.1. Le choix de la forme des modèles

L'objectif de cette étude est de proposer plusieurs modèles de puissance DC des systèmes CPV qui pourront être utilisés par un industriel dans le secteur photovoltaïque. Nous avons évoqué précédemment deux points importants que nous prenons en considération dans cette présente étude:

- L'accès aux variables d'entrée notamment celles liées à la distribution spectrale de l'éclairement n'est pas aisé car ces données sont rarement mesurées et difficilement estimables: nous proposons donc des modèles qui utilisent plus ou moins ces variables et évaluons la pertinence de les introduire en comparant la performance des modèles avec ou sans ces grandeurs.
- La complexité de l'approche de modélisation : l'objectif étant de développer un modèle opérationnel, il est donc judicieux de proposer une approche facilement utilisable. Nous allons ainsi

comparer des modèles, certains plus complexes que d'autres, afin d'évaluer si le résultat des modèles varie en fonction de leur complexité.

En prenant en compte le premier point précédant, nous commençons à travailler sur des modèles de puissance qui utilisent un nombre réduit de variables d'entrée et augmenterons graduellement le nombre de variables. Les variables les plus faciles à obtenir pour un site géographique donné sont DNI, T_{air} , AM et v_{vent} tandis que $AOD_{550\text{nm}}$, PW et la mesure de la distribution spectrale de l'éclairement sont rarement disponibles. Leur mesure implique en effet le recours à des instruments coûteux qui nécessitent une importante maintenance.

Relativement aux variables d'entrée, le choix des modèles de puissance DC est fait de la façon suivante :

- Dans un premier temps, des modèles basés sur un nombre réduit de variables d'entrée (notamment DNI, T_{air} , v_{vent} et AM) sont évalués.
- Dans un second temps, des variables liées à la distribution spectrale de l'éclairement sont intégrées de différentes manières dans les modèles proposés pendant la première étape. L'objectif est de tenir compte de l'impact du changement du spectre solaire incident sur la génération de puissance par les systèmes CPV à travers des variables autres que la masse d'air AM.

Il est possible de classer les modèles de la littérature par rapport à la méthode de calcul de la puissance DC selon trois catégories:

- Le calcul de la puissance P_{DC} via un modèle mathématique, linéaire ou non, à partir des variables d'entrée ou de variables intermédiaires calculées à partir des variables d'entrée.
- L'utilisation de réseaux neuronaux artificiels pour la détermination de la puissance à partir des variables d'entrée.
- La modélisation multi-physique des caractéristiques du module CPV en partant des variables d'entrée. Celle-ci est conduite à travers plusieurs phases de modélisation optique, électrique et thermique du module.

Notre choix s'est orienté vers la première catégorie à savoir le calcul de la puissance DC par un modèle paramétrique à partir des variables mesurées sur les différents sites géographiques. Ce choix a été effectué principalement par un souci de simplification de la démarche étant donné que :

- L'utilisation des réseaux neuronaux nécessite un long historique de données rarement disponibles surtout lorsque le système a été installé récemment ; d'autre part ce type de modèle ne traduit pas le sens physique du fonctionnement du système d'étude.
- La modélisation multi-physique du système nécessite en général la mesure de plus de variables que celles disponibles et une connaissance approfondie du système.

Par rapport à l'expression de la puissance DC, nous proposons, en se basant sur la littérature, d'évaluer deux formes de modèles. En considérant n_v le nombre de variables d'entrée et v_i une variable mesurée sur un site donné autre que DNI (variable indispensable à l'estimation de la puissance du système CPV), les formes adoptées sont énoncées dans les points suivants :

1. la formule de calcul de la puissance d'un module PV introduite par Osterwald [98] et Evans [99] puis reprise par Fernandez et al. [98] (§ : **5.2.4 – Chapitre II**). L'Equation (54) représente la forme générale du modèle adopté.

$$P_{DC} = P_{DC\text{ réf}} \cdot f\left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}}\right) \cdot \prod_{i=1}^{n_v} (1 + b_i \cdot (v_i - v_{i\text{ réf}})) \quad (54)$$

avec :

- $v_{i\text{ réf}}$: la valeur de v_i sous les conditions pour lesquelles $P_{DC} = P_{DC\text{ réf}} \cdot f(1)$
- b_i : des paramètres du modèle obtenus par régression linéaire.

Suivant cette forme de modèle, la puissance P_{DC} sous les conditions de fonctionnement définies par les variables v_i est égale à la puissance sous les conditions de référence CSOC (§ : 4 – Chapitre I) corrigée par :

- une fonction f de l'éclairement normalisé $DNI/DNI_{\text{réf}}$.
- des facteurs $(1 + b_i \cdot (v_i - v_{i\text{ réf}}))$ sans unité qui traduisent la variation de la puissance du système CPV sous l'effet des variables v_i . Le paramètre b_i est égal à la perte ou au gain de puissance quand la valeur de la variable v_i augmente d'une unité.

Les modèles basés sur l'Equation (54) sont réécrits afin de déterminer leurs paramètres par la méthode des moindres carrés (discutée dans § : 1.2). Les modèles ont été interprétés à partir des expressions réécrites, ainsi les paramètres b_i et ceux de la fonction f ne seront pas exposés dans le cadre de cette étude. Pour extraire ces paramètres, il est nécessaire d'utiliser des méthodes d'optimisation non linéaire.

2. une deuxième expression introduite par la norme ASTM E 2527-09 (§ : 5.2.1 – Chapitre II) généralisée par l'Equation (55). La méthode de calcul de la puissance DC d'un module CPV suivant la norme ASTM E 2527-09 est la seule reconnue par la communauté scientifique. Comme évoqué précédemment, Garcia-Domingo et al. [73] ont proposé une modification de l'expression de P_{DC} afin d'intégrer l'effet du spectre solaire sur la performance du module CPV (§ : 5.2.3 – Chapitre II). Il est intéressant d'évaluer ainsi cette forme en intégrant plusieurs variables v_i liées aux différents facteurs influant sur la puissance.

$$P_{DC} = DNI \cdot (a_0 + a_1 \cdot DNI + \sum_{i=2}^{n_v} a_i \cdot v_i) \quad (55)$$

Où a_0 , a_1 et a_i représentent les paramètres du modèle.

Comme évoqué précédemment, les modèles décrits dans la suite sont testés sur les jeux de données construits sur les trois sites. Dans § : 1.1.2, nous commençons par présenter les modèles se basant sur les variables les plus accessibles. Ensuite dans § : 1.1.3, nous détaillons les modèles qui intègrent des variables relatives au spectre DNI_λ et évaluons l'apport ou non de ces variables sur la performance des modèles de systèmes CPV.

1.1.2. Les modèles de puissance à base des variables DNI, T_{air} , AM et v_{vent}

Suivant la première forme de modèle introduite (Equation (54)) du paragraphe précédent, les modèles à base des variables DNI, T_{air} , AM sont exprimées par les équations suivantes :

$$P_{DC} = P_{DC\text{ réf}} \cdot f\left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}}\right) \cdot (1 + b_{T_{\text{air}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}})) \quad (56)$$

$$P_{DC} = P_{DC\text{ réf}} \cdot f\left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}}\right) \cdot (1 + b_{T_{\text{air}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}})) \cdot (1 + b_{AM} \cdot (AM - AM_{\text{réf}})) \quad (57)$$

La dépendance à l'éclairement, sans variation du spectre et à température constante, de la puissance générée par les modules CPV a été étudiée par Fernández et al. [116] qui ont proposés les approximations suivantes :

- le courant peut être considéré comme proportionnel à l'éclairement (Equation (58)).

$$I_{\text{mpp}} = k \cdot DNI \quad (58)$$

où k est un facteur qui exprime la dépendance linéaire du courant à l'éclairement capté par les modules CPV.

- la tension a été approximée (Equation (59)) par la somme d'une fonction linéaire du logarithme de DNI ($d_1 \cdot \ln(DNI) + d_3$) et d'une fonction linéaire de DNI ($- d_2 \cdot DNI$). Ces approximations sont obtenues en se basant sur le modèle à une diode d'une cellule solaire en considérant quelques hypothèses [116]. La tension augmente linéairement avec $\ln(DNI)$ quand DNI augmente mais cette augmentation est freinée par l'effet de la résistance série qui s'accroît avec le niveau d'éclairement (exprimé par le terme $- d_2 \cdot DNI$).

$$V_{\text{mpp}} = d_1 \cdot \ln(DNI) - d_2 \cdot DNI + d_3 \quad (59)$$

où les coefficients d_1 , d_2 et d_3 sont obtenus par régression linéaire à partir des données mesurées du module CPV.

En développant le produit de V_{mpp} et I_{mpp} exprimés précédemment, la puissance P_{DC} , sous un spectre constant et sans variation de température, peut être exprimée par :

$$P_{DC}(DNI) = p_1 \cdot DNI + p_2 \cdot DNI^2 + p_3 \cdot DNI \cdot \ln(DNI) \quad (60)$$

où les coefficients p_1 , p_2 et p_3 dépendent des coefficients k , d_1 , d_2 et d_3 .

Dans la suite de ce document, les deux formulations exprimées par les Equations (54) et (55) sont appelées respectivement MOD1 et MOD2 ; en faisant apparaître entre parenthèses les paramètres d'entrée utilisés. Etant donné que l'éclairement et la température sont connus comme étant influents sur la puissance produite par un système photovoltaïque, les grandeurs DNI et T_{air} interviennent dans tous les modèles proposés. DNI et T_{air} sont généralement mesurés sur la plupart des sites géographiques dans le monde ; nous ne précisons pas leur présence dans le nom du modèle. Dans la suite, le modèle MOD1 correspond à la formulation 1 avec DNI et T_{air} en entrée, MOD1(AM) est la formulation 1 avec en entrée DNI, T_{air} et AM ; MOD2(AM, v_{vent}) correspond à la formulation 2 associée aux variables d'entrée DNI, T_{air} , AM et v_{vent} et ainsi de suite. Quand il y a plusieurs modèles de la même catégorie associés aux mêmes grandeurs d'entrée, on les distingue par l'utilisation de « ' » en exposant pour les distinguer ainsi on trouve MOD1(AM) et MOD1'(AM), deux modèles de même type avec les mêmes variables d'entrée mais avec des termes supplémentaires ajoutés.

Nous proposons d'évaluer différentes variantes des modèles exprimées par les équations (56) et (57) en modifiant la fonction f, qui représente la variation de la puissance avec DNI, comme suit :

- en première approximation, nous considérons que la tension ne varie pas avec DNI, ainsi la variation de la puissance est due uniquement à celle du courant. Les équations (56) et (57) peuvent ainsi être réécrites de la façon suivante :

$$\text{MOD1: } P_{DC} = P_{DC \text{ réf}} \cdot \left(a_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot \left(1 + b_{T_{\text{air}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \right) \quad (61)$$

$$\text{MOD1(AM): } P_{DC} = P_{DC \text{ réf}} \cdot \left(a_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot \left(1 + b_{T_{\text{air}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \right) \cdot \left(1 + b_{AM} \cdot (AM - AM_{\text{réf}}) \right) \quad (62)$$

où a_{DNI} est le facteur de dépendance de P_{DC} à l'éclairement.

- en deuxième approximation, la fonction f est exprimée en adoptant les équations proposées par Fernández et al. [116] (Equation (60)). P_{DC} peut être ainsi exprimée par l'Equation (63).

$$\text{MOD1'(AM): } P_{DC} = P_{DC \text{ réf}} \cdot \left(a_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} + a'_{DNI} \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 + a''_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \right) \cdot \left(1 + b_{T_{\text{air}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \right) \cdot \left(1 + b_{AM} \cdot (AM - AM_{\text{réf}}) \right) \quad (63)$$

Les coefficients a_{DNI} , a'_{DNI} et a''_{DNI} ainsi que $b_{T_{\text{air}}}$ et b_{AM} sont obtenus par régression linéaire à partir des données mesurées sur les sites d'étude.

Suivant la forme du modèle de puissance introduite par la norme ASTM E 2527-09 (Equation (55)), nous avons choisi d'évaluer les modèles suivants :

- l'expression de la puissance DC d'un module CPV suivant la norme ASTM E 2527-09 :

$$\text{MOD2}(v_{\text{vent}}): P_{DC} = DNI (a_0 + a_1 \cdot DNI + a_2 \cdot T_{\text{air}} + a_3 \cdot v_{\text{vent}}) \quad (64)$$

- cette même expression en y intégrant la masse d'air comme indicateur du spectre incident :

$$\text{MOD2}(v_{\text{vent}}, AM): P_{DC} = DNI (a_0 + a_1 \cdot DNI + a_2 \cdot T_{\text{air}} + a_3 \cdot v_{\text{vent}} + a_4 \cdot AM) \quad (65)$$

1.1.3. Les modèles de puissance intégrant l'effet spectral

Comme évoqué dans le **Chapitre III**, les mesures du spectre DNI_{λ} et du spectro-pyrhéliomètre ont été soit très peu disponibles (car deux sites n'en sont pas équipés) soit très intermittentes (sur le seul site équipé du Bourget du Lac) pendant la période de fonctionnement des systèmes CPV. Nous proposons donc d'obtenir les variables liées au spectre incident DNI_{λ} en utilisant l'outil SMARTS à partir de AM et des variables PW et AOD_{550nm} obtenues par le site MODIS de la NASA [100]. Nous disposerons alors de l'éclairement spectral DNI_{λ} calculé sur chaque site. Les indicateurs SMR et SF sont ensuite déterminés à partir des courants des sous-cellules de la cellule utilisée par les deux modules CPV étudiés. Ces deux indicateurs sont ensuite intégrés comme variables d'entrée aux modèles de puissance DC.

Les variables SF, $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ sont déterminés selon la procédure décrite dans § : 2 et intégrées dans le calcul de la puissance électrique. En utilisant les formulations décrites dans § : 1.1.1, nous proposons d'évaluer les modèles suivants :

- à partir de la variable SF, un modèle de puissance DC est proposé en remplaçant AM dans l'expression (63) par le facteur spectral SF ($SF_{réf} = 1$) calculé à partir des variables AM, AOD_{550nm} et PW.

$$MOD1'(SF): P_{DC} = P_{DC\ réf} \cdot \left(a_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{réf}} + a'_{DNI} \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{réf}} \right)^2 + a''_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{réf}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{réf}} \right) \right) \cdot \left(1 + b_{T_{air}} \cdot (T_{air} - T_{air\ réf}) \right) \cdot \left(1 + b_{SF} \cdot (SF - SF_{réf}) \right) \quad (66)$$

- en intégrant les indicateurs $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$, la puissance du système CPV peut être exprimée à partir de l'Equation (55) par :

$$MOD2 \left(v_{vent}, SMR_{\frac{Top}{Middle}}, SMR_{\frac{Middle}{Bottom}} \right): P_{DC} = DNI \left(a_0 + a_1 \cdot DNI + a_2 \cdot T_{air} + a_3 \cdot v_{vent} + a_4 \cdot SMR_{\frac{Top}{Middle}} + a_5 \cdot SMR_{\frac{Middle}{Bottom}} \right) \quad (67)$$

Le modèle proposé constitue une version modifiée du modèle de Garcia-Domingo décrit dans § : 5.2.3 – Chapitre II qui intègre la variable $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$. Nous proposons d'évaluer un modèle similaire en intégrant en plus la variable $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$. Ceci a pour but de prendre en compte également l'effet de la variation du spectre sur le déséquilibre de courant entre les sous-cellules Middle et Bottom.

1.2. Construction et validation des modèles

Dans § : 1.1, nous avons proposé sept expressions de la puissance DC du système CPV. Les paramètres de ces modèles ont été obtenus, en utilisant une partie des données de chaque site, par la méthode des moindres carrés (régression linéaire). Afin de rendre nos modèles indépendants de l'effet saisonnier, nous avons choisi d'utiliser les données mesurées un jour sur deux consécutifs pour la détermination des coefficients des modèles et celles de la journée suivante pour valider les modèles (§ : 2).

Dans un premier temps (§ : 1.2.1), nous présentons les paramètres des modèles basés sur les variables DNI, T_{air} , AM et v_{vent} obtenus sur les trois sites. Dans un second temps (§ : 1.2.2), les paramètres des modèles intégrant l'effet spectral à travers les variables SF, $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ sont déterminés. Après la présentation des paramètres obtenus sur chacun des trois sites, pour chaque modèle, les indicateurs de performance nRMSE(%), MAE(%) et MBE(%) liés à l'estimation de la puissance $P_{DC}(t)$ sont comparés. Ces indicateurs ont été présentés dans § : 3 – Chapitre II.

1.2.1. Construction et validation des modèles basés sur DNI, T_{air} , AM et v_{vent}

Les équations (61) - (63) ont été réécrites de façon à avoir des expressions analytiques (aux termes qui dépendent des variables d'entrée) comme suit:

$$MOD1: P_{DC} = P_{DC\ réf} \cdot \left(p_1 \cdot \frac{DNI}{DNI_{réf}} + p_2 \cdot \frac{DNI}{DNI_{réf}} \cdot (T_{air} - T_{air\ réf}) \right) \quad (68)$$

$$\text{MOD1(AM): } P_{DC} = P_{DC \text{ réf.}} \cdot \left(p_1' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} + p_2' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) + p_3' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) + p_4' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) \right) \quad (69)$$

$$\text{MOD1'(AM): } P_{DC} = P_{DC \text{ réf.}} \cdot \left(p_1'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} + p_2'' \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 + p_3'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) + p_4'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) + p_5'' \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) + p_6'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) + p_7'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) + p_8'' \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) + p_9'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) + p_{10}'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) + p_{11}'' \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) + p_{12}'' \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf.}}) \cdot (AM - AM_{\text{réf.}}) \right) \quad (70)$$

Les paramètres de chaque modèle sont déterminés par régression linéaire à partir des données mesurées. Le **Tableau IV. 1** présente les paramètres des modèles exprimés par l'Equation (68).

Tableau IV. 1: Paramètres du modèle MOD1

Modèle	paramètres	le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD1	p ₁	0,850	0,970	0,880	sans
	p ₂	- 0,001	0,001	- 0,002	°C ⁻¹

On constate que les paramètres diffèrent selon les trois systèmes CPV étudiés mais restent dans le même ordre de grandeur. Evidemment, la sensibilité du modèle à DNI est bien plus importante que celle à T_{air}. En fait les paramètres des modèles peuvent traduire, hors l'effet de chaque variable, des dysfonctionnements systématiques du système tels que le désalignement des modules ou de l'instrument de mesure de DNI. Par exemple, on note qu'à DNI = DNI_{réf} et T_{air} = T_{air réf.}, le modèle MOD1 estime la puissance des systèmes sur les sites en rapport à leur puissance de référence P_{DC réf.} à 85 % (P_{DC réf.} = 4,48 kW) sur le site du Bourget du Lac, à 97 % (P_{DC réf.} = 7,84 kW) à Ajaccio et à 88 % (P_{DC réf.} = 12,40 kW) à Aigaliers. Cet écart entre puissance installée (obtenue par les fabricants des modules CPV) et celle réellement générée par les modules sous les conditions de référence peut être lié à des pertes systématiques de puissance dans le système (comme le désalignement). Une analyse plus détaillée de cette constatation est réalisée dans le **chapitre V** où un modèle construit sur un site est appliqué sur un deuxième site. Dans le présent chapitre, nous comparons les performances des modèles en se basant sur les paramètres obtenus sur chaque site.

La **Figure IV. 1** compare les valeurs de nRMSE(%) (a) et MAE(%) (b) obtenus pour le modèle MOD1. On constate sur le graphe (a) que la nRMSE(%) du modèle varie entre les trois sites entre 4,2 % au Bourget du Lac et 5,0 % à Ajaccio. La MAE(%) est également similaire entre les sites entre 3,9 % au Bourget du Lac et 4,4 % à Ajaccio. Il est utile de rappeler que la nRMSE(%) met en valeur les grands écarts entre la mesure et l'estimation puisqu'elle est basée sur la moyenne des écarts quadratiques. D'après la **Figure IV. 1**, les meilleurs résultats sont obtenus sur le site du Bourget du Lac.

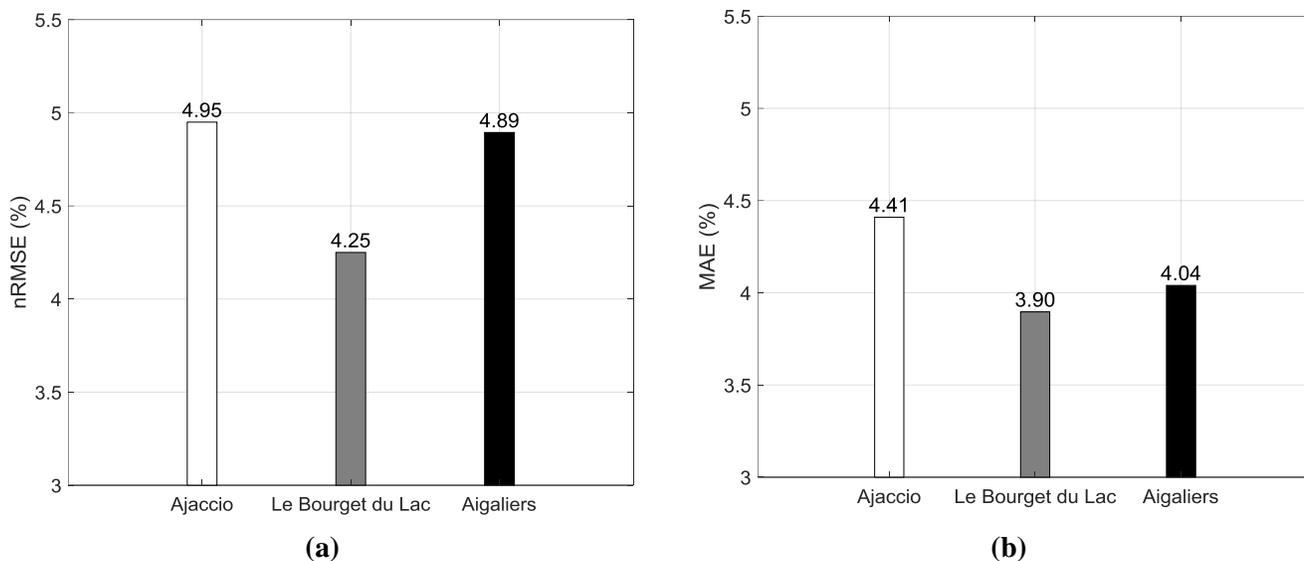


Figure IV. 1: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1 obtenus pour les trois sites

Le **Tableau IV. 2** présente les paramètres du modèle MOD1(AM) pour les trois sites. On constate qu’avec l’ajout de la variable AM, l’estimation de la puissance de référence est la même que celle obtenue par le modèle MOD1. De plus, les coefficients p_1' sont les mêmes que les coefficients p_1 obtenus pour le modèle MOD1 avec des valeurs bien plus élevées que pour les autres coefficients de MOD1(AM), démontrant de nouveau et évidemment la forte dépendance de P_{DC} à DNI.

Tableau IV. 2: Paramètres du modèle MOD1(AM)

Modèle	paramètres	le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD1(AM)	p_1'	0,851	0,970	0,880	sans
	p_2'	- 0,001	0,001	- 0,002	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
	p_3'	- 0,002	- 0,001	- 0,001	sans
	p_4'	0,001	0,001	0	$^{\circ}\text{C}^{-1}$

Les indicateurs nRMSE(%) (a) et MAE(%) (b) obtenus sur les trois sites sont présentées sur la **Figure IV. 2**. Avec l’ajout de AM, une amélioration inférieure à 0,1% est perçue par rapport aux indicateurs nRMSE(%) et MAE(%) en comparant les résultats à ceux du modèle MOD1.

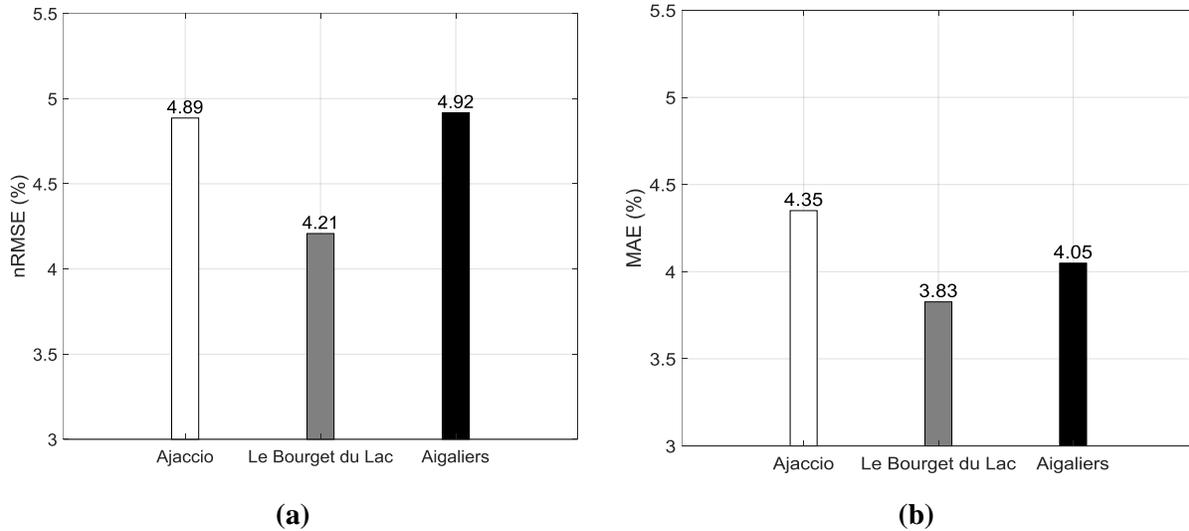


Figure IV. 2: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1(AM) obtenus pour les trois sites

Le **Tableau IV. 3** présente les coefficients du modèle MOD1'(AM). Le terme qui décrit la variabilité de la puissance avec DNI a évolué entre le modèle MOD1(AM) et le modèle MOD1'(AM). Celui-ci intègre des termes qui dépendent des carrés et des logarithmes de DNI (Equation (70)). L'estimation par ce modèle de la puissance sous les conditions standards ($DNI_{réf}$, $AM_{réf}$ et $T_{air\ réf}$) des systèmes au Bourget du Lac et à Aigaliers a changé comparée aux deux modèles MOD1 et MOD1(AM) : 87 % de $P_{réf}$ au Bourget du Lac et 89 % à Aigaliers (contre 85 % et 88 % respectivement pour les deux modèles précédents). La valeur de 97 % pour Ajaccio est similaire à celle obtenue avec MOD1 et MOD1(AM). Avec MOD1'(AM), l'écart entre $P_{DC\ réf}$ et la puissance estimée des modules sous les conditions de référence est inférieur de 3 % en valeur absolue sur le site du Bourget du Lac et de 1 % sur le site d'Aigaliers en comparaison avec les valeurs obtenues avec le modèle MOD1(AM).

Tableau IV. 3: Paramètres du modèle MOD1'(AM)

Modèle	paramètres	le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD1'(AM)	$p_1^{^c}$	0,940	1,280	0,860	sans
	$p_2^{^c}$	- 0,070	- 0,310	0,030	sans
	$p_3^{^c}$	0,160	0,290	0,070	sans
	$p_4^{^c}$	0,014	0,030	0,006	$^{\circ}C^{-1}$
	$p_5^{^c}$	- 0,015	- 0,030	- 0,008	$^{\circ}C^{-1}$
	$p_6^{^c}$	0,009	0,020	0,002	$^{\circ}C^{-1}$
	$p_7^{^c}$	- 0,530	- 0,090	- 0,001	sans
	$p_8^{^c}$	0,600	0,090	0	sans
	$p_9^{^c}$	- 0,280	- 0,060	- 0,003	sans
	$p_{10}^{^c}$	0	- 0,010	0	$^{\circ}C^{-1}$
	$p_{11}^{^c}$	- 0,001	0,010	0	$^{\circ}C^{-1}$
	$p_{12}^{^c}$	- 0,002	0,003	0	$^{\circ}C^{-1}$

Les indicateurs nRMSE(%) et MAE(%) du modèle MOD1'(AM) sont présentés respectivement sur les graphes (a) et (b) de la **Figure IV. 3**. Une baisse de nRMSE(%) et MAE(%) est visible par rapport à MOD1(AM), de l'ordre de 0,3 % à Ajaccio, 0,4 % au Bourget du Lac et 0,2 % à Aigaliers. L'effet de la variable AM est manifestement plus important sur le site du Bourget du Lac.

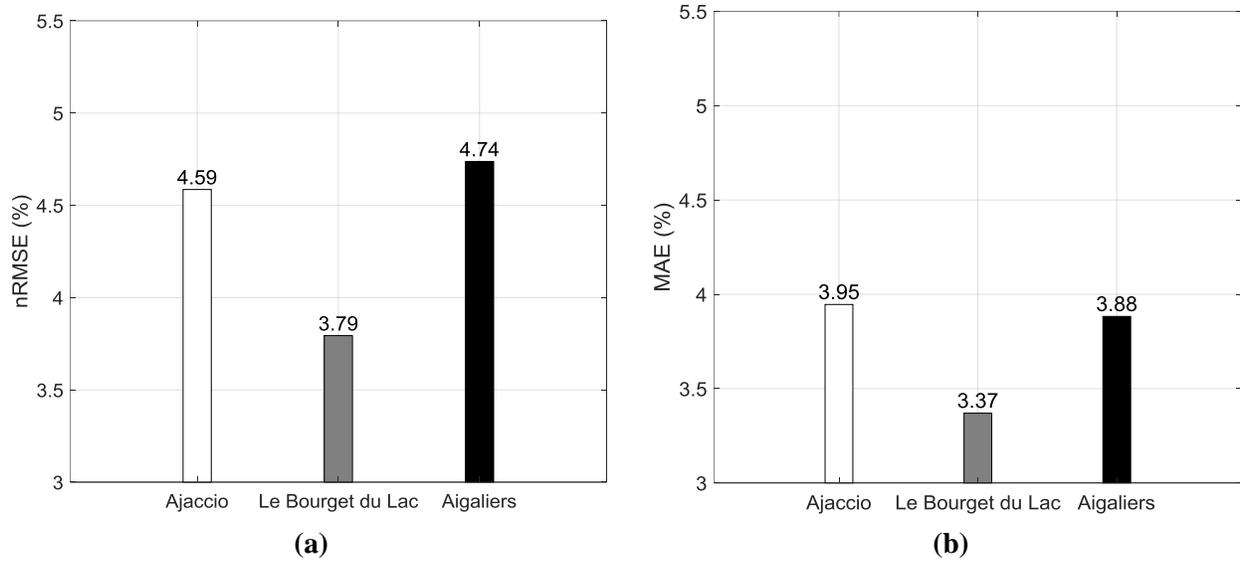


Figure IV. 3: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1'(AM) obtenus pour les trois sites

Comme $P_{DC\text{ réf}}$ n'est pas en facteur des modèles basés sur l'Equation (55), les paramètres de ces modèles sont divisés par la puissance sous les conditions CSOC (§ : 4.2 – Chapitre I) du système (Le Bourget du Lac : 4,48 kW ; Ajaccio : 7,84 kW ; Aigaliers : 12,40 kW) afin qu'ils puissent être comparables. Dans le Tableau IV. 4 sont présentés les paramètres du modèle MOD2(v_{vent}) (Equation (64)).

Tableau IV. 4: Paramètres du modèle MOD2(v_{vent}) obtenus pour les trois sites

Modèle	paramètre	le Bourget du lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD2(v_{vent})	a_0	0,880	0,990	0,900	$m^2 \cdot kW^{-1}$
	a_1	0	0	0	$W^{-1} \cdot m^4 \cdot kW^{-1}$
	a_2	- 0,001	0,001	- 0,002	$m^2 \cdot ^\circ C^{-1} \cdot kW^{-1}$
	a_3	- 0,002	0,002	- 0,001	m. s. kW^{-1}

Les valeurs obtenues montrent une variabilité entre les sites. Etant donné la complexité du système CPV et le fait que sa puissance peut être influencée par l'interaction de différents phénomènes physiques, il est possible que la variation de la puissance ait été corrélée avec une des variables d'entrée sur un site plus que sur un autre. Par exemple, le paramètre a_2 du modèle MOD2(v_{vent}), représentant la variabilité de $P_{DC}(t)$ avec T_{air} , a des valeurs entre $- 0,002 m^2 \cdot ^\circ C^{-1} \cdot kW^{-1}$ à Aigaliers et $0,002 m^2 \cdot ^\circ C^{-1} \cdot kW^{-1}$ à Ajaccio. La variation de T_{air} peut influencer la puissance de différentes façons notamment la variation du courant et de la tension de la cellule ainsi que du rendement des éléments optiques. Ainsi, la valeur du paramètre a_2 est ajustée sur chaque site en fonction des conditions de fonctionnement et de la sensibilité des performances du module CPV (Soitec ou Semprius) à la température. Etudions maintenant les indicateurs d'incertitude du modèle MOD2(v_{vent}) à travers les graphes (a) et (b) de la Figure IV. 4.

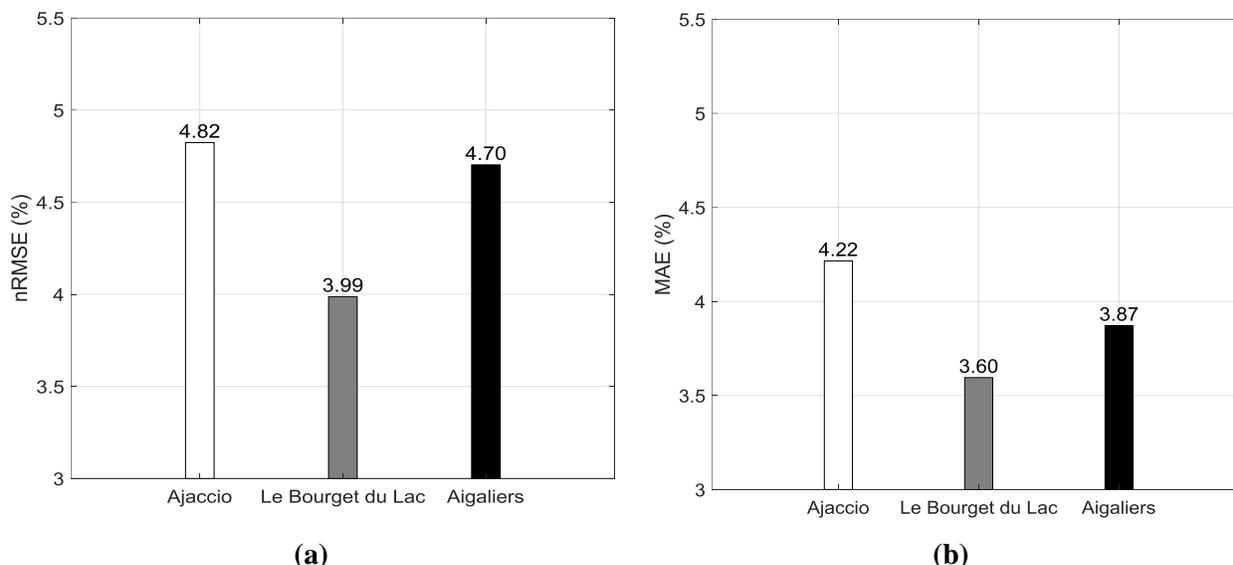


Figure IV. 4: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD2(v_{vent}) obtenus pour les trois sites

Le modèle MOD2(v_{vent}) présente une nRMSE(%) de l'ordre de 4,8 % à Ajaccio, de 4,7 % à Aigaliers et de 4,0 % au Bourget du Lac. La MAE(%), quant à elle, est de 4,2 % à Ajaccio, de 3,9 % à Aigaliers et de 3,6 % au Bourget du Lac. Le modèle MOD2(v_{vent}) n'introduit aucune variable décrivant le spectre de l'éclairement incident et s'accompagne d'une incertitude légèrement supérieure au modèle MOD1'(AM) sur les trois sites.

Le **Tableau IV. 5** présente les paramètres du modèle MOD2(v_{vent} , AM) ajustés sur les trois sites.

Tableau IV. 5: Paramètres du modèle MOD2(v_{vent} , AM) obtenus pour les trois sites

Modèle	paramètres	le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD2(v_{vent} , AM)	a_0	0,840	0,980	0,910	$m^2 \cdot kW^{-1}$
	a_1	0	0	0	$W^{-1} \cdot m^4 \cdot kW^{-1}$
	a_2	- 0,001	0,001	- 0,002	$m^2 \cdot ^\circ C^{-1} \cdot kW^{-1}$
	a_3	- 0,001	- 0,001	- 0,001	$m \cdot s \cdot kW^{-1}$
	a_4	0,008	0	0	$m^2 \cdot kW^{-1}$

On constate, en comparant les paramètres communs aux modèles MOD2(v_{vent}) et MOD2(v_{vent} , AM), que ceux-ci ont varié de façon significative, pour le site du Bourget du Lac, suite à l'introduction d'une nouvelle variable, AM. Cette constatation est également valable pour le paramètre a_3 ajusté sur le site d'Ajaccio. Les paramètres du modèle MOD2(v_{vent} , AM) correspondant aux variables DNI, T_{air} et v_{vent} varient par rapport à ceux du modèle MOD2(v_{vent}). Le modèle MOD2(v_{vent} , AM) ne permet pas d'améliorer les résultats de l'estimation comme le montre la **Figure IV. 5**. En effet, l'effet de AM a été décrit dans le modèle précédent par les variables DNI, T_{air} et AM. MOD2 (v_{vent} , AM) présente des performances très proches de celles du modèle MOD2(v_{vent}).

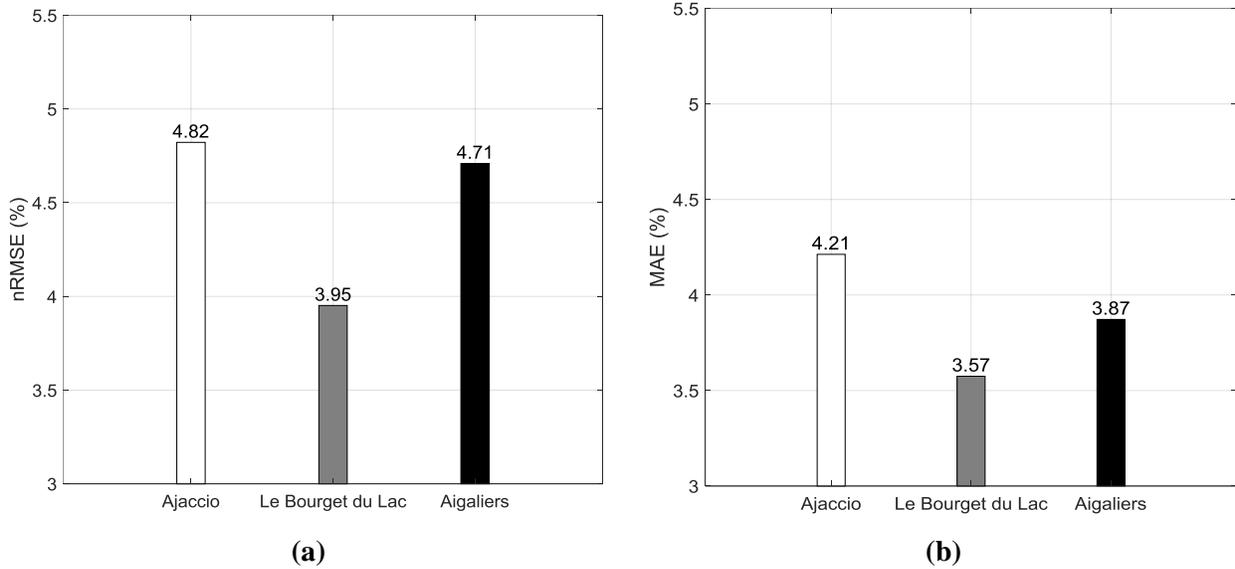


Figure IV. 5: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD2(v_{vent} , AM) obtenus pour les trois sites

Nous constatons que les paramètres des modèles évalués dans ce paragraphe diffèrent d'un site à l'autre du fait de la différence des conditions climatiques, des technologies utilisées et de leurs conditions de fonctionnement. A ce stade de la comparaison, le modèle MOD1'(AM) a présenté une incertitude inférieure au reste des modèles évalués et ce pour les trois sites.

Nous nous attendions à de telles différences mais le **Chapitre V** aura pour objectif de tester un modèle retenu pour sa forme (avec des coefficients relatifs à un site donné) sur un autre site expérimental. Dans la suite, nous évaluons les modèles qui intègrent des variables liées à l'aspect spectral. Ces effets ont été très partiellement pris en compte dans AM car les phénomènes de diffusion et d'absorption de l'atmosphère ont une influence croissante avec l'épaisseur optique AM.

1.2.2. Construction et validation des modèles intégrant l'effet spectral

Dans ce paragraphe, les paramètres des modèles liées à la variation du spectre solaire à savoir les indicateurs $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$, $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ et SF sont présentés.

Après la détermination des grandeurs $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$, $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ et SF à partir des variables AM, PW et AOD_{550nm} (§ : 2), nous présentons les paramètres des modèles MOD1'(SF) et MOD2(v_{vent} , $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$, $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$). Nous considérons les indicateurs $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$, $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ et SF qui correspondent à la cellule intégrée aux modules CPV déployés (Semprius au Bourget du Lac et à Ajaccio ; Soitec à Aigaliers).

Afin d'en extraire les paramètres par la méthode des moindres carrés, le modèle MOD1'(SF) exprimé par l'Equation (66) a été réécrit de la façon suivante :

$$\begin{aligned}
 P_{DC} = P_{DC\text{ réf}} \cdot & \left(w_1 \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} + w_2 \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 + w_3 \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) + w_4 \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \right. \\
 & + w_5 \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) + w_6 \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \\
 & + w_7 \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (SF - SF_{\text{réf}}) + w_8 \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 \cdot (SF - SF_{\text{réf}}) \\
 & + w_9 \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot (SF - SF_{\text{réf}}) + w_{10} \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \cdot (SF - SF_{\text{réf}}) \\
 & + w_{11} \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right)^2 \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \cdot (SF - SF_{\text{réf}}) + w_{12} \cdot \frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{\text{réf}}} \right) \cdot (T_{\text{air}} \\
 & \left. - T_{\text{air réf}}) \cdot (SF - SF_{\text{réf}}) \right)
 \end{aligned} \tag{71}$$

Dans le **Tableau IV. 6** nous présentons les paramètres du modèle MOD1'(SF) ré-exprimé par l'Equation (71). Sur les sites d'Ajaccio et d'Aigaliers, les coefficients w_7, \dots, w_{12} qui dépendent de SF sont nettement inférieurs à ceux obtenus sur le site du Bourget du Lac. Il se peut que cette constatation soit liée à une variabilité plus importante du spectre solaire sur ce site par rapport aux deux autres.

Tableau IV. 6: Paramètres du modèle MOD1'(SF) obtenus pour les trois sites

Modèle	paramètres	le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD1'(SF)	w ₁	1,151	1,277	0,864	sans
	w ₂	- 0,282	- 0,302	0,027	sans
	w ₃	0,292	0,295	0,073	sans
	w ₄	0,009	0,038	0,004	°C ⁻¹
	w ₅	- 0,011	- 0,039	- 0,006	°C ⁻¹
	w ₆	- 0,004	0,019	0,001	°C ⁻¹
	w ₇	- 0,99	0,027	- 0,004	sans
	w ₈	1,229	- 0,029	0,004	sans
	w ₉	- 1,207	0,017	- 0,002	sans
	w ₁₀	- 0,080	0,002	0	°C ⁻¹
	w ₁₁	0,063	- 0,002	0	°C ⁻¹
	w ₁₂	- 0,064	0,001	0	°C ⁻¹

La **Figure IV. 6** présente les valeurs de nRMSE(%) et MAE(%) du modèle MOD1'(SF). On constate que sur le site du Bourget du Lac, le modèle MOD1'(SF) basé sur le facteur spectral SF, introduit une incertitude supérieure à celle du modèle MOD1'(AM). Cette différence peut être liée à la représentativité des données AOD_{550nm} et PW (moyennes journalières) utilisées pour calculer SF sur le site du Bourget du Lac. Aucune variation significative des indicateurs nRMSE(%) et MAE(%) n'a été constatée sur les deux autres sites.

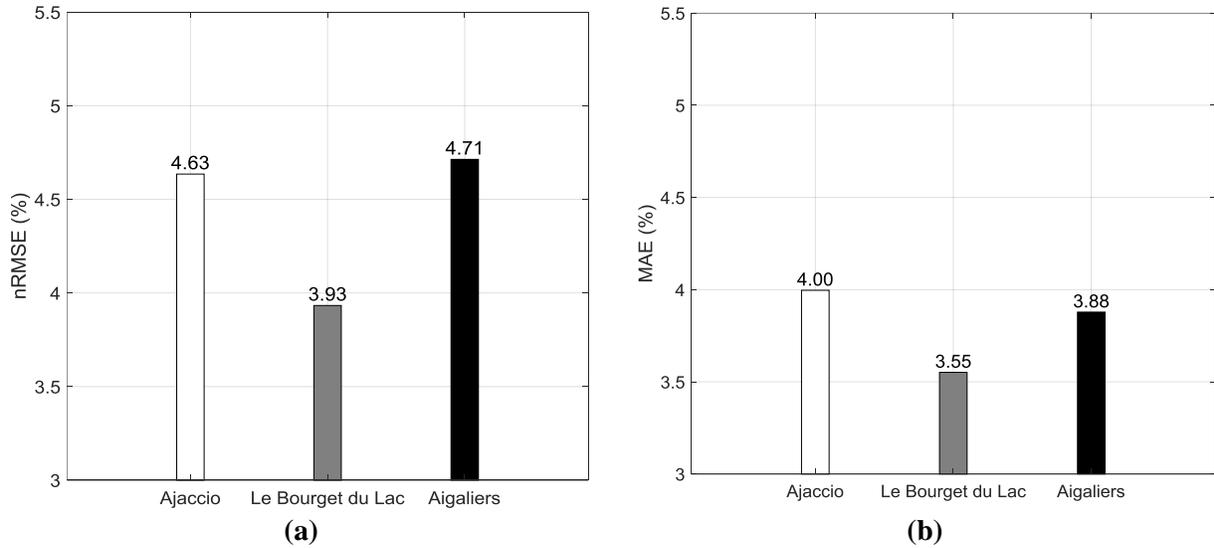


Figure IV. 6: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD1'(SF) obtenus pour les trois sites

Le **Tableau IV. 7** présente les paramètres du modèle MOD2 ($v_{vent}, SMR_{\frac{Top}{Middle}}, SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$) exprimé par l'Equation (67). Les coefficients ont été divisés par la puissance du système (sous les conditions CSOC) afin qu'ils soient comparables entre les différents sites. On constate que les paramètres sont assez différents d'un site à l'autre. Le paramètre a_0 traduit la dépendance de la puissance à DNI mais peut aussi être influencée par des disfonctionnements tels que le désalignement. Le modèle est plus sensible aux variables $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ (paramètres a_4 et a_5) sur le site du Bourget du Lac que sur les deux autres sites.

Tableau IV. 7: Paramètres du modèle MOD2 ($v_{vent}, SMR_{\frac{Top}{Middle}}, SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$) obtenus pour les trois sites

Modèle	paramètres	le Bourget du Lac	Ajaccio	Aigaliers	unité
MOD2 ($v_{vent}, SMR_{\frac{Top}{Middle}}, SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$)	a_0	0,851	0,997	0,894	$m^2. kW^{-1}$
	a_1	0	0	0	$W^{-1}.m^4. kW^{-1}$
	a_2	- 0,001	0,001	- 0,002	$m^2. ^\circ C^{-1}. kW^{-1}$
	a_3	0	0,002	- 0,001	$m. s. kW^{-1}$
	a_4	- 0,119	- 0,016	0,015	$m^2. kW^{-1}$
	a_5	0,098	- 0,005	0,002	$m^2. kW^{-1}$

La **Figure IV. 7** présente les indicateurs de performance nRMSE(%) et MAE(%) du modèle MOD2($v_{vent}, SMR_{\frac{Top}{Middle}}, SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$). Le modèle présente des résultats similaires à ceux du modèle MOD2(v_{vent}, AM) sur les trois sites avec des valeurs de nRMSE(%) entre 4,0 % au Bourget du Lac et 4,8 % à Ajaccio et des valeurs de MAE(%) entre 3,6 % au Bourget du Lac et 4,2 % à Ajaccio.

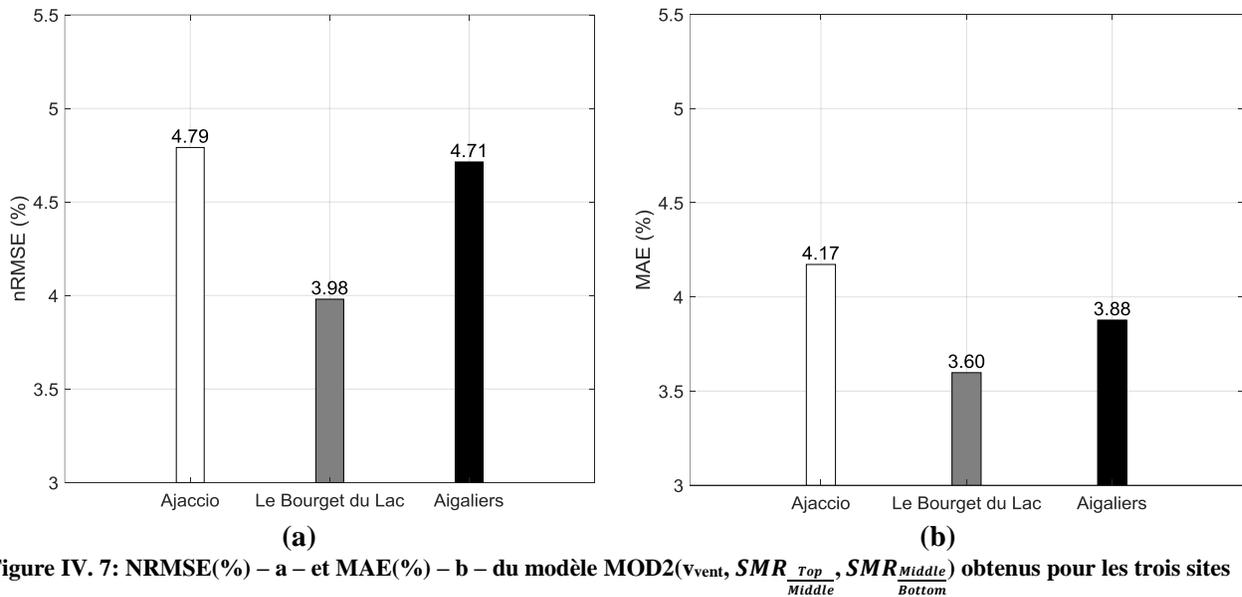


Figure IV. 7: NRMSE(%) – a – et MAE(%) – b – du modèle MOD2(v_{vent} , SMR_{Top} , SMR_{Middle} , SMR_{Bottom}) obtenus pour les trois sites

Après avoir comparé les indicateurs de performance de chaque modèle sur les trois sites, nous proposons de récapituler les valeurs de ces indicateurs. La **Figure IV. 8** rappelle les valeurs de nRMSE(%) obtenues avec les modèles évalués (en abscisse) sur les trois sites d'étude. Les modèles ont produit des résultats similaires sur les sites d'Ajaccio et d'Aigaliers et légèrement meilleurs sur le site du Bourget du Lac avec une différence en termes de nRMSE(%) qui varie selon les modèles entre 0,7 % (MOD1'(SF)) et 0,9 % (MOD2(v_{vent} , AM)). La nRMSE(%) calculée sur les différents sites varie entre 3,8 % et 5,0 %. Il apparaît que l'intégration des indicateurs spectraux estimés n'améliore pas le résultat de l'estimation de la puissance.

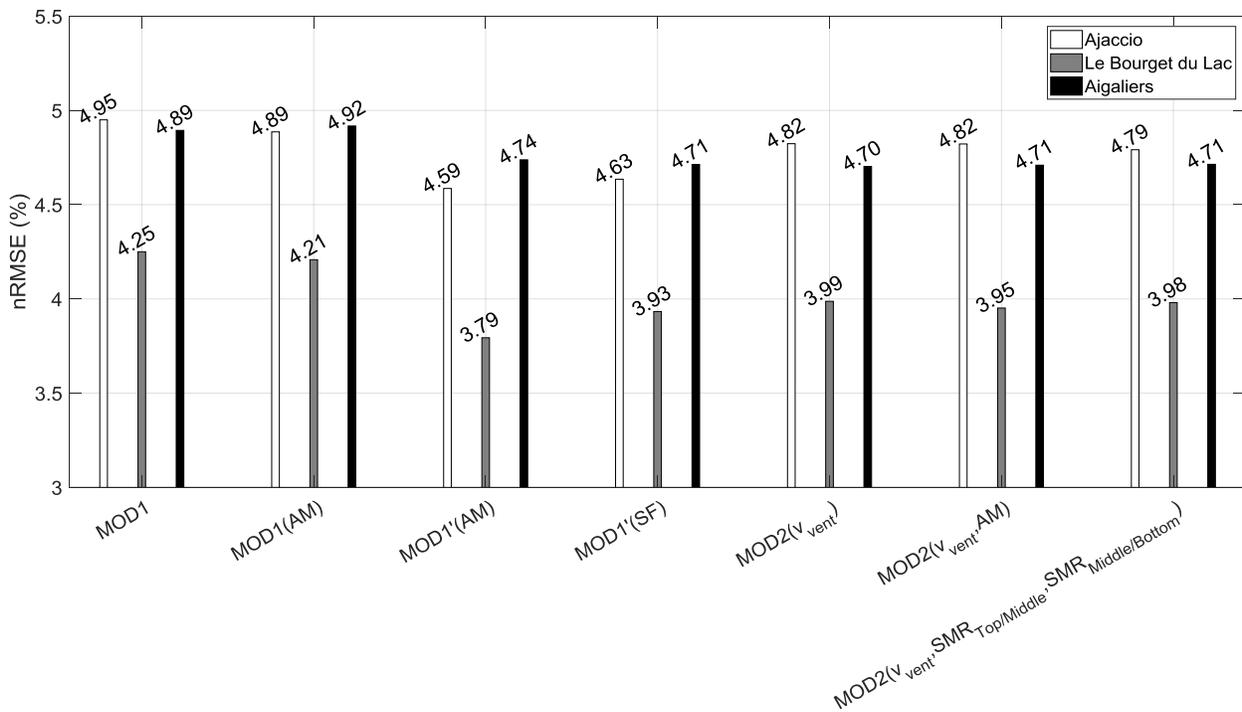


Figure IV. 8: Comparaison de l'indicateur nRMSE(%) des modèles de puissance (en abscisses) sur les trois sites

Le même constat est fait en analysant l'indicateurs MAE(%) dont les valeurs sont récapitulées sur la **Figure IV. 9** et variant entre 3,4 % pour MOD1'(AM) construit au Bourget du Lac et 4,4 % pour le modèle MOD1 construit à Ajaccio.

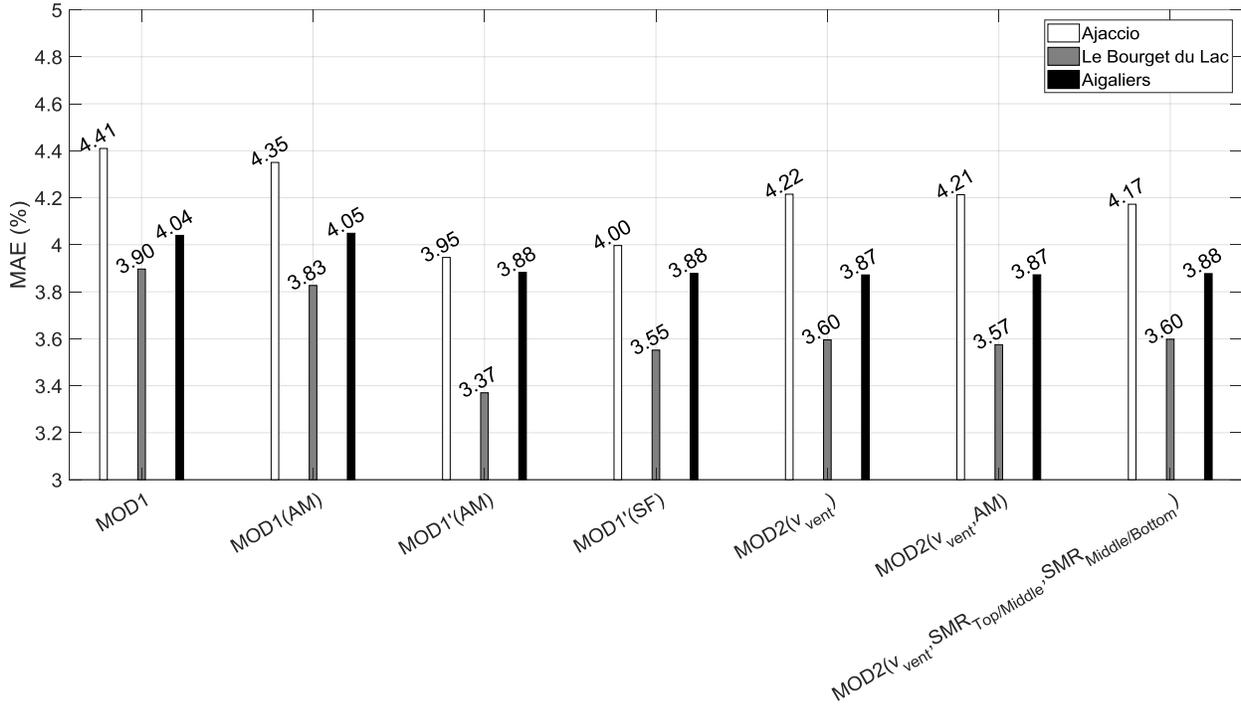


Figure IV. 9: Comparaison de l'indicateur MAE(%) des modèles de puissance (en abscisses) sur les trois sites

Le modèle MOD1'(AM) présente les meilleurs résultats, en vue des indicateurs nRMSE(%) et MAE(%), sur les trois sites et qui en plus, utilise des données toujours présentes sur des sites d'installation de centrales CPV et une grandeur aisément calculable (AM). Nous proposons d'évaluer l'écart-systématique (biais) introduit par les modèles sur les trois sites en déterminant l'indicateur MBE(%). La **Figure IV. 10** présente les valeurs obtenues.

Les modèles présentent des valeurs entre 0,5 % et 1,3 % en valeur absolue. Sauf au Bourget du Lac, les modèles intégrant les termes qui dépendent des logarithmes de DNI, à savoir MOD1'(AM) et MOD1'(SF), présentent les plus faibles valeurs de MBE(%). Au Bourget du Lac, tous les modèles sous-estiment la puissance. Sur ce site, les deux modèles MOD1'(AM) et MOD1'(SF) présentent une MBE(%) de -1,4 %. En effet, le fonctionnement du système du Bourget du Lac a été affecté, plus que les deux autres systèmes, par des dysfonctionnements liés au désalignement des voiles (**Chapitre III**). Pendant la période de mesure, la différence entre les courants des voiles était de l'ordre de $3,1 \pm 2,9$ %. Ceci a eu un impact sur l'apprentissage du modèle dont les paramètres ont été ajustés pour tenir compte de ces dysfonctionnements. Néanmoins, nous avons choisi, suivant les indicateurs nRMSE(%) et MAE(%), le modèle MOD1'(AM) pour la suite de notre étude et ses performances sont étudiés plus en détail dans § : 3. Enfin, dans le **Chapitre V**, une étude de la généricité du modèle sera proposée.

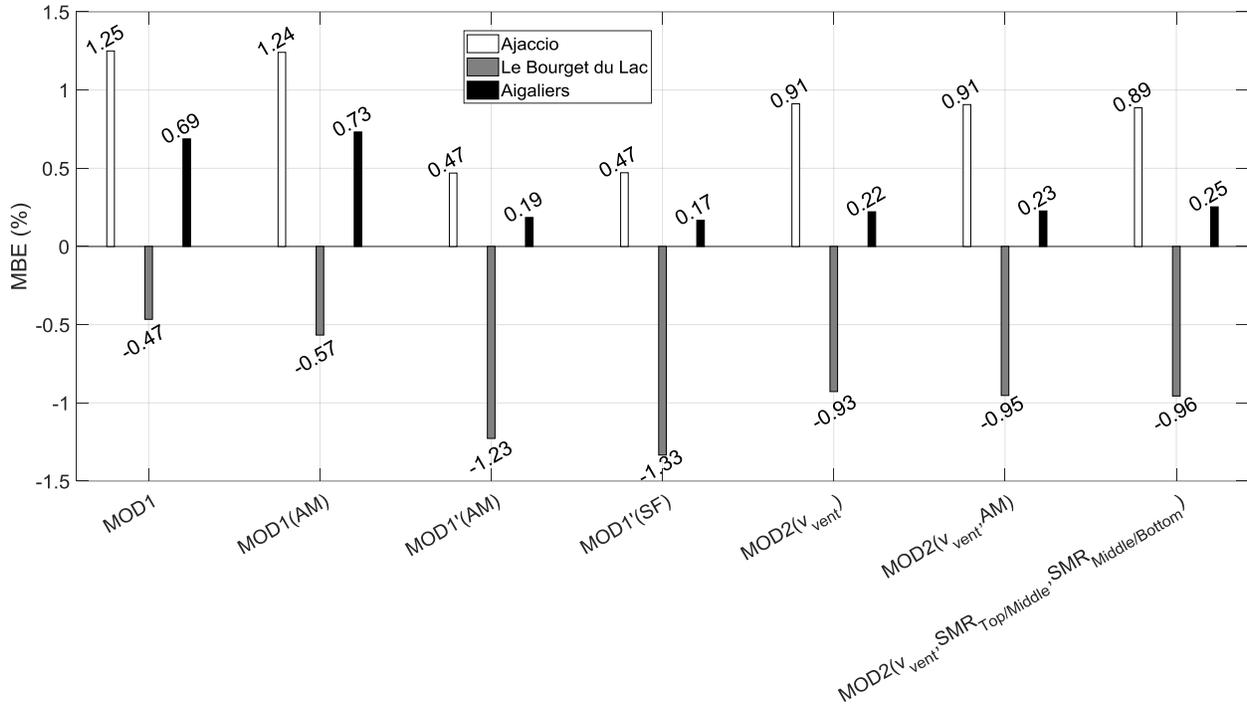


Figure IV. 10 : Comparaison de l'indicateur MBE(%) des modèles de puissance (en abscisses) sur les trois sites

Dans § : 2, les paramètres SMR et SF utilisés par les modèles MOD2(v_{vent}, SMR_{Top/Middle}, SMR_{Middle/Bottom}) et MOD1'(SF) ont été déterminés à l'aide du modèle de transfert radiatif atmosphérique SMARTS.

2. Détermination des indicateurs spectraux SMR et SF

Pour obtenir les indicateurs spectraux SMR_{Top/Middle}, SMR_{Middle/Bottom} et SF, l'outil SMARTS décrit dans § : 2 – Chapitre II a été utilisé. Celui-ci a permis de générer les spectres DNI_λ à partir des variables AM, PW et AOD_{550nm} pour chaque site d'étude. Une fois les spectres générés, les courants des sous-cellules sont calculés à partir de l'énergie quantique externe (EQE) de la cellule et de la transmission optique spectrale de l'élément optique primaire Tr_{optique}(λ) du module CPV déployé sur chaque site.

La procédure adoptée est décrite par les étapes suivantes :

- à partir de SMARTS, nous entrons les valeurs des variables AM, PW et AOD_{550nm}, et nous générons différents spectres DNI_λ, sous conditions de ciel clair, pour chacun des trois sites ;
- une fois les spectres générés, les densités de courant des sous-cellules Top, Middle et Bottom des cellules composant les modules CPV étudiés Semprius (Tableau II.9) et Soitec (Tableau II.10) sont calculées à partir des spectres DNI_λ, de l'EQE et de Tr_{optique}(λ) ;
- les indicateurs SMR_{Top/Middle}, SMR_{Middle/Bottom} et SF sont ensuite, déterminés à partir des densités de courant des sous-cellules correspondantes à chaque module (§ : 1.2 – Chapitre II).

La Figure IV. 11 récapitule la procédure d'obtention des indicateurs spectraux.

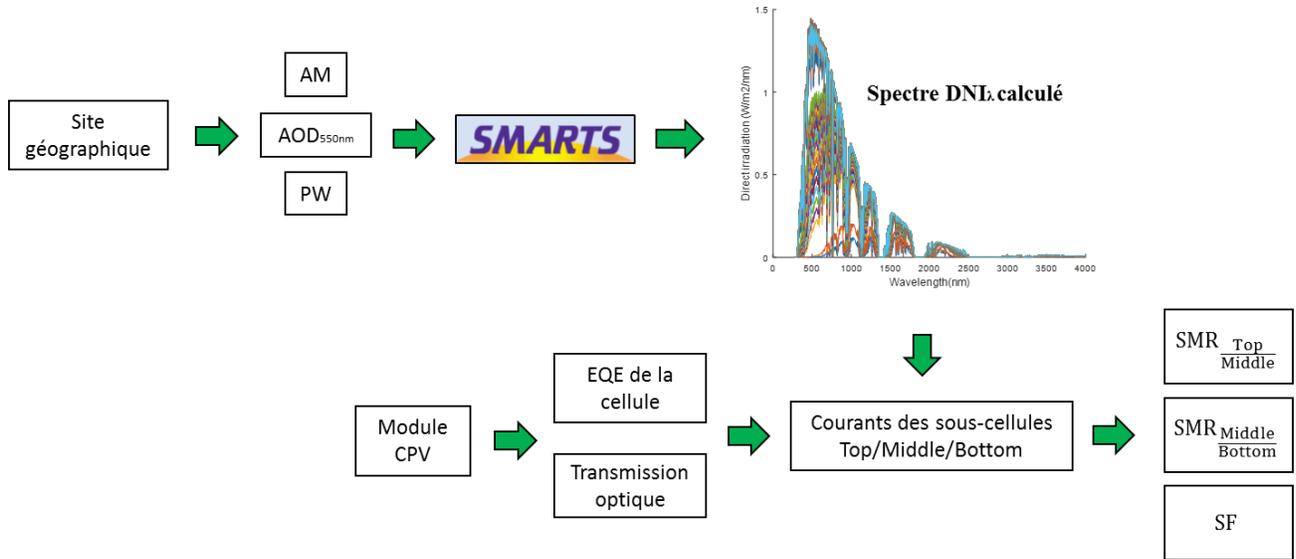


Figure IV. 11: Obtention des indicateurs spectraux SF et SMR en utilisant SMARTS à partir des variables AM, PW et AOD_{550nm}

Les efficacités quantiques externes (EQE) des cellules étudiées ont été obtenues par la littérature [117] [118]. Il est utile de rappeler que la cellule intégrée au module Semprius composant les systèmes d’Ajaccio et du Bourget du Lac est différente de celle intégrée au module Soitec utilisée sur le site d’Aigaliers. La Figure IV. 12 représente les EQE des deux cellules.

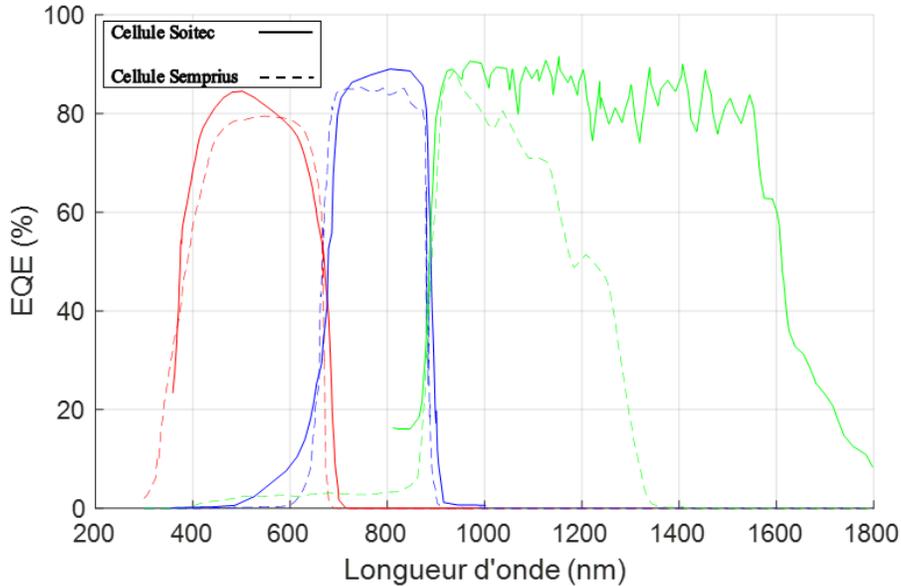


Figure IV. 12: Les efficacités quantiques externes des cellules étudiées [117] [118]

Les bandes spectrales d’absorption des sous-cellules Top et Middle des deux cellules (en rouge et bleu sur la Figure IV.11) sont similaires pour les deux modules étudiés. Par contre, la sous-cellule Bottom de la cellule du module Soitec à base du germanium Ge absorbe l’éclairement sur une bande plus large (entre 890 nm et 1800 nm) que la sous-cellule Bottom du module Semprius fabriquée à base du matériau GaInNAs

(voir courbes vertes). Ce dernier matériau a une énergie de gap E_g soit environ 0,92 eV et absorbe l'éclairement sur une bande comprise entre environ 890 nm et 1350 nm. Le courant généré par cette sous-cellule est assez proche de ceux des deux autres sous-cellules. Par conséquent, le changement du spectre incident sur cette plage impacte le courant généré par le module Semprius. Par contre, la sous-cellule Bottom du module Soitec produit un courant largement supérieur à ceux générés par les deux autres sous-cellules.

La transmission optique spectrale $Tr_{optique}(\lambda)$ du matériau composant l'élément optique primaire (POE) du module CPV (silicone sur verre (SOG)) a été obtenue de la littérature [117]. La transmission est représentée par la **Figure IV. 13**. Il est utile de souligner que l'EQE et $Tr_{optique}(\lambda)$ utilisées ont été mesurées sous une température de 25°C.

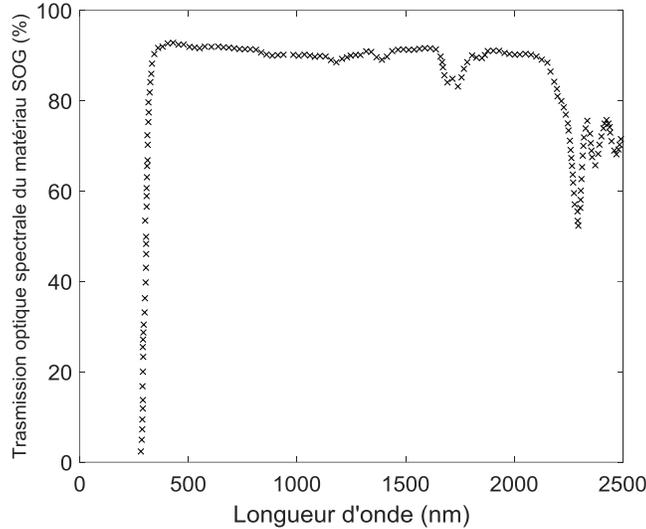


Figure IV. 13: La transmission optique des lentilles à base de la silicone sur verre (SOG) [117]

A partir des indicateurs spectraux $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$, $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ et SF calculés pour chaque site, on évalue l'impact de la variation du spectre sur chaque site en calculant les moyennes des indicateurs sur la durée de mesure. Cette moyenne est pondérée par rapport à l'énergie captée sur chaque site nommée E_{DNI} pendant son exposition, pendant la durée de mesure, à l'éclairement direct normal. Cette moyenne, notée \overline{Ind} , est calculée pour chaque indicateur spectral Ind suivant l'Equation (72) où t représente le temps.

$$\overline{Ind} = \frac{\int Ind \cdot E_{DNI} dt}{\int E_{DNI} dt} \quad (72)$$

Le **Tableau IV. 8** représente les moyennes des trois indicateurs sur les trois sites. Rappelons ici que les indicateurs sont égaux à l'unité sous le spectre de référence AM1.5D et qu'ils sont dépendant de la sensibilité de la puissance des modules CPV déployés sur chaque site à la variation du spectre. En comparant les trois sites, on constate que l'indicateur SF le plus bas est celui du site d'Ajaccio ce qui implique que, sur la période de mesure, la perte de la génération de courant par le module CPV sur Ajaccio est de l'ordre de 9 % contre seulement 3 % et 4 % respectivement pour les sites du Bourget du Lac et d'Aigaliers.

Les grandeurs $SMR_{\frac{Top}{Middle}}$ et $SMR_{\frac{Middle}{Bottom}}$ sont privilégiées pour décrire l'impact de la variation du spectre sur une cellule 3J (§ : 1.2 – Chapitre II). Ceci est dû au fait qu'avec ces deux indicateurs, il est possible de mieux distinguer les effets de AM et de AOD_{550nm} qui affectent les plages spectrales d'absorption des sous-

cellules Top et Bottom. La vapeur d'eau (PW) affecte principalement l'éclairement sur le début de la plage d'absorption de la cellule Bottom [119].

La valeur de l'indicateur $\overline{SMR}_{\frac{Top}{Middle}}$ sur Ajaccio est de 0,81, on note ainsi que la variation du spectre direct sur ce site est plus influencée par l'effet de la masse d'air et des aérosols comparés aux deux autres sites. $\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}}$ indique en général l'influence de la vapeur d'eau sur la variation du spectre direct. Ainsi, d'après les valeurs obtenues, cet effet est plus important ($\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}} < 1$) sur le site d'Ajaccio comparé aux sites du Bourget du Lac et d'Aigaliers. Ceci est principalement dû au fait que le site d'Ajaccio se situe dans un milieu marin caractérisé par des quantités de vapeur d'eau et d'aérosols assez importantes.

Tableau IV. 8: Moyennes des indicateurs spectraux sur les périodes de mesure sur les trois sites

Indicateur	Ajaccio	Le Bourget du Lac	Aigaliers
$\overline{SMR}_{\frac{Top}{Middle}}$	0,81	0,98	0,93
$\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}}$	0,90	1,01	0,98
\overline{SF}	0,91	0,97	0,96

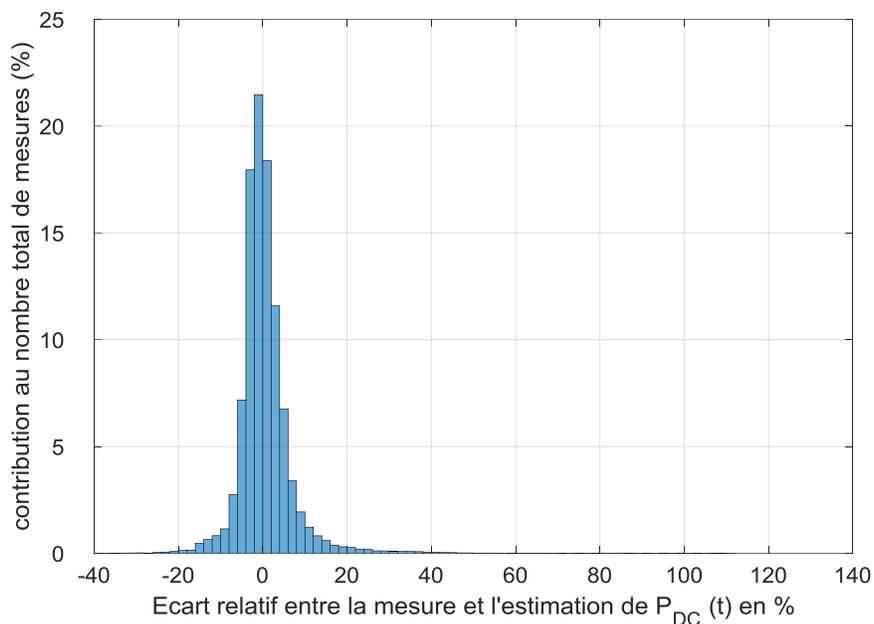
Comme présenté dans § : 1.2, l'intégration des indicateurs spectraux dans le calcul de la puissance des systèmes CPV sur les trois sites, n'améliore pas les résultats des modèles. Le modèle MOD1'(AM) utilisant uniquement AM, DNI et T_{air} comme variables d'entrée a présenté des résultats équivalents aux modèles utilisant les variables $\overline{SMR}_{\frac{Top}{Middle}}$, $\overline{SMR}_{\frac{Middle}{Bottom}}$ et SF. Il est utile de rappeler ici, que les indicateurs ont été calculés à partir de données journalières d'AOD_{550nm} et PW obtenus pour les trois sites (MODIS [100]). Ainsi, la représentativité, à travers les moyennes journalières de la variabilité, de ces grandeurs pendant une journée peut être remise en cause. Néanmoins, l'incertitude obtenue avec le modèle choisi reste assez basse (de l'ordre de 3,8 % à 5,0 %) et ce sur les trois sites.

3. Résultats du modèle MOD1'(AM) appliqué aux trois sites

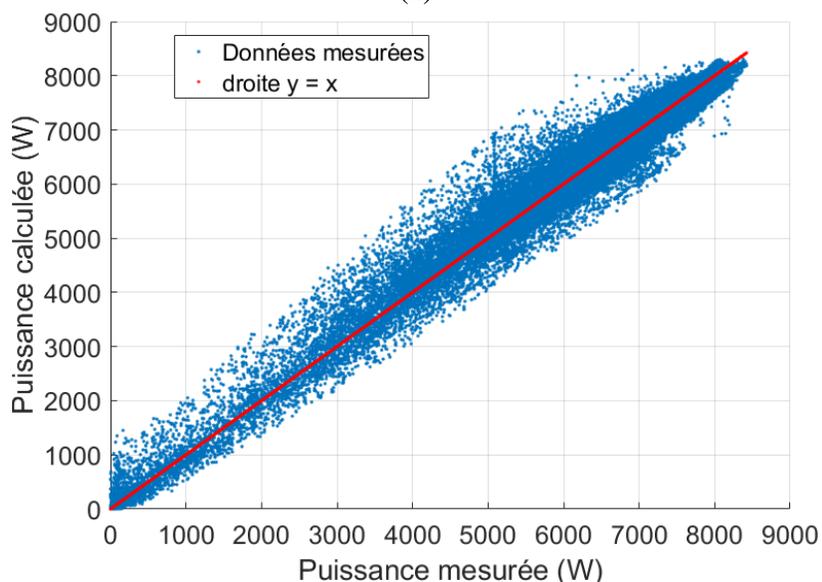
Dans ce paragraphe, nous présentons les résultats du modèle MOD1'(AM) obtenus sur les sites d'Ajaccio (§ : 3.1), du Bourget du Lac (§ : 3.2) et d'Aigaliers (§ : 3.3).

3.1. Site d'Ajaccio

Nous proposons d'évaluer les résultats obtenus sur le site d'Ajaccio avec le modèle MOD1'(AM) choisi dans le paragraphe § : 1. La **Figure IV. 14 (a)** présente la distribution des écarts entre les valeurs mesurées et estimées. La **Figure IV. 14 (b)** représente la puissance calculée (ordonnées) en fonction de celle mesurée (abscisses). Soulignons que la représentation (nuage de points sur la **Figure IV. 14 (b)**) de la puissance estimée par rapport à celle mesurée ne montre pas la densité des points, celle-ci est visible en se référant à la distribution des écarts.



(a)



(b)

Figure IV. 14: Représentation de la puissance estimée par le modèle MOD1'(AM) en fonction de celle mesurée du système CPV à Ajaccio (a) et de la distribution des écarts entre la mesure et l'estimation (b)

La distribution des écarts entre la mesure et l'estimation de la puissance est centrée autour de 0,5 %. La distribution présente un écart-type de 6,5 %. En comparant les valeurs calculées et mesurées, on constate que le nuage de points est plus dispersé à faible puissance. Afin de mieux évaluer cet écart, nous proposons d'étudier la relation entre l'incertitude et la plage de puissance. Nous divisons le jeu de données en plusieurs intervalles de puissance de largeur égale à 1000 W et calculons l'indicateur nRMSE(%) sur chacun des intervalles. La **Figure IV. 15** représente les valeurs obtenues en fonction des plages de $P_{DC}(t)$. Une deuxième courbe est rajoutée au graphe (à lire sur l'axe de droite), qui représente la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle de puissance.

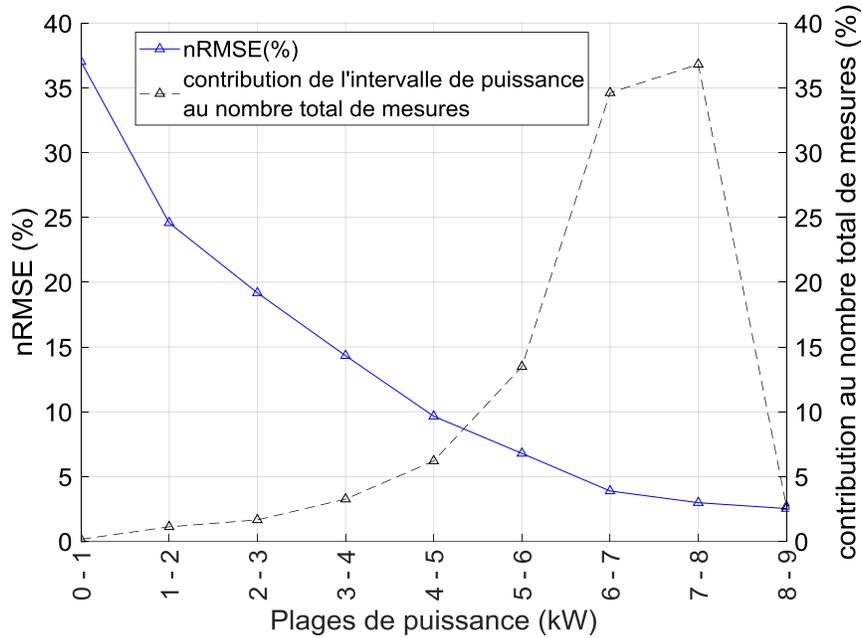


Figure IV. 15: nRMSE(%) (en bleu) du modèle MOD1'(AM) testé sur le site d'Ajaccio, déterminée sur différents intervalles de puissance avec la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle (en trait discontinu)

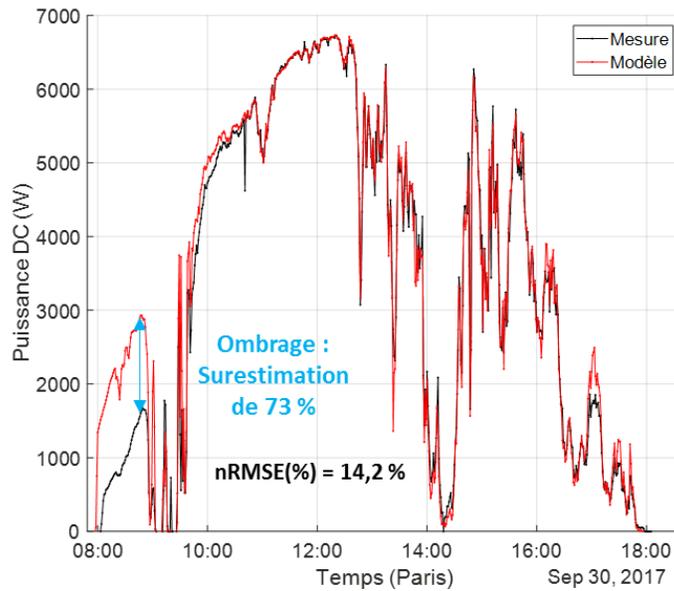
D'après la **Figure IV. 15**, nous pouvons déduire les points suivants :

- l'incertitude est moindre sur les plages de puissance élevée (5000 W – 9000 W)
- les plages de puissance élevée représentent la majorité des données utilisées pour le test du modèle MOD1'(AM), (plus de 87 %). Dans le jeu de données qui a servi à ajuster les paramètres du modèle, les mesures effectuées à haute puissance constituent la plupart des données et ainsi ont contribué le plus à déterminer ces paramètres. Ceci explique pourquoi les modèles sont plus performants sur ces plages de puissance.
- le modèle présente des nRMSE(%) de moins de 6,6 % sur les intervalles entre 5000 W et 9000 W. Le système CPV a produit la plus grande partie de l'énergie cumulée E_{DC} pendant son fonctionnement sur ces plages de puissance.

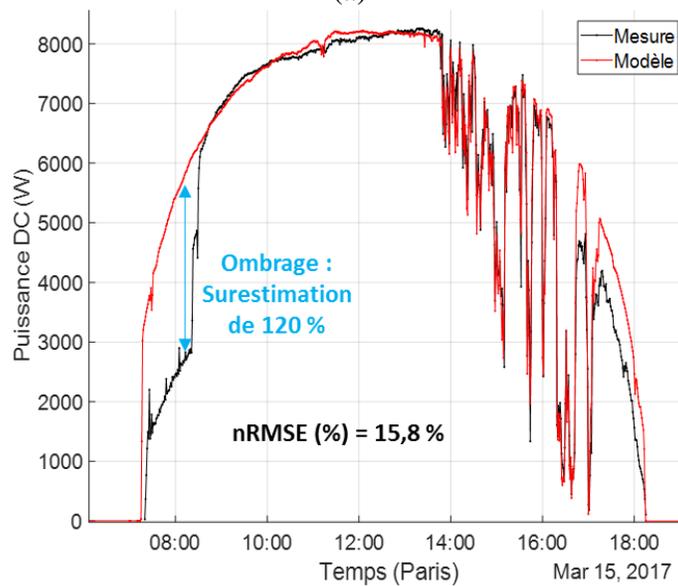
La **Figure IV. 16** présente une comparaison entre la mesure et l'estimation de $P_{DC}(t)$ par le modèle MOD1'(AM) pendant trois journées différentes sur le site d'Ajaccio.

La comparaison concerne la journée du 30/09/2017 avec plusieurs passages nuageux (**Figure IV. 16 (a)**), celle du 15/03/2017 partiellement nuageuse (**Figure IV. 16 (b)**) et celle du 20/05/2016 ensoleillée (presque entièrement ciel clair) (**Figure IV. 16 (c)**). Le modèle MOD1'(AM) a été utilisé pour calculer $P_{DC}(t)$ sur les trois journées sans utilisation des filtres de données (§ : 2 – **Chapitre III**). L'objectif est de montrer le comportement du modèle pendant un défaut de fonctionnement du système CPV. Sur les trois journées, on note qu'un écart assez important entre la mesure et l'estimation le matin. Pendant l'ombrage partiel qui impacte les deux voiles du tracker, le modèle continue à considérer que le système capte le même éclairement que celui mesuré par la station météorologique située plus en hauteur. Ce même effet est constaté vers la fin des journées mais avec moins d'impact sur la génération de puissance. Le modèle a été assez performant pendant les trois journées en dehors des périodes où le système était impacté par l'ombrage. Comme discuté dans le **chapitre III**, l'ombrage et le suivi solaire sont les principaux

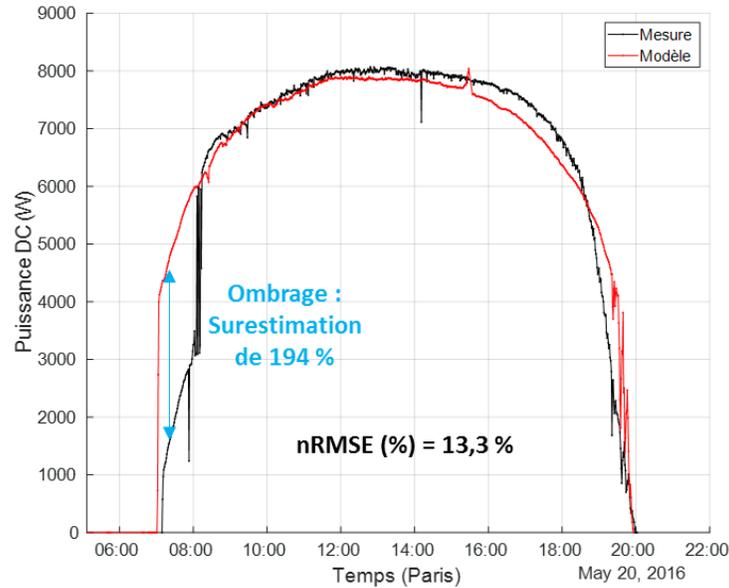
dysfonctionnements qui ont impacté la période de mesure sur Ajaccio. En appliquant les filtres de données, la nRMSE(%) est de 4,7 % au 30/09/2017, de 3,0 % au 15/03/2017 et de 3,3 % au 20/05/2016.



(a)



(b)



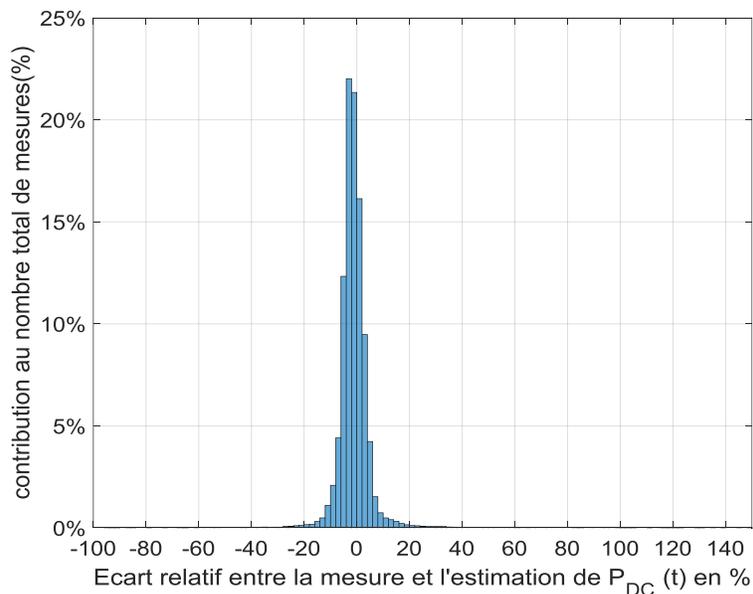
(c)

Figure IV. 16 : Comparaison sur trois journées de la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1'(AM) sur le site d'Ajaccio

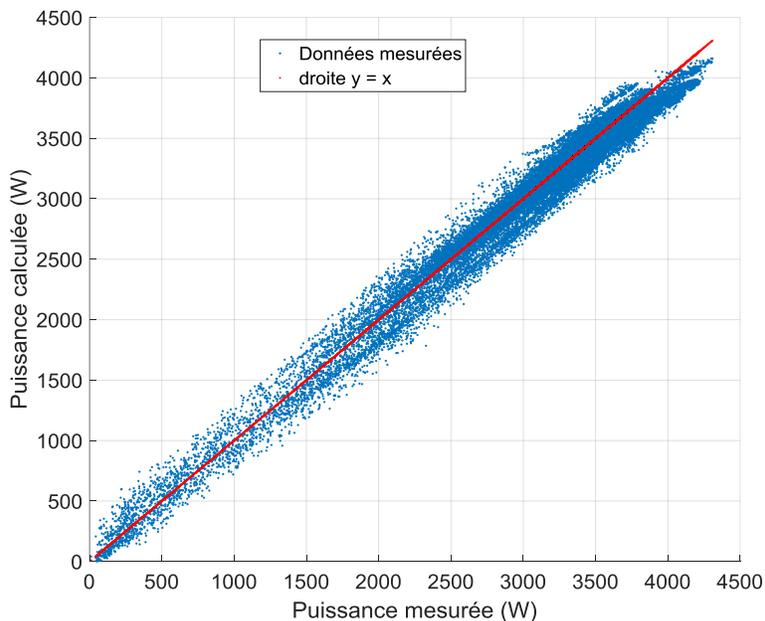
Le modèle présente des valeurs de nRMSE(%) entre 13,3 % et 15,8 % sans l'utilisation des filtres de données. Il est utile de rappeler que le modèle a été déterminé à partir de données qui correspondent à une différence maximale entre les courants des deux voiles de 10 % par rapport au courant maximal.

3.2. Site du Bourget du Lac

La distribution des écarts entre valeurs mesurées et estimées par le modèle sur le site du Bourget du Lac est représentée sur la **Figure IV. 17 (a)** tandis que la **Figure IV. 17 (b)** représente la puissance calculée versus celle mesurée.



(a)



(b)

Figure IV. 17: Représentation de la puissance estimée par le modèle MOD1'(AM) en fonction de celle mesurée du système CPV au Bourget du Lac (a) et de la distribution des écarts entre la mesure et l'estimation (b)

D'après les graphes précédents, le modèle a globalement tendance à sous-estimer la puissance. La distribution présente une MBE(%) de $-1,2\%$ et un écart-type de $5,2\%$. Sur la Figure IV. 17 (b), plus de dispersion des points est visible sur les plages de puissance inférieure à 2000 W par rapport aux plages de puissance supérieure. Ces événements qui n'ont pas pu être filtrés totalement avec les filtres de données appliqués, représentent moins de 5% du nombre total des mesures et sont liés principalement à un dysfonctionnement du suivi solaire. Nous proposons d'évaluer l'erreur nRMSE(%) sur plusieurs plages de puissance de 1 kW de largeur.

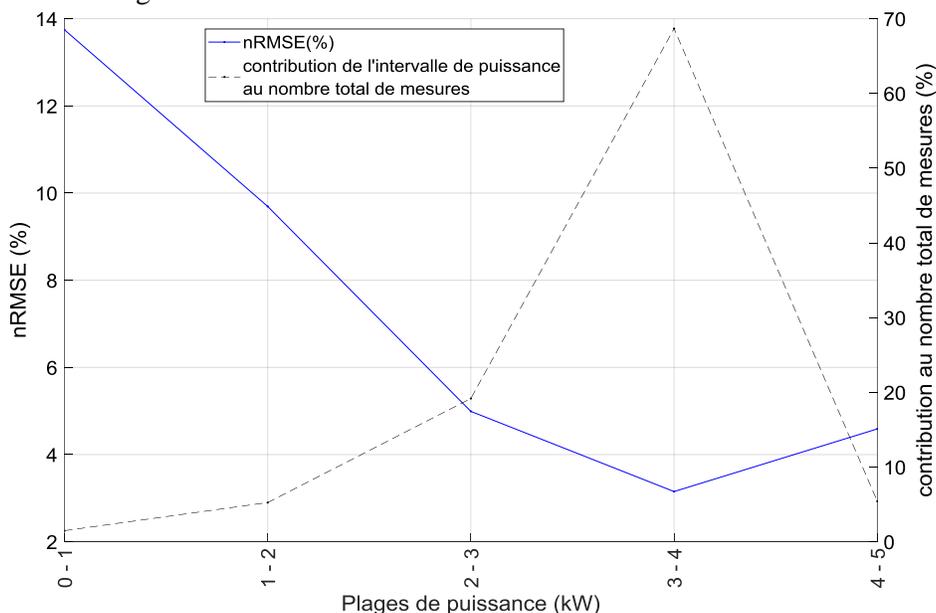
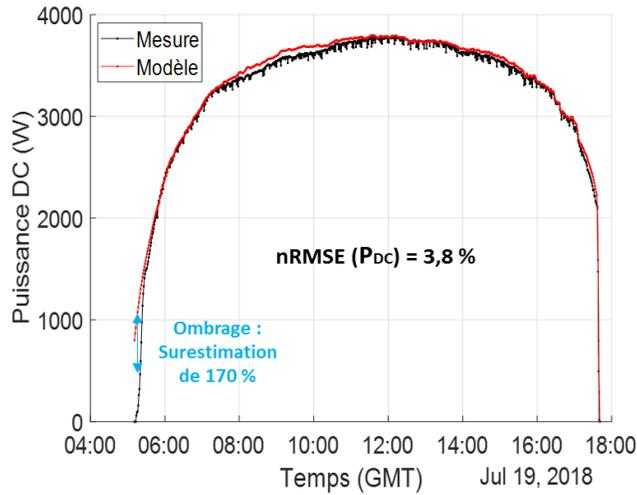


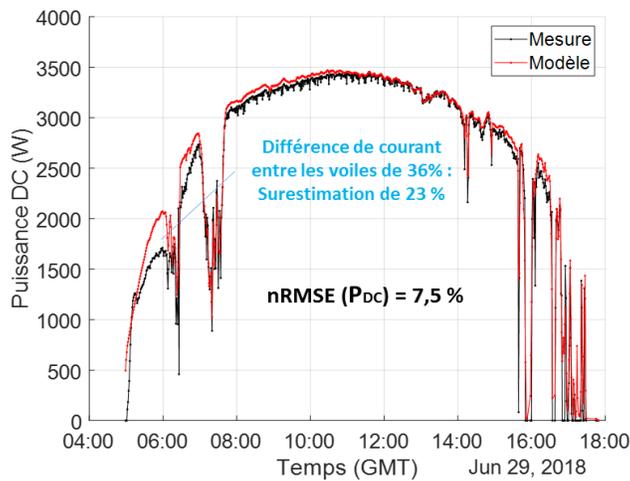
Figure IV. 18: nRMSE(%) (en bleu) du modèle MOD1'(AM) testé sur le site du Bourget du Lac, déterminée sur différents intervalles de puissance avec la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle (en trait discontinu)

D'après la **Figure IV. 18**, la nRMSE(%) est moindre (3,1 %) sur la plage de puissance entre 3000 W et 4000 W sur laquelle le système a fonctionné la majorité du temps (presque 70 % du temps). L'incertitude est plus importante sur les plages entre 0 W et 2000 W. Ces plages sont les plus affectées par l'effet d'ombrage au début et en fin de journée.

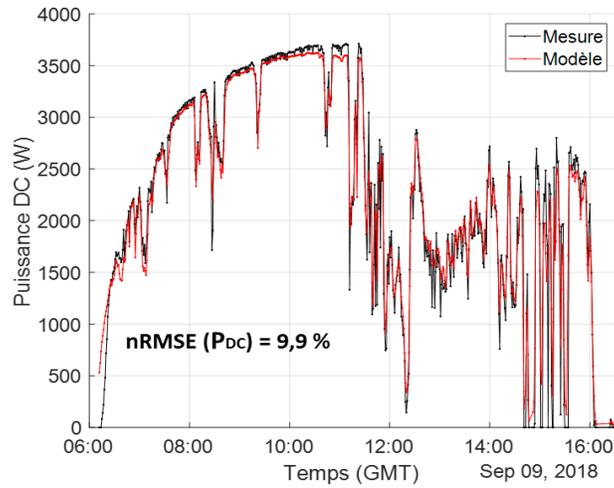
Nous proposons dans la suite de comparer sur quatre journées différentes la mesure et l'estimation par le modèle MOD1'(AM) de la puissance électrique du système de 4,48 kWc installé au Bourget du Lac. De façon similaire à l'analyse effectuée sur le site d'Ajaccio (§ : 3.1), le modèle a été utilisé sans filtrage des données. Ceci a pour but de présenter la réponse du modèle pendant un mauvais fonctionnement du système CPV. La **Figure IV. 19** présente sur une journée ensoleillée ((a) : 19/07/2018), une journée ensoleillée avec des passages nuageux ((b) : 29/06/2018) et deux journées assez perturbées ((c) : 09/09/2018 et (d) : 19/08/2017) la mesure et l'estimation par le modèle de $P_{DC}(t)$.



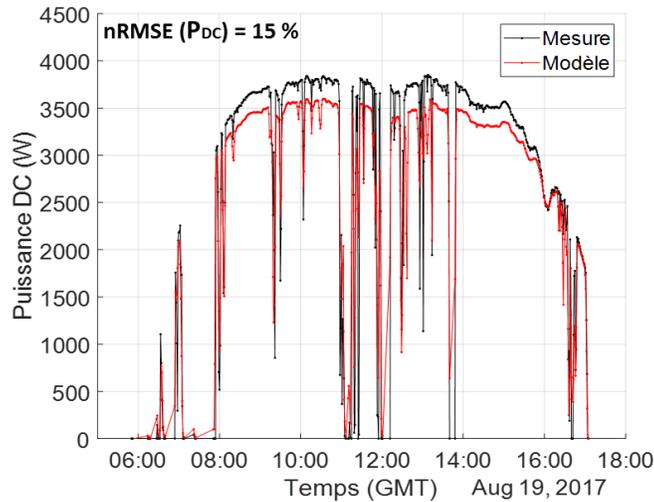
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure IV. 19: Comparaison sur quelques journées de la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1²(AM) sur le site du Bourget du Lac

Sur la **Figure IV. 19**, on constate que, sur une belle journée comme le 19/07/2018 (**Figure IV. 19 (a)**), le modèle estime $P_{DC}(t)$ avec une $nRMSE(\%)$ de 3,8 %. Sur cette journée un écart de courant entre les deux voiles du tracker a eu lieu, d'environ 30 minutes, au début de la journée dû à l'ombrage partiel du système, entre 05h30 et 06h30. Ainsi, le modèle a surestimé $P_{DC}(t)$ avec une $nRMSE(\%)$ de 43 % pendant cette durée. Le 29/06/2018 (**Figure IV. 19 (b)**), une différence moyenne de courant entre les deux voiles de 36 % a été mesurée au début de journée : le modèle a surestimé $P_{DC}(t)$ pendant cet évènement. Cet incident ainsi que les perturbations de DNI en fin de journée a influencé la valeur de la $nRMSE(\%)$ déterminée pendant la journée, qui a atteint 7,5 %. Le niveau d'éclairement était assez différent entre matin et après-midi pendant la journée du 09/09/2018 (**Figure IV. 19 (c)**). Une valeur de $nRMSE(\%)$ de 9,9 % a été obtenue puisque le modèle n'arrivait pas à suivre avec la même cadence la variation de DNI qui s'est aussi accompagné avec un mouvement permanent du tracker pour ajuster son alignement. Pendant la journée du 19/08/2017 (**Figure IV. 19 (d)**), le modèle a sous-estimé $P_{DC}(t)$ la plupart du temps, principalement entre 08h30 et 15h00. Cet écart-systématique n'est pas lié, manifestement, à une différence de courant entre les deux voiles puisque celle-ci était en moyenne égale à seulement 1,4 % pendant cette période. En fait, le comportement du

modèle, pendant cette journée, peut-être dû à plusieurs facteurs, qui n'ont pas pu être évalués et vérifiés par la mesure, tels que le désalignement du tracker météorologique utilisé pour la mesure de DNI. Celui-ci aura pour conséquence de sous-estimer l'éclairement capté par le système CPV et ainsi sa puissance électrique ($nRMSE(\%) = 15 \%$).

3.3. Site d'Aigaliers

Il est utile de rappeler que la période de test des modèles de puissance sur le site d'Aigaliers est de 65 jours avec au moins 3 heures de mesure par jour. La **Figure IV. 20 (a)** présente la distribution des écarts relatifs entre la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1'(AM) et la **Figure IV. 20 (b)** représente les valeurs estimées en fonction de celles mesurées.

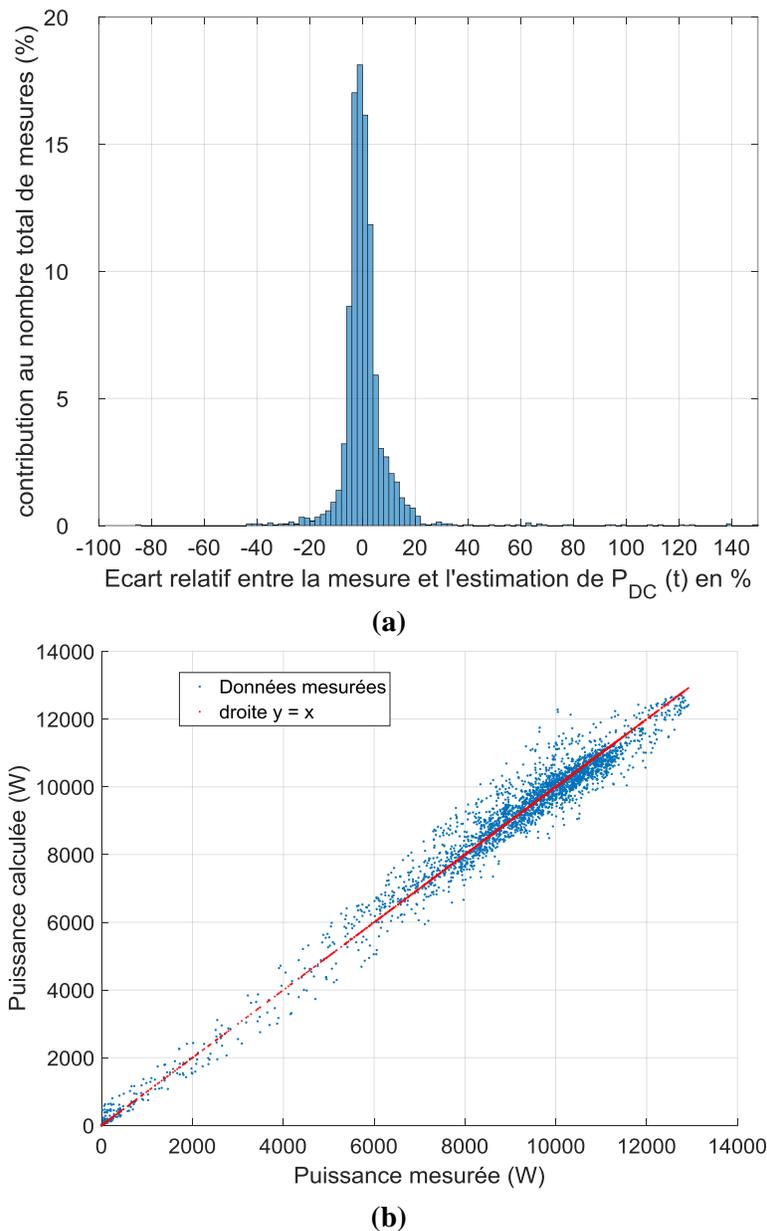


Figure IV. 20: Représentation de la puissance estimée par le modèle MOD1'(AM) en fonction de celle mesurée du système CPV à Aigaliers (a) et de la distribution des écarts entre la mesure et l'estimation (b)

La distribution présente une MBE(%) de 0,2 % et un écart-type de 5,5 %. Sur la **Figure IV. 20 (b)** il est possible de voir qu'il y a plus de dispersion des points sur les intervalles de puissance inférieure à 6000 W et également moins de points par rapport aux autres plages de puissance. Afin de comparer l'incertitude du modèle entre les plages de puissance, nous avons calculé la nRMSE(%) sur chaque intervalle de puissance de largeur égale à 2000 W. La **Figure IV. 21** représente les valeurs obtenues avec la contribution de chaque intervalle de puissance au nombre total de données.

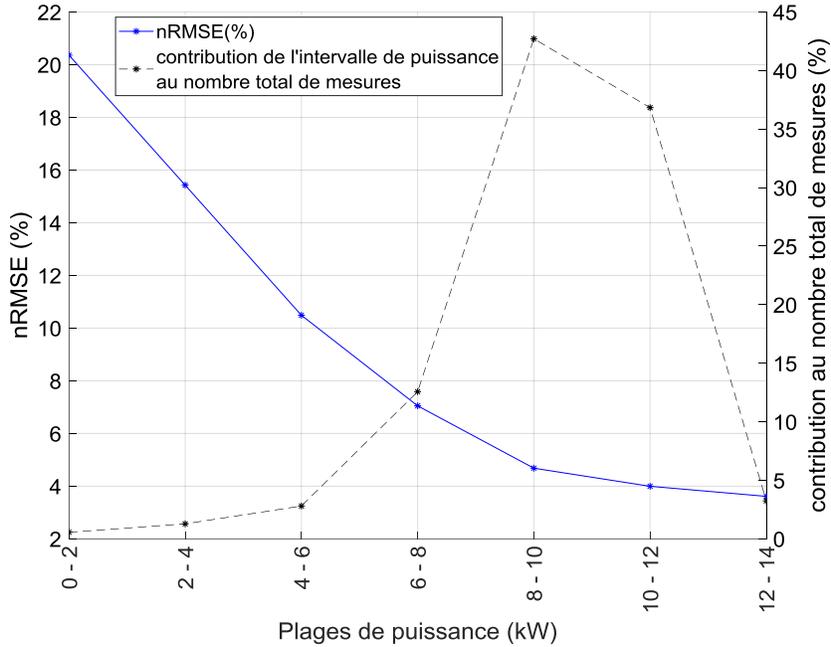
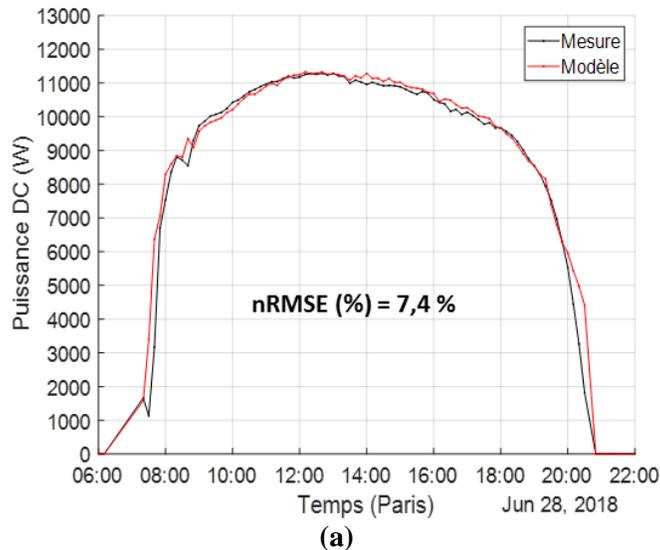
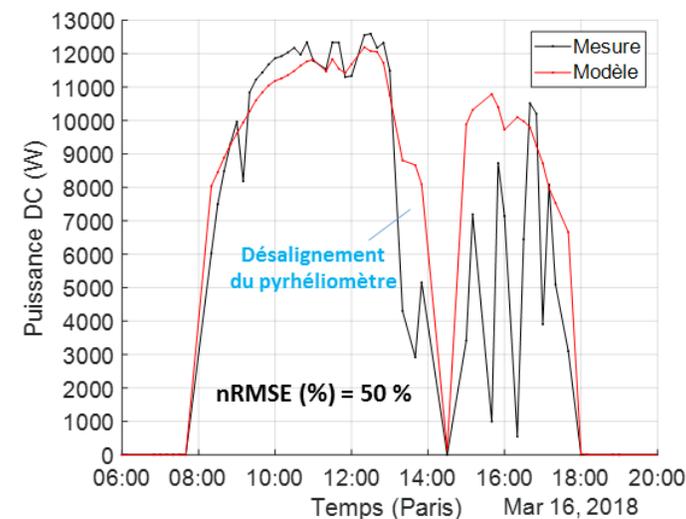


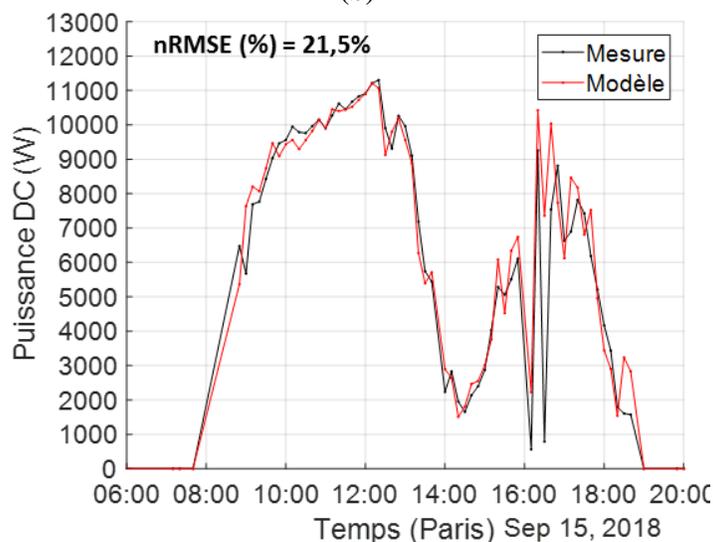
Figure IV. 21: nRMSE(%) (en bleu) du modèle MOD1'(AM) testé sur le site d'Aigaliers, déterminée sur différents intervalles de puissance avec la contribution au nombre total de mesures de chaque intervalle (en trait discontinu)

D'après la **Figure IV. 21**, les plages de puissance entre 6000 W et 14000 W contribuent à plus de 95 % du temps de mesure. Les valeurs de nRMSE(%) sur ces plages sont situées entre 3,6 % et 7,0 %. Nous proposons dans la suite de présenter une comparaison sur différentes journées entre la puissance mesurée et celle calculée par le modèle.





(b)



(c)

Figure IV. 22: Comparaison sur quelques journées de la puissance mesurée et celle estimée par le modèle MOD1'(AM) sur le site d'Aigaliers

Les filtres de données n'ont pas été utilisés pour cette comparaison afin de commenter le comportement du modèle lors d'un dysfonctionnement de la mesure de DNI ou du système CPV.

La Figure IV. 22 présente sur les journées 28/06/2018 (Figure IV. 22 (a)), 16/03/2018 (Figure IV. 22 (b)) et 15/09/2018 (Figure IV. 22 (c)), la puissance électrique estimée par le modèle et celle mesurée. Nous constatons que sur une journée ensoleillée comme le 28/06/2018, l'estimation de $P_{DC}(t)$ est meilleure ($nRMSE(\%) = 7,5 \%$) que pour les deux autres jours qui ont connu des perturbations ($nRMSE(\%) = 50 \%$ et $nRMSE(\%) = 21,5 \%$). Il est utile de rappeler que la puissance mesurée est égale à la moyenne des puissances de plusieurs systèmes sur la centrale CPV et que la mesure de DNI est effectuée sur deux de ces systèmes (Chapitre III). Ainsi, le profil de l'éclairement mesuré est lié à l'alignement des trackers assignés à cette mesure. Sur la journée du 16/03/2018, le profil de la puissance mesurée est assez différent de celui de la puissance estimée par le modèle et des écarts très importants sont constatés. Ceci peut être dû au désalignement du tracker avec lequel la mesure de DNI est effectuée.

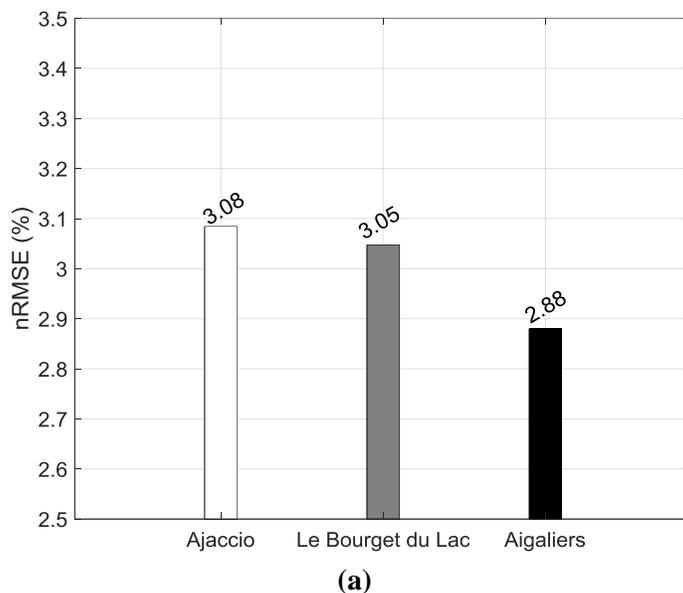
Sur la journée du 15/09/2018, la variation de DNI était moins importante qu'au 16/03/2018. L'estimation de $P_{DC}(t)$ était meilleure avant la perturbation survenue vers 16h00 avec une nRMSE(%) de 8,2 %. Entre 16h00 et la fin de la journée, la nRMSE(%) est égale à 54 %. Ceci peut être dû au fait que la baisse de DNI aux deux instants 16h10 et 16h30 a été captée avec une amplitude plus faible par le système sur lequel le pyréliomètre est monté par rapport à l'ensemble des systèmes de la centrale CPV.

Nous retiendrons dans § : 3 que le modèle choisi dans § : 1 à savoir MOD1'(AM) est capable d'estimer la puissance instantanée sur les sites d'Ajaccio, du Bourget du Lac et d'Aigaliers avec des nRMSE(%) égales respectivement à 4,6 %, 3,8 % et 4,7 %.

Dans le paragraphe § : 4, le modèle de puissance sera utilisé pour évaluer l'incertitude liée à l'estimation de l'énergie produite par les trois systèmes CPV étudiés.

4. Estimation de l'énergie produite par le modèle de puissance

Nous proposons d'évaluer l'incertitude liée à l'estimation de l'énergie produite grâce au modèle de puissance MOD1'(AM). Nous nous intéressons à l'énergie journalière puis à celle cumulée sur la période de mesure sur chaque site. La **Figure IV. 23 (a)** présente les valeurs de nRMSE(%) calculées à partir de l'énergie journalière mesurée et celle calculée. La **Figure IV. 23 (b)** présente l'écart entre l'énergie mesurée et celle estimée en intégrant la puissance calculée par rapport au temps (exprimé en pourcentage de l'énergie mesurée).



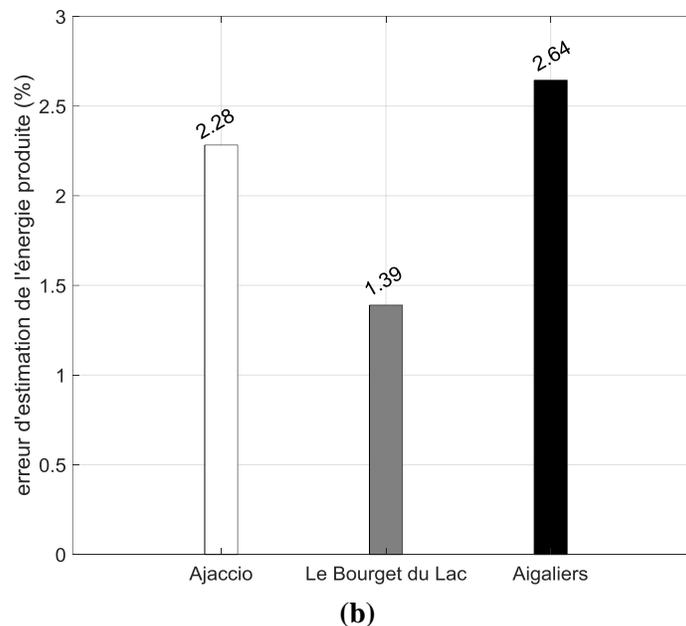


Figure IV. 23 : Incertitude de l'estimation de l'énergie produite par jour (a) et de l'énergie cumulée sur la période (b) sur les trois sites d'étude

Le modèle estime l'énergie produite par jour sur les trois sites avec une erreur nRMSE(%) entre 2,9 % et 3,1 %. Comme évoqué dans § : 1, le modèle estime la puissance sur les sites avec une nRMSE(%) entre 3,8 % et 4,7 %. L'écart entre les incertitudes liées à l'estimation de l'énergie et de la puissance est dû en partie à l'agrégation entre les valeurs surestimées de la puissance et celles sous-estimées. En calculant l'énergie produite à partir de la puissance, l'incertitude diminue par cet effet. Par ailleurs, cette différence est dû également au fait qu'une partie des données qui ont été estimées avec une incertitude importante correspondent aux moments de faible production d'énergie par les systèmes CPV (§ : 3). L'énergie cumulée sur la période de mesure a été calculée avec une incertitude de 1,4 % au Bourget du Lac, 2,3 % à Ajaccio et 2,6 % à Aigaliers.

5. Conclusion

Les modèles décrits dans § : 1 ont été évalués sur les trois sites géographiques d'études d'Ajaccio, du Bourget du Lac et d'Aigaliers. Le modèle MOD1'(AM) a été retenu du fait de ses meilleures performances et du faible nombre et du type des grandeurs d'entrée (ici DNI, T_{air} et AM) à partir d'une étude comparative entre les trois systèmes étudiés. Nous proposons de citer les principaux résultats obtenus :

- les valeurs de nRMSE(%) présentées par le modèle varient sur les trois sites géographiques entre 3,8 % et 4,7 % pour la puissance et entre 2,9 % et 3,1 % pour l'énergie journalière produite.
- l'énergie cumulée sur la période de mesure a été estimée sur les sites avec une incertitude qui varie entre 1,4 % et 2,6 %.
- les paramètres du modèle sont assez différents sur les trois sites vue la différence entre les systèmes étudiés. Dans le **chapitre V**, nous proposons d'évaluer la généricité du modèle par rapport aux deux sites du Bourget du Lac et d'Ajaccio où les modules CPV déployés sont de la même technologie.

- la différence du pas d'échantillonnage de la mesure entre le site d'Aigaliers (10 minutes) et les sites d'Ajaccio et Le Bourget du Lac (1 minute) n'a pas eu d'effet sur l'incertitude des modèles.
- l'intégration des indicateurs spectraux SMR et SF dans le calcul de la puissance sur les trois sites n'améliore pas la performance du modèle. En effet, ces paramètres ont été calculés par l'outil SMARTS (§ : 2), sous les conditions de ciel clair, en partant des moyennes journalières obtenues de AOD_{550nm} et PW. Ainsi l'influence des nuages sur la distribution spectrale et la variation pendant la journée de AOD_{550nm} et PW n'ont pas été prises en compte.
- les paramètres des modèles ont intégré quelques dysfonctionnements qui n'ont pas pu être filtrés avec les filtres appliqués aux données. Ces moments de dysfonctionnement sont principalement liés à l'alignement des suiveurs solaires et nécessitent, pour les filtrer, des mesures supplémentaires notamment de l'erreur d'alignement par des capteurs optiques dédiés montés sur les plans des suiveurs. Les centrales CPV ne sont généralement pas équipés de ce type d'instruments assez coûteux.

Dans le **Chapitre V**, nous proposons d'étudier la capacité du modèle de puissance choisi à s'adapter au changement de site géographique.

Chapitre V : Dépendance des résultats à la localisation géographique

Introduction

Après le choix de différents modèles de puissance électrique et la présentation des résultats obtenus suite à leur test sur les jeux de données construits sur les trois sites d'étude dans le **Chapitre IV**, nous proposons dans le **Chapitre V** une étude de la dépendance au site de ces résultats. L'objectif est d'évaluer la généralité du modèle de puissance choisi dans le **Chapitre IV** par rapport au site, autrement dit, la sensibilité de l'incertitude au changement de site. Dans § : 1, le modèle de puissance choisi dans le **Chapitre IV** sera testé sur un site géographique différent de celui sur lequel il a été déterminé. Dans § : 2, une discussion des résultats, en vue de l'utilité des modèles développés pendant la thèse, est proposée.

1. Généralité du modèle de puissance par rapport aux sites géographiques d'étude

Afin d'évaluer la généralité d'un modèle de puissance par rapport au changement du site, il est nécessaire d'avoir deux systèmes similaires sur deux sites différents. Sachant que les systèmes CPV à Ajaccio et au Bourget du Lac sont équipés de modules de la même technologie (Semprius), nous proposons de mener cette étude sur ces deux sites. Néanmoins, il est nécessaire de rappeler les points suivants :

- les suiveurs solaires des deux systèmes comportent des différences (§ : 2 – **Chapitre III**) notamment par rapport à l'alignement des voiles.
- les conditions de fonctionnement des deux systèmes sous lesquelles les modèles de puissance ont été ajustés sont différentes d'un site à l'autre.
- la période d'apprentissage des modèles évalués sur le site du Bourget du Lac est assez courte (79 jours) comparée à celle sur le site d'Ajaccio (133 jours).

Nous proposons, à la vue des constats précédents d'évaluer, au Bourget du Lac, le modèle de puissance dont les paramètres ont été déterminés à partir des données collectées sur le site d'Ajaccio. Le modèle qui sera utilisé pour cette étude est le modèle $MOD_1'(AM)$ choisi dans le **Chapitre IV**. Celui-ci est basé, rappelons-le, sur les variables d'entrée DNI, AM et T_{air} . Avant d'utiliser sur un site B (Le Bourget du Lac) un modèle construit sur un site A (Ajaccio), il convient de souligner les points suivants :

- le modèle doit avoir des résultats, en termes de performance, comparables sur les deux sites. Cela a été démontré dans le **Chapitre IV** où les valeurs de nRMSE(%) entre la puissance estimée et mesurée obtenues sur les sites du Bourget du Lac et d'Ajaccio étaient de 3,8 % et 4,6 % respectivement.
- les paramètres du modèle doivent traduire les conditions météorologiques de fonctionnement à Ajaccio et non pas les dysfonctionnements du système sur ce site afin d'éviter d'introduire une source d'incertitude supplémentaire à celle causée par le changement du site.

Les paramètres du modèle $MOD_1'(AM)$ obtenus sur les deux sites sont présentés sur le **Tableau IV. 3**. Nous proposons l'étude suivante:

- dans § : 1.1, nous utilisons directement les paramètres du modèle construit à Ajaccio, que nous notons $MOD_1'(AM)_A$ dans la suite, pour calculer la puissance électrique du système CPV au Bourget du Lac ;
- dans § : 1.2, nous proposons d'interpréter les résultats de § : 1.1 ;
- dans § : 1.3, nous comparons les résultats obtenus dans les deux cas :

- le modèle du Bourget du Lac est testé au Bourget du lac.
- le modèle d’Ajaccio est testé au Bourget du Lac.

1.1. Résultats du modèle construit sur Ajaccio appliqué au site du Bourget du Lac

Les paramètres du modèle $MOD_1'(AM)_A$ (Tableau IV.6) ont été utilisés pour estimer la puissance électrique du système du Bourget du Lac. Le **Tableau V. 1** présente les valeurs de nRMSE (%) et MAE (%) évaluées sous les deux cas suivants :

- le modèle utilisé sur le site d’Ajaccio (**Chapitre IV**)
- le modèle utilisé sur le site du Bourget du Lac

Tableau V. 1: Comparaison de l’incertitude du modèle de puissance construit sur Ajaccio appliqué au deux sites

Modèle	Site de test	nRMSE(%)	MAE(%)
$MOD_1'(AM)_A$	Ajaccio	4,6	3,9
$MOD_1'(AM)_A$	Le Bourget du Lac	13,3	13,0

La première ligne du **Tableau V. 1** rappelle les indicateurs d’incertitude du modèle $MOD_1'(AM)_A$ sur le jeu de données du site où il a été déterminé à savoir le site d’Ajaccio. Nous constatons que les performances du modèle $MOD_1'(AM)_A$ ont significativement baissé une fois appliquées au Bourget du Lac : la nRMSE(%) du modèle a augmenté, en valeur absolue, de 8,7 points (augmentation d’un facteur 2,9) et la MAE(%) de 9,1 points (augmentation d’un facteur 3,3) comparées aux résultats obtenus sur le site d’Ajaccio. La **Figure V. 1** présente la distribution des écarts entre les valeurs mesurées et celles estimées par le modèle.

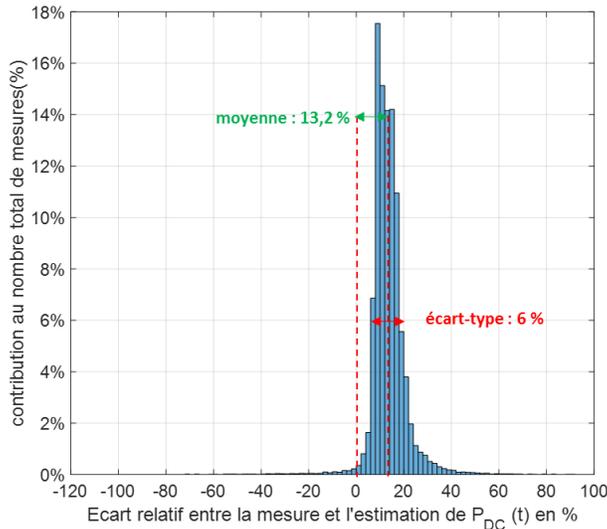


Figure V. 1: Distribution des écarts entre mesure et estimation de la puissance du système CPV au Bourget du Lac par le modèle d’Ajaccio sans correction de la puissance de référence

La distribution présente une moyenne de 13,2 % (surestimation systématique) et un écart-type de 6,0 %. Celui-ci est légèrement inférieur à l’écart-type que présente le modèle $MOD_1'(AM)_A$ sur le site d’Ajaccio à savoir 6,5% (**Chapitre IV**).

Nous avons considéré dans ce premier cas d'étude, que la puissance installée sur chaque site est celle donnée par le fabricant des modules CPV (4,48 kWc au Bourget du Lac et 7,84 kWc à Ajaccio). Or, la puissance réellement générée par les modules CPV peut être influencée par :

- la différence des caractéristiques électriques entre les modules CPV installés et les onduleurs utilisés,
- le désalignement systématique du tracker (l'éclairement capté par les modules est alors différent de celui mesuré par la station météorologique),
- les pertes liées à différents facteurs tels que la variation du spectre prise en compte par le modèle uniquement à partir de AM.

1.2. Interprétation des résultats

Dans ce paragraphe, nous proposons de nous mettre dans le cas où un industriel disposerait du modèle dit d'Ajaccio décrit précédemment. Il a pour objectif d'installer un deuxième système utilisant la même technologie de module CPV sur un autre site (Le Bourget du Lac dans notre cas). D'après les résultats présentés dans § : 1.1, l'incertitude est principalement liée à une erreur systématique du modèle d'Ajaccio sur le site du Bourget du Lac. La puissance sous les conditions CSOC ($DNI = 900 \text{ W.m}^{-2}$; spectre AM1.5D ; $T_{\text{air}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $v_{\text{vent}} = 2 \text{ m.s}^{-1}$) du système au Bourget du Lac est égale à la puissance sous ces conditions de chaque module fournie par le fabricant des modules, i.e. 70 Wc multipliée par le nombre de modules installés sur le tracker.

Il est apparu au § : 1.1, que les erreurs nRMSE(%) et MAE(%) étaient élevées quand le modèle établi sur les données d'Ajaccio était appliqué à celles du Bourget du Lac. Or, nous pouvons nous interroger si cet écart important n'était pas lié au fait que les puissances crêtes « fabricant » étaient « mal » estimées ou non adaptées aux conditions réelles de fonctionnement. En effet, les puissances sous les conditions CSOC des deux systèmes A (Ajaccio) et B (Bourget du Lac) interviennent dans l'utilisation du modèle:

- D'une part, le modèle A est normalisée en divisant la puissance produite par la puissance sous les conditions CSOC du système A.
- D'autre part, quand le modèle est appliqué sur l'autre site (ici Le Bourget du lac), ce modèle adimensionnel est multiplié par la puissance sous les conditions CSOC du système B installé sur le second site.

Nous avons donc voulu estimer les puissances sous les conditions CSOC « expérimentales » à partir des jeux de données sur les deux sites A et B pour des conditions très proches de celles de référence. Les graphes (a) et (b) (respectivement (c) et (d)) de la **Figure V. 2** présentent la puissance électrique mesurée fournie par le système du Bourget du Lac (respectivement d'Ajaccio), sous les conditions suivantes :

- $DNI = (900 \pm 50) \text{ W.m}^{-2}$;
- $T_{\text{air}} = (20 \pm 2) \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- $AM = 1,5 \pm 0,1$.

Pour une détermination plus exacte, il aurait été nécessaire de prendre en compte en plus les conditions spectrales dans lesquelles les mesures retenues ont été faites, mais cela est difficilement réalisable car elles ne sont pas mesurées sur Ajaccio et que partiellement au Bourget du Lac ; seul le paramètre AM prend en compte très partiellement cet aspect spectral.

Une échelle colorimétrique de AM (respectivement de T_{air}) a été ajoutée aux graphes (a) et (c) (respectivement (b) et (d)). On constate une dispersion des points, car la puissance fournie dépend également du désalignement du tracker et du spectre solaire. Afin de déterminer la puissance sous les conditions CSOC « expérimentale », il nous a semblé opportun de trouver cette valeur en utilisant une régression linéaire et de déterminer la puissance sous les conditions CSOC.

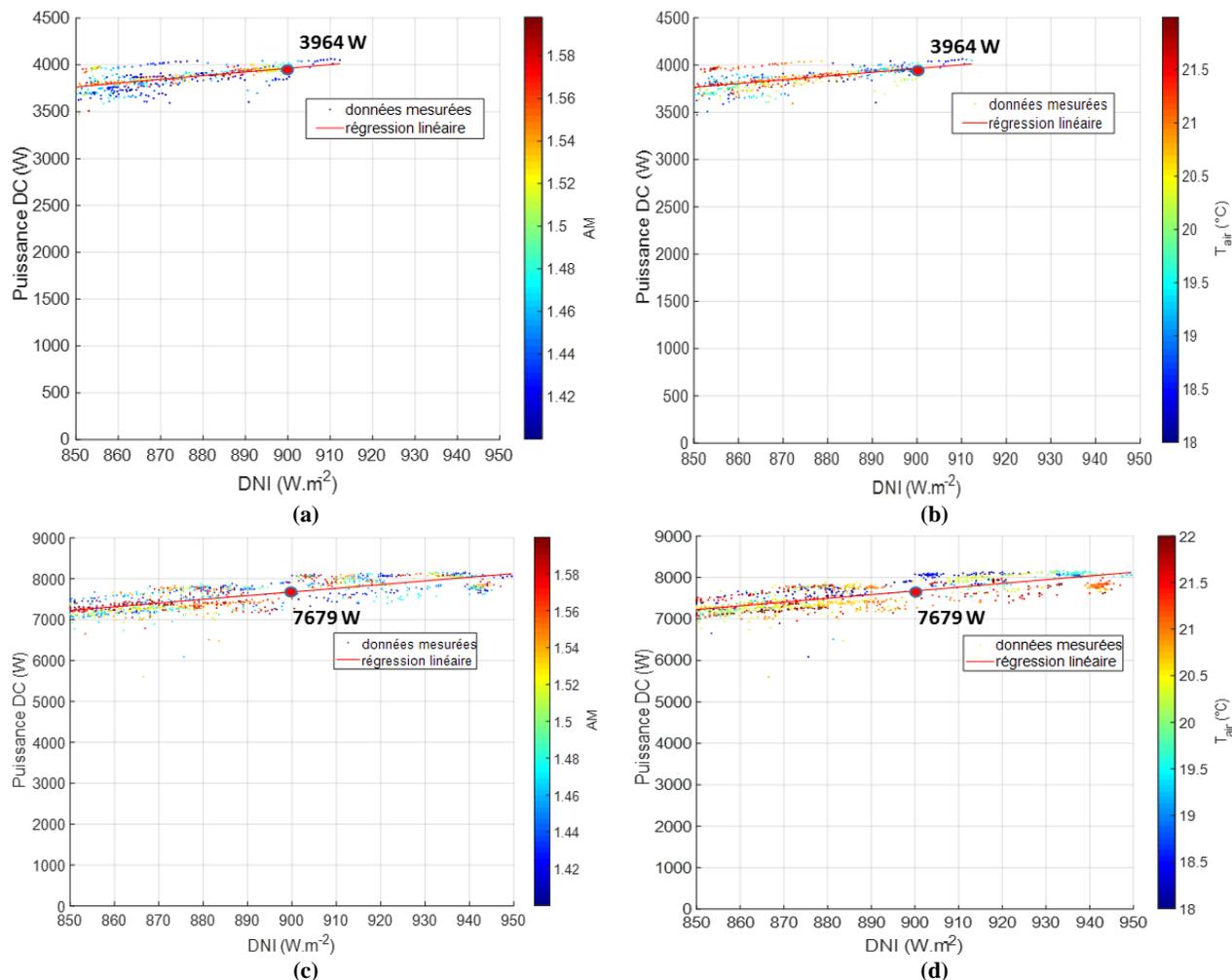


Figure V. 2 : Puissance mesurée des systèmes du Bourget du Lac et d'Ajaccio autour des conditions CSOC

Le **Tableau V. 2** présente les valeurs sous les conditions décrites ainsi obtenues et le rapport entre puissance sous les conditions CSOC « expérimentale » et « fabricant ». Si ce rapport est proche de 100 % sur Ajaccio avec 97,9 %, il est beaucoup plus faible au Bourget au Lac avec 88,5 %.

En effet, les modules installés sur les deux sites, présentent des caractéristiques électriques différentes de celles fournies par le fabricant. Par exemple, d'après les informations techniques inscrites sur les modules installés au Bourget du Lac, la puissance crête est donnée avec une incertitude de $\pm 8\%$. Ceci peut expliquer en partie cette différence entre valeur sous les conditions CSOC mesurée et fournie par le fabricant. Le désalignement du tracker peut aussi contribuer à cette différence.

Tableau V. 2: Comparaison puissance crête mesurée et constructeur des systèmes CPV étudiés

	Ajaccio	Le Bourget du Lac
Puissance crête mesurée sous les conditions de référence (Wc)	7679	3964
Puissance fournie par le fabricant (Wc)	7840	4480

Rapport (%)

97,9

88,5

Nous proposons de prendre en compte cet écart constaté dans le modèle de puissance. Au lieu de normaliser le modèle de puissance par la puissance sous les conditions de référence « fabricant » du système d’Ajaccio, nous le normaliserons par la puissance sous les conditions de référence mesurée $P_{réf A}$ (d’où un écart de $1/0,979 = 1,02$) puis pour l’appliquer à un système B, la puissance normalisée sera multipliée par la puissance crête mesurée du système B, $P_{réf B}$ (d’où dans le cas du site du Bourget au Lac, une diminution d’un facteur 0,885 par rapport au modèle sans correction). L’Equation (73) exprime cette relation où a_{DNI} , a'_{DNI} , a''_{DNI} , b_{Tair} et b_{AM} sont les paramètres du modèle d’Ajaccio.

$$MOD1'(AM)_A : P_{DC} = \frac{P_{réf B}}{P_{réf A}} \cdot \left(a_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{réf}} + a'_{DNI} \cdot \left(\frac{DNI}{DNI_{réf}} \right)^2 + a''_{DNI} \cdot \frac{DNI}{DNI_{réf}} \cdot \ln \left(\frac{DNI}{DNI_{réf}} \right) \right) \cdot \left(1 + b_{Tair} \cdot (T_{air} - T_{air\ réf}) \right) \cdot \left(1 + b_{AM} \cdot (AM - AM_{réf}) \right) \quad (73)$$

Le modèle « corrigé » correspondant à l’équation (73) a été utilisé pour calculer la puissance du système B (Bourget du Lac).

Nous soulignons que ce modèle n’est pas défini à $DNI = 0 \text{ W.m}^{-2}$ du fait de la présence du logarithme dans l’équation. Cependant, il convient de vérifier que notre modèle ne prédit pas la production d’une puissance électrique quand l’éclairement solaire est nul ; pour ce faire, nous avons calculé la puissance électrique produite pour un éclairement de $0,1 \text{ W.m}^{-2}$ pour différentes valeurs de température et de AM ; la puissance électrique obtenue est chaque fois légèrement inférieure à zéro, d’où la présence d’un très faible seuil d’éclairement en deçà duquel le système ne produit pas d’électricité. Ainsi, il convient d’ajouter une condition au modèle pour forcer la valeur $P_{DC} = 0 \text{ W}$ à $DNI < 0,1 \text{ W.m}^{-2}$.

Nous présentons dans le **Tableau V. 3** les valeurs des indicateurs d’incertitude nRMSE(%), MAE(%) et MBE(%) après changement de la puissance de référence et avant correction pour Ajaccio et Le Bourget du Lac. Les indicateurs ont été calculés à partir de donnée d’éclairement solaire direct DNI au moins égales à 100 W.m^{-2} . Dans le cas du site d’Ajaccio (1^{ère} ligne du **Tableau V. 3**), les paramètres du modèle avaient été ajustés au **Chapitre IV** à partir de la puissance réelle délivrée par les modules CPV sous les conditions de référence. Par conséquent, il n’y a pas de correction de puissance de référence à réaliser.

Tableau V. 3: Comparaison de nRMSE(%) et MAE(%) avant et après correction des puissances de référence

Puissance sous les conditions de référence	Site de test	nRMSE(%)	MAE(%)	MBE(%)
Fabricant	Ajaccio	4,6	3,9	0,5
Fabricant	Le Bourget du Lac	13,3	13,0	13,2
Expérimentale		4,4	4,0	2,4

En changeant le site de test du modèle $MOD1'(AM)_A$ entre Ajaccio et Le Bourget du Lac, la nRMSE(%) a baissé de 0,2 points (4,6 % à Ajaccio et 4,4 % au Bourget du Lac) tandis que la MAE(%) a augmenté de 0,1 points. Ces indicateurs indiquent la dispersion des valeurs calculées par rapport à la mesure de la puissance.

Ces résultats sont très satisfaisants car nous disposons maintenant d’un modèle dont les performances sont quasi-identiques et satisfaisantes (autour de 4,5% de nRMSE(%) et autour de 4% de MAE(%)) sur deux sites de caractéristiques météorologiques très distinctes et pour deux systèmes CPV qui même s’ils utilisent la même technologie de cellules PV, ont des systèmes de tracking différents.

D'après les valeurs de MBE(%), notre modèle de puissance introduit une erreur systématique supérieure de 1,9 % (surestimation) au Bourget du Lac par rapport à celle à Ajaccio. Ceci peut être lié à des pertes non considérées par le modèle telles que les effets spectraux.

Nous retiendrons dans § : 1.2 que lorsque la différence entre la puissance sous les conditions de référence mesurée et celle fournie par le fabricant a été considérée, le modèle d'Ajaccio a permis d'estimer la puissance du système au Bourget du Lac avec une incertitude tout à fait satisfaisante.

Dans § : 1.3, les performances du modèle d'Ajaccio $MOD1'(AM)_A$ seront comparées plus en détail à celles du modèle $MOD1'(AM)_B$ construit sur les données mesurées au Bourget du Lac.

1.3. Comparaison des performances de notre modèle avec celui élaboré au Bourget du Lac sur le système CPV du Bourget du Lac

Dans § : 1.3, les résultats du modèle $MOD1'(AM)_B$ construit au Bourget du Lac (**Chapitre IV**) seront comparés avec ceux du modèle $MOD1'(AM)_A$ corrigé dans § : 1.2. Nous proposons dans un premier temps de comparer les indicateurs d'incertitude nRMSE(%) et MAE(%) obtenus dans les deux cas (**Tableau V. 4**).

Tableau V. 4 : Comparaison sur le site du Bourget du Lac des indicateurs nRMSE(%) et MAE(%) du modèle établi au Bourget du Lac et du modèle établi à Ajaccio

Modèle	Site d'apprentissage / Site de test	nRMSE(%)	MAE(%)
$MOD1'(AM)_A$	Ajaccio / Le Bourget du Lac	4,4	4,0
$MOD1'(AM)_B$	Le Bourget du Lac / Le Bourget du Lac	3,8	3,4

On note que le modèle B établi directement sur les données du site B est plus performant quand appliqué sur le site B que le modèle développé sur le site A et appliqué au site B ; c'est un résultat qui paraît tout à fait logique ; cependant l'écart obtenu en termes de nRMSE(%) et MAE(%) est faible (augmentation en valeur absolue de 0,6 points).

Les distributions des écarts entre les valeurs mesurées de la puissance et celles calculées dans les deux cas sont comparées sur la **Figure V. 3**.

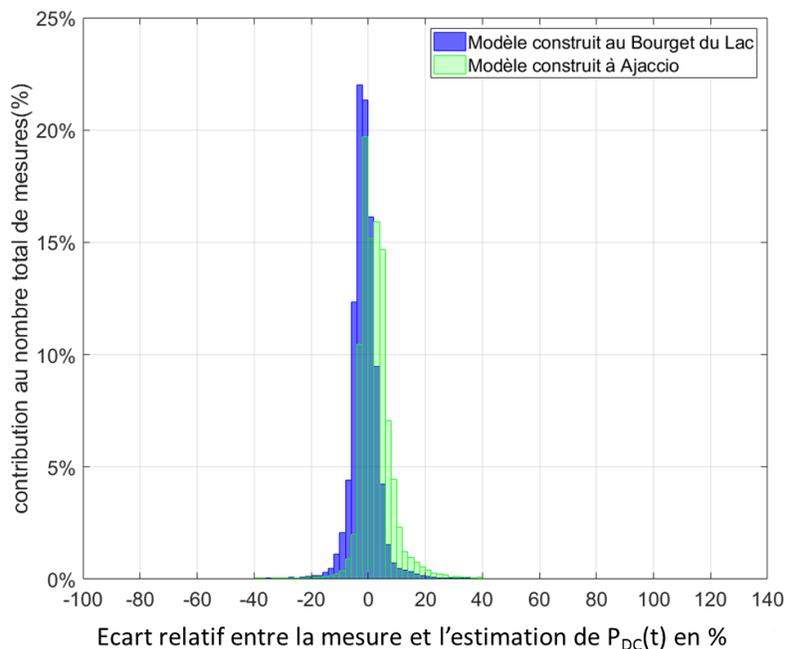


Figure V. 3 : Distribution des écarts entre mesures et estimations de la puissance du système du Bourget du lac par les modèles construits à Ajaccio et au Bourget du Lac

Le modèle construit à Ajaccio présente une moyenne de 2,4 % (surestimation) et un écart-type de 5,6 % tandis que le modèle construit au Bourget du Lac présente une moyenne de - 1,2 % (sous-estimation) et un écart-type de 5,2 %. Le biais introduit par le modèle d’Ajaccio est supérieur, en valeur absolue, à celui introduit par le modèle du Bourget du Lac. Par contre, la dispersion entre mesures et estimations pour le modèle B est moins importante que celle du modèle A.

Nous proposons dans la suite de comparer les deux modèles en termes d’énergie produite par jour et cumulée sur la période d’étude. Le **Tableau V. 5** présente les indicateurs nRMSE(%) et MAE(%) pour l’estimation de l’énergie journalière sur les deux sites. On constate, comme attendu, que le modèle élaboré sur le site B est meilleur (mais de peu) que celui élaboré sur le site A lorsqu’il est appliqué au site B, la nRMSE(%), respectivement la MAE(%), augmente de 0,9 et 0,6 points en valeur absolue. Encore une fois, cet écart est faible ce qui conforte l’utilisation de notre modèle sur un site différent de celui sur lequel il a été établi.

Tableau V. 5 : Incertitude de l’estimation de l’énergie journalière avec les deux modèles.

Modèle	Site d’apprentissage / Site de test	nRMSE(%)	MAE(%)
MOD1’(AM) _A	Ajaccio / Le Bourget du Lac	3,9	3,0
MOD1’(AM) _B	Le Bourget du Lac / Le Bourget du Lac	3,0	2,4

La **Figure V. 4 (a)** présente la distribution des écarts entre énergie journalière mesurée et estimée par les deux modèles sur le système CPV du Bourget du Lac. La **Figure V. 4 (b)** présente les valeurs calculées de l’énergie journalière en fonction de celles mesurées par rapport à la droite $y = x$.

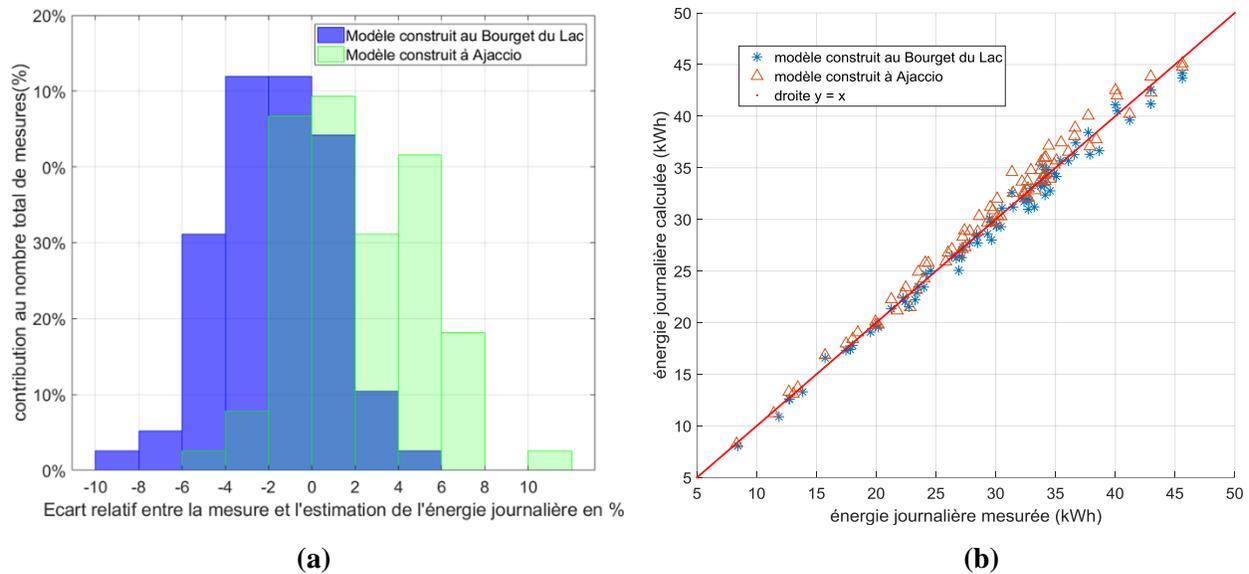


Figure V. 4 : Distribution des écarts entre valeurs mesurée et estimées de l'énergie journalière du système au Bourget du Lac par les deux modèles

D'après la **Figure V. 4**, on constate que le modèle construit au Bourget du Lac $MOD1'(AM)_B$ a plus tendance à sous-estimer l'énergie journalière, il présente une MBE(%) de $-1,5\%$ et un écart-type de $2,6\%$ tandis que le modèle construit à Ajaccio $MOD1'(AM)_A$ présente une MBE(%) de $2,1\%$ (surestimation) et un écart-type de $3,1\%$.

L'écart absolu entre la mesure de l'énergie cumulée sur la période de test et l'estimation de celle-ci est de $4,3\%$ pour le modèle d'Ajaccio et de $1,4\%$ pour le modèle du Bourget du Lac.

Nous proposons de récapituler les résultats présentés dans § : 1 :

- un modèle de puissance qui dépend des variables DNI, AM et T_{air} a été déterminé à Ajaccio et utilisé au Bourget du Lac où est installé un système CPV similaire.
- après correction des puissances sous les conditions de référence des systèmes CPV, il est apparu que ce modèle présentait des performances tout à fait satisfaisantes sur les deux sites d'étude.
- ce modèle a permis de calculer la puissance instantanée au Bourget du Lac avec une nRMSE(%) de $4,4\%$ et l'énergie journalière avec une nRMSE(%) de $3,9\%$.

Nous proposons dans § : 2 :

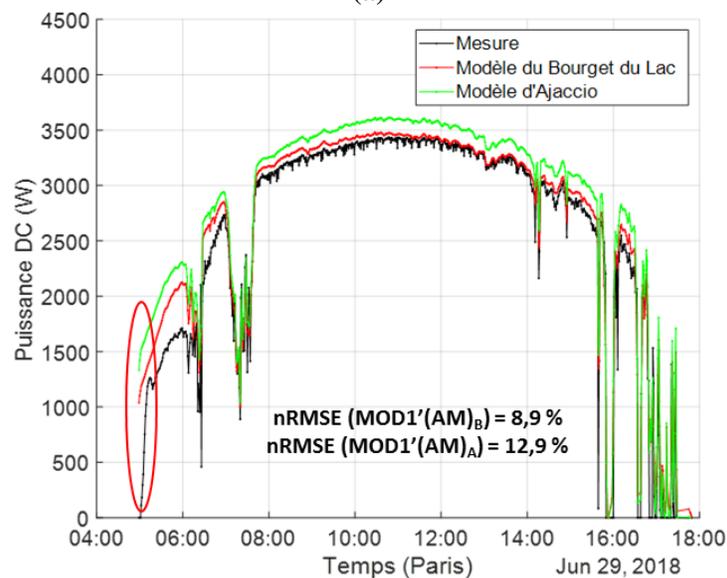
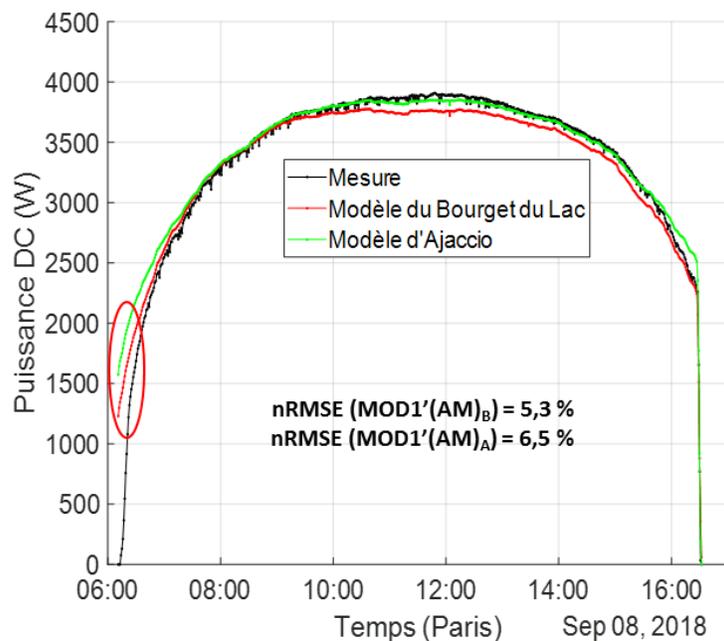
- de comparer les modèle $MOD1'(AM)_B$ et $MOD1'(AM)_A$ sur quelques journées particulières au Bourget du Lac ;
- de discuter de l'utilité de l'approche proposée dans le cadre industriel et opérationnel.

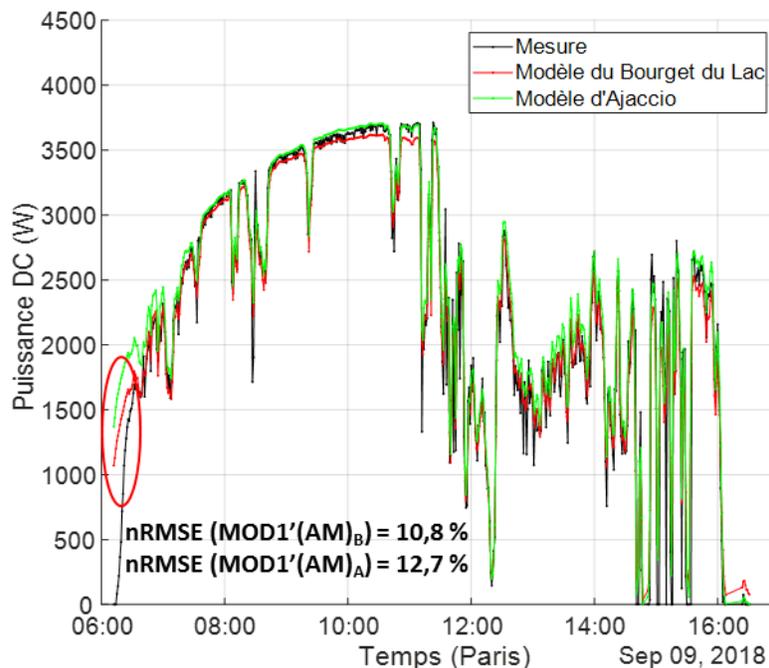
2. Discussion

Nous proposons de comparer les modèle $MOD1'(AM)_B$ et $MOD1'(AM)_A$ sur quatre journées de mesure au Bourget du Lac. La comparaison a été effectuée, sur des données pour lesquelles aucun filtre de données n'a été appliqué, afin de montrer le comportement des deux modèles aux moments de dysfonctionnement du système.

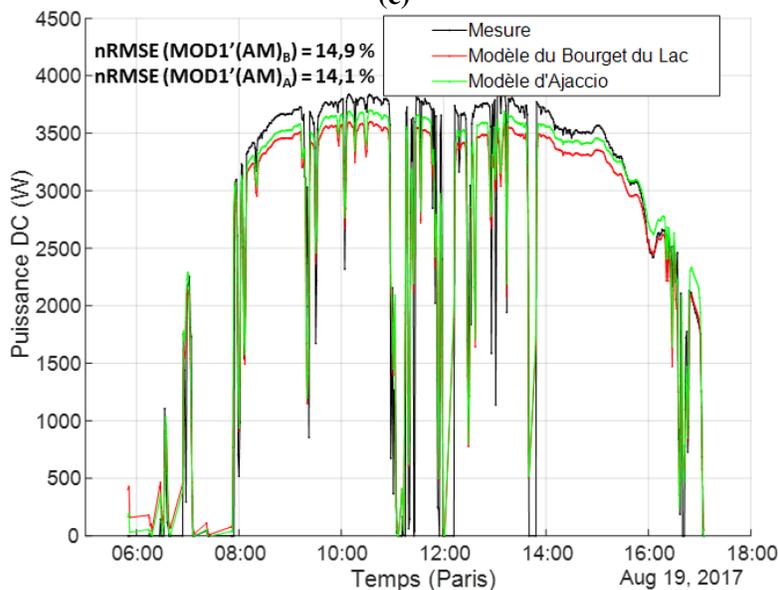
La **Figure V. 5** présente les résultats de notre modèle et de celui développé sur le site B pour quatre journées spécifiques:

- (a) : une journée ensoleillée (08/09/2018) ;
- (b) : une journée ensoleillée avec des passages nuageux (29/06/2018) ;
- (c) et (d) : deux journées perturbées (09/09/2018 et 19/08/2017) ;





(c)



(d)

Figure V. 5 : Comparaison sur différentes journées de mesure au Bourget du Lac des modèles de puissances construits à Ajaccio et au Bourget du Lac

On constate sur la **Figure V. 5** que le modèle $MOD1'(AM)_A$ présente une incertitude plus élevée que le modèle $MOD1'(AM)_B$. Lorsque le système CPV est ombragé (Parties entourés en rouge sur les graphiques) ou lors d'une différence d'alignement entre les deux voiles du tracker, ceci se produisant souvent au début des journées, cet écart entre les deux modèles est accru. Cette différence est due au fait que le modèle construit au Bourget du Lac a été ajusté sur des données mesurées sur le même système CPV et ainsi a « pris en compte » ces dysfonctionnements. Par contre, le modèle d'Ajaccio présente un intérêt certain car il est plus sensible à ces effets d'ombrage et de désalignement ; il permet ainsi de détecter ces défaillances plus

efficacement. En période de fonctionnement normal du système, le modèle d'Ajaccio est moins précis que celui du Bourget du Lac. Par exemple :

- sur une journée ensoleillée (**Figure V. 5 (a)**) : pendant le fonctionnement normal, la nRMSE(%) est de 2,5 % pour le modèle MOD1'(AM)_B et de 1,9 % pour le modèle MOD1'(AM)_A.
- sur une journée perturbée (**Figure V. 5 (c)**) : en appliquant les filtres de données, la nRMSE(%) est de 4,4 % pour le modèle MOD1'(AM)_B et de 5,2 % pour le modèle MOD1'(AM)_A.

Dans un cadre industriel, un installateur de centrales CPV pourrait utiliser notre modèle de puissance proposé afin de simuler la puissance de systèmes CPV basés sur la même technologie de module sur d'autres sites. Afin d'utiliser l'approche proposée dans § : 1, il est nécessaire de suivre les étapes suivantes :

- obtenir des bases de données météorologiques du site où il est envisagé d'installer le nouveau système CPV ;
- déterminer ou obtenir la puissance crête sous les conditions de référence des modules CPV qui seront déployés sur le nouveau site. Pour ce faire, l'installateur demandera au fournisseur de modules de lui fournir cette caractéristique essentielle ou il fera effectuer des mesures avec un simulateur solaire en laboratoire.
- calculer la puissance sur le deuxième site en utilisant les paramètres du modèle proposé et en multipliant notre modèle adimensionnel par la puissance crête du système à installer.

Dans ce chapitre, le modèle choisi dans le **Chapitre IV**, dont les paramètres ont été déterminés sur la base des données expérimentales obtenues sur le système CPV d'Ajaccio, a été utilisé pour calculer la puissance du système CPV installé au Bourget du Lac.

Il est apparu que la transposition du modèle au nouveau site nécessitait une connaissance plus précise de la puissance crête des systèmes CPV en conditions réelles de fonctionnement sous les conditions standards. Celles-ci ont donc été déterminées expérimentalement et il est ressorti, notamment pour le site du Bourget au Lac, que la puissance crête ainsi déterminée était éloignée de celle donnée par le constructeur (12 % d'écart). Cet écart provient probablement du fait qu'une partie des modules sont des prototypes au stade expérimental.

Une fois cette adaptation réalisée, le modèle ainsi corrigé a permis de modéliser la puissance électrique produite avec des incertitudes équivalentes sur les deux sites, nRMSE(%) de 4,4 % et MAE(%) de 4,0 % au Bourget du Lac contre 4,6 % et 3,9 % respectivement à Ajaccio. De telles valeurs d'incertitude sont tout à fait satisfaisantes pour un système CPV complexe par sa technologie mais aussi soumis à de nombreux problèmes techniques et défaillances de toutes sortes.

Ce modèle simple par sa structure et n'utilisant que trois grandeurs d'entrée, disponibles en de nombreux sites, peut être considéré comme satisfaisant. Sa généralité, malgré sa validation sur deux sites distincts, n'est pas encore démontrée car il conviendrait de disposer de données expérimentales de systèmes identiques, très peu nombreux, sur d'autres sites.

Enfin, nous avons illustré une autre utilisation de ce modèle en tant que détecteur de défaillances (telles que le désalignement des voiles) ou de présence de phénomène d'ombrage.

Conclusion

L'énergie photovoltaïque a aujourd'hui fait ses preuves et sa part dans le mix énergétique de la Planète ne fait qu'augmenter, dépassant souvent toutes les prévisions qui ont pu être réalisées dans le passé.

L'un des reproches fait à ces systèmes électriques est leur faible production due principalement à l'intermittence et à la faible densité par m² de la ressource solaire et au rendement limité de la conversion photovoltaïque.

Pour remédier à cette limitation du rendement, de nombreuses recherches ont été réalisées afin de développer de nouvelles technologies de cellules parmi lesquelles les cellules photovoltaïques multi-jonction. Elles sont composées de plusieurs jonctions de matériaux semi-conducteurs (en général trois) chacune convertissant une partie différente du spectre solaire et permettant ainsi d'obtenir les meilleurs rendements de conversion (pouvant atteindre plus de 40 %). Le coût de ces cellules étant très élevé (notamment pour des applications terrestres), on a cherché à réduire la quantité de matériau utilisée en réalisant de très petites cellules associées à des éléments optiques pour concentrer le rayonnement solaire incident sous des concentrations supérieures à 500 soleils. L'utilisation de la concentration implique l'emploi de trackers complexifiant le fonctionnement de ces systèmes photovoltaïques à concentration (CPV).

Si la modélisation du fonctionnement de cellules PV conventionnelles (à base de Silicium) a fait l'objet de nombreuses publications, elle est plus difficile pour les cellules multi-jonction car leur conversion est liée à de nombreux facteurs parmi lesquels l'éclairement solaire direct, la température de cellule, la vitesse du vent mais aussi la composition spectrale du rayonnement incident qui dépend de l'état de l'atmosphère et de l'épaisseur optique traversée par la lumière. Ainsi la modélisation du comportement de ces cellules nécessite de connaître toutes ces grandeurs très souvent difficiles à mesurer et peu disponibles.

L'objectif de cette thèse était de développer un modèle de puissance opérationnel utilisant un nombre réduit de paramètres d'entrée aisément disponibles pour un exploitant de centrales et suffisamment performant pour que l'estimation de la puissance électrique générée soit précise.

Dans ce chapitre final, nous proposons de récapituler dans § : **1** la démarche entreprise pour atteindre notre objectif et les principaux résultats obtenus, puis de proposer dans § : **2** des axes de recherche futurs.

1. Démarche et Résultats

Le premier chapitre, introductif, présente les principales informations sur les systèmes photovoltaïques à concentration. Il met en exergue la complexité des phénomènes physiques, principalement électriques, qui interviennent dans le fonctionnement de ce type de systèmes et que nous retrouverons lors de la modélisation du système.

Dans un second chapitre, un état de l'art des modèles de puissance, quasi exhaustif, a été réalisé en les classant principalement en deux catégories : ceux qui ne font intervenir des paramètres dépendants du système CPV et ceux qui utilisent que des paramètres indépendants de celui-ci. Au préalable, les différentes variables météorologiques ou spectrales intervenant dans ces modèles ont été définies. Chaque modèle présenté a été commenté et un tableau récapitulatif regroupant les principales informations sur les seize modèles étudiés termine ce chapitre.

La troisième partie du manuscrit décrit les systèmes expérimentaux utilisés pour valider les modèles de puissance qui seront étudiés et développés ainsi que les principales caractéristiques des sites d'implantation de ces systèmes CPV. Nous disposons de trois expérimentations, deux systèmes CPV situés sur les sites du

Conclusion

Bourget du Lac et d'Ajaccio et une centrale CPV installée à Aigaliers. Les systèmes du Bourget du Lac et d'Ajaccio, d'une puissance crête respective de 5,6 kWc et 9,8 kWc sont équipés de la même technologie de module (basés sur des cellules triple jonction GaInP/GaInAs/GaInNAs qui fonctionnent sous une concentration de 1111 fois l'éclairement solaire incident). La centrale CPV d'Aigaliers, d'une puissance crête de 3,58 MWc est équipée de modules différents (composés de cellules triple jonction GaInP/GaInAs/Ge sous une concentration de 500 X). Sur ces trois systèmes, les données électriques ainsi que les données météorologiques ont été mesurées et récoltées. Cette phase de collecte de données et de construction des jeux de données a pris un temps considérable à causes des défaillances liées à l'acquisition des données et au fonctionnement des systèmes. Les différentes défaillances constatées sur les trois systèmes CPV ont fait l'objet d'un paragraphe particulier. Les données récoltées ont été filtrées afin de s'assurer de leur qualité et de leur pertinence en particulier en extrayant toutes données aberrantes dues à un dysfonctionnement quel qu'il soit. Elles seront utilisées pour établir puis valider les modèles de puissance. La variété des systèmes installés et celle des sites d'implantation soumis à des conditions météorologiques distinctes a permis de rendre cette étude plus « universelle ».

Dans un quatrième chapitre, sur la base de l'étude bibliographique réalisée dans le chapitre II, sept modèles de puissance ont été identifiés pour être comparés sur les trois sites. Parmi ces modèles, certains dépendent uniquement de l'éclairement direct normal (DNI), de la température de l'air (T_{air}) et de la masse d'air (AM), tandis que d'autres font intervenir également des variables liées au spectre solaire à savoir la quantité de vapeur d'eau (PW) et l'épaisseur optique des aérosols ($AOD_{550\text{nm}}$). Les paramètres des modèles ont été ajustés en utilisant une partie des jeux de données mesurées sur chaque site, la seconde partie de données a servi à valider les modèles par le calcul de leur incertitude. Une étude comparative des résultats de chaque modèle a été conduite sur les trois sites afin de sélectionner le modèle le plus pertinent tant d'un point de vue de ses performances que du nombre et de la disponibilité des données d'entrée. Le modèle retenu est basé sur les variables DNI, T_{air} et AM exprimé par l'équation suivante :

$$P_{\text{DC}} = P_{\text{DC réf}} \cdot \left(a_{\text{DNI}} \cdot \frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}} + a'_{\text{DNI}} \cdot \left(\frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}} \right)^2 + a''_{\text{DNI}} \cdot \frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}} \cdot \ln \left(\frac{\text{DNI}}{\text{DNI}_{\text{réf}}} \right) \right) \cdot \left(1 + b_{T_{\text{air}}} \cdot (T_{\text{air}} - T_{\text{air réf}}) \right) \cdot \left(1 + b_{\text{AM}} \cdot (AM - AM_{\text{réf}}) \right)$$

Ce modèle, dont les coefficients ont été calculés indépendamment pour chaque site, a permis de calculer la puissance DC des systèmes étudiés avec une erreur nRMSE(%) de 3,8 % au Bourget du Lac, 4,6 % à Ajaccio et 4,7 % à Aigaliers. Les modèles intégrant les variables liées au spectre ont produit légèrement plus d'incertitude que le modèle choisi. En fait, l'utilisation de moyennes journalières de PW et $AOD_{550\text{nm}}$ ne prend pas en considération la variation parfois importante de ces variables pendant la journée, ce qui introduit des erreurs d'estimation. Le modèle de puissance choisi, dont les paramètres ont été déterminés sur chaque site, a été appliqué à l'estimation de l'énergie journalière produite et celle cumulée sur la période de mesure. Pour l'énergie journalière et l'énergie cumulée, les valeurs de nRMSE(%) sont respectivement de 3,0 % et 1,4 % au Bourget du Lac, 3,1 % et 2,3 % à Ajaccio et 2,9 % et 2,6 % à Aigaliers.

Nous ne pouvons nous satisfaire de modèles dont les coefficients dépendaient du site d'implantation. Ainsi, dans un dernier chapitre, nous avons voulu tester le modèle déterminé sur le site d'Ajaccio sur le site du Bourget du Lac. Les systèmes installés sur les deux sites sont équipés de la même technologie de module CPV mais se distinguent par leurs systèmes de tracking. Les résultats obtenus sont récapitulés par les points suivants :

- en considérant la puissance $P_{\text{réf}}$ des deux systèmes sous les conditions standards (CSOC) obtenue par le fabricant des modules, l'incertitude du modèle s'élève de façon significative lors du changement du site d'application avec une augmentation de 9 % et 10 % pour la nRMSE(%) et MAE(%)

- une détermination expérimentale de la puissance sous les conditions CSOC a été réalisée et on a constaté un écart important notamment pour le système du Bourget au Lac avec la puissance « constructeur » (écart de 97,9% pour Ajaccio et 88,5% pour Le Bourget du Lac). Après avoir apporté cette correction sur les puissances de référence $P_{\text{réf}}$, le modèle a produit des résultats avec des performances similaires et satisfaisantes sur les deux sites avec une nRMSE(%) de 4,4% au Bourget du Lac et 4,6 % à Ajaccio.

D'après ces résultats, un installateur de systèmes CPV peut utiliser le modèle proposé pour estimer la puissance d'un système CPV de même technologie de module sur un autre site avec une bonne précision. Il ne devra disposer que de la valeur de la puissance sous condition CSOC du système CPV dont il dispose ou qu'il envisage d'installer. Il est important néanmoins de souligner que la généricité du modèle a été évaluée sur un seul site et qu'il convient de confirmer la validité des résultats sur d'autres sites disposant de systèmes CPV.

Le modèle de puissance proposé peut servir à :

- suivre la performance d'une centrale CPV et ainsi détecter les moments de sous-production liés à des défaillances des systèmes installés ou de périodes pendant lequel le système est partiellement ombragé. Ceci permet à un exploitant de centrales de coordonner efficacement les interventions de maintenance.
- calculer l'énergie productible par la centrale, permettant ainsi au porteur de projets d'évaluer le rendement financier du projet et sa pertinence.

2. Perspectives de travail

Ce travail de thèse pourrait être poursuivi en s'orientant vers les axes suivants :

- une étude de l'effet spectral : les indicateurs spectraux utilisés par quelques modèles ont été obtenus, par manque de données mesurées, à partir des moyennes journalières des variables PW et AOD_{550nm} disponibles sur le site MODIS [100]. Il serait intéressant d'utiliser les données horaires de ces variables proposées par le site AERONET [39] pour peu qu'elles soient disponibles pour le site concerné et sur la même période d'étude, cela n'a pas été le cas pour nos trois sites.
- une interprétation des paramètres du modèle de puissance dans sa forme initiale : dans sa forme initiale, l'équation représentative du modèle avait 5 coefficients a_{DNI} , a'_{DNI} , a''_{DNI} , b_{Tair} et b_{AM} . Une fois linéarisée, l'équation est passée à 12 paramètres et la méthode des moindres carrés a été utilisée pour calculer les valeurs de ces paramètres. Il serait intéressant de retrouver ces valeurs afin d'interpréter la dépendance de la puissance aux variables d'entrée. en identifiant les paramètres à partir des deux expressions, on se retrouve avec une abondance du nombre d'équations par rapport aux nombre d'inconnus, ainsi il est nécessaire d'utiliser une méthode d'optimisation non-linéaire.
- une étude de sensibilité aux variables d'entrée : cette étude permettra d'évaluer la sensibilité de la puissance du système CPV aux effets décrits par les variables d'entrée et d'évaluer l'impact de l'incertitude liée à la mesure de ces variables sur l'incertitude liée à l'estimation de la puissance.
- une utilisation de données météorologiques typiques du site: il serait intéressant d'évaluer l'incertitude du modèle sur les sites d'étude en remplaçant les données d'entrée mesurées par des données météorologiques typiques (données horaires) disponibles dans certaines bases de données

Conclusion

et souvent seules à disposition du constructeur de centrales CPV. La mesure in-situ est rarement mis en place avant la construction des centrales ;

- une évaluation de la dépendance des résultats à la technologie de module : il s'agit de tester le modèle de puissance proposé sur des modules différents afin de déterminer les limites de validité des résultats par rapport à la technologie de module utilisée. Il conviendra de conduire cette étude sur un même site géographique pour éviter d'introduire une source d'incertitude supplémentaire liée au changement du site.
- enfin, ce modèle pourrait être intégré dans une interface d'utilisation ou un logiciel de dimensionnement existant afin de rendre son usage plus accessible aux industriels du secteur.

Références

- [1] Tsao JF, Lewis N, Cratree T. Solar FAQs. Janvier 2006. Disponible sur https://www.researchgate.net/publication/237013121_Solar_FAQs/citations.
- [2] International Energy Agency (IEA). Global energy demand grew by 2.1% in 2017, and carbon emissions rose for the first time since 2014. 22 Mars 2018. Disponible sur <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/march/global-energy-demand-grew-by-21-in-2017-and-carbon-emissions-rose-for-the-firs.html>. [Consulté le 04/03/2019].
- [3] International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook. 2018. Disponible sur <https://www.iea.org/weo/>. [Consulté le 04/03/2019].
- [4] REN21. Renewables 2018 Global Status Report. 2019. Disponible sur <http://www.ren21.net/gsr-2018>.
- [5] BloombergNEF. Clean Energy Investment Exceeded \$300 Billion Once Again in 2018. Bloomberg NEF. 2019. Disponible sur <https://about.bnef.com/blog/clean-energy-investment-exceeded-300-billion-2018/>.
- [6] Kasten F, Young AT. Revised optical air mass tables and approximation formula. Appl Opt, AO 1989;28:4735-8.
- [7] Gueymard CA, Myers D, Emery K. Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing. Solar Energy 2002; 73:443-67.
- [8] National Renewable Energy Laboratories (NREL). SMARTS: Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine. 2018. Disponible sur <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/smarts.html>. [Consulté le 10/03/2019].
- [9] Faine P, Kurtz SR, Riordan C, Olson JM. The influence of spectral solar irradiance variations on the performance of selected single-junction and multijunction solar cells. Solar Cells 1991;31:259-78.
- [10] NASA. Earth Observatory. Aerosol Optical Depth. [Consulté le 25 avril 2019]. Disponible sur https://earthobservatory.nasa.gov/global-maps/MODAL2_M_AER_OD. [Consulté le 31/05/2019].
- [11] SOLARGIS. Solar resource maps of World. 2017. Disponible sur <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world/>. [Consulté le 11/03/2019].
- [12] Philipps SP, Bett AW, Horowitz K, Kurtz S. Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology. 2015. Rapport NREL/TP--5J00-65130, 1351597. Disponible sur <http://www.osti.gov/servlets/purl/1351597/>.
- [13] Würfel P, Würfel U. Physics of solar cells: from basic principles to advanced concepts. Weinheim: Wiley-VCH, 2010.
- [14] Shockley W, Queisser HJ. Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. Journal of Applied Physics 1961;32:510-9.
- [15] Yastrebova NV. High-efficiency multi-junction solar cells : Current status and future potential. Centre for Research in Photonics, 2008.
- [16] E.R. Messmer, Solar Cell Efficiency vs. Module Power Output: Simulation of a Solar Cell in a CPV Module, Solar Cells - Research and Application Perspectives. 2013.

- [17] Vos AD. Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells. *Journal of Physics D: Applied Physics* 1980;13:839-46.
- [18] Rey-Stolle I, Olson JM, Algora C. Concentrator Multijunction Solar Cells. *Handbook of Concentrator Photovoltaic Technology* Internet John Wiley & Sons, Ltd, 2016:59-136. DOI: 10.1002/9781118755655.ch02.
- [19] NREL. Best Research-Cell Efficiency Chart. 2019. Disponible sur <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [20] Kinsey G, Sherif R, Pien P, Hebert P, R. King R, Aldrich D. Towards commercialization of concentrator multijunction photovoltaic modules. 2008.1-3.
- [21] NREL Developing Improved Tech to Lower Costs for Multi-Junction Solar Cells. *Solar Reviews*,2018. Disponible sur <https://www.solarreviews.com/news/Nrel-developing-tech-lower-cost-multi-junction-solar-cells-071918>.
- [22] Araki K, Uozumi H, Yamaguchi M. A simple passive cooling structure and its heat analysis for 500/spl times/concentrator PV module. *The Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2002, New Orleans, LA, USA, pp. 1568-71.
- [23] Royne A, Dey CJ, Mills DR. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2005;86:451-83.
- [24] Victoria M, Domínguez C, Antón I, Sala G. Comparative analysis of different secondary optical elements for aspheric primary lenses. *Optics Express* 2009;17:6487.
- [25] McVey-White P, Besson P, Baudrit M, Schriemer HP, Hinzer K. Effects of lens temperature on irradiance profile and chromatic aberration for CPV optics. *AIP Conference Proceedings* 2016;1766:040004.
- [26] Siefer, G. and Bett, A. W., Analysis of temperature coefficients for III–V multi-junction concentrator cells, 2014. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 22: 515-524. doi:10.1002/pip.2285
- [27] Dupré O, Vaillon R, Green MA. Temperature Coefficients of Photovoltaic Devices. *Thermal Behavior of Photovoltaic Devices: Physics and Engineering*, Springer International Publishing, 2017:29-74. Doi: 10.1007/978-3-319-49457-9_2.
- [28] Besson P. Compréhension des comportements électrique et optique des modules photovoltaïques à haute concentration, et développement d'outils de caractérisations adaptés. Doctorat, Université de Lyon, 2016. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01445014/document>.
- [29] European Photovoltaic Technology Platform. A strategic research agenda for photovoltaic solar energy technology: research and development in support of realising the « Vision for photovoltaic technology ». Luxembourg: Office for Official Publ. of the Europ. Communities, 2007.
- [30] S. Askins, G.S. Pano, « CPV Modules » dans *Handbook of Concentrator Photovoltaic Technology*, John Wiley & Sons, Ltd, 2016, 339-405. Doi: 10.1002/9781118755655.ch07.
- [31] Arzon Solar. Disponible sur : <http://arzensolar.com/technology>. [Consulté le 01/04/2019].
- [32] Suncore. Disponible sur : <http://suncoreus.com/products/cpv-systems>. [Consulté le 01/04/2019].

- [33] Stace. Disponible sur : <http://www.stacelectric.com/product/concentrator-photovoltaics-cpv>. [Consulté le 01/04/2019].
- [34] C. Algora, D.L. Talavera et G. Nofuentes, « Cost Analysis » dans Handbook of Concentrator Photovoltaic Technology, John Wiley & Sons, Ltd, 2016, 711 -758.
- [35] International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2018. 2019. Disponible sur: </publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>.
- [36] Talavera DL, Pérez-Higueras P, Almonacid F, Fernández EF. A worldwide assessment of economic feasibility of HCPV power plants: Profitability and competitiveness. Energy 2017; 119:408-24.
- [37] PVSyst. Fonctionnalités. Disponible sur : <https://www.pvsyst.com/fr/fonctionnalite>. [Consulté le 04/04/2019].
- [38] Kinsey GS, Hebert P, Barbour KE, Krut DD, Cotal HL, Sherif RA. Concentrator multijunction solar cell characteristics under variable intensity and temperature. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2008;16:503-8.
- [39] NASA. AERONET Data Download Tool. Disponible sur: https://aeronet.gsfc.nasa.gov/cgi-bin/webtool_aod_v3. [Consulté le 05/04/2019].
- [40] Betts TR, Jardine CN, Gottschalg R, Infield DG, Lane K. Impact of spectral effects on the electrical parameters of multijunction amorphous silicon cells. Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. 2003; 2: 1756-1759.
- [41] Williams SR, Betts TR, Helf T, Gottschalg R, Beyer HG, Infield DG. Modelling long-term module performance based on realistic reporting conditions with consideration to spectral effects. Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. 2003; 2: 1908-1911.
- [42] Moreno Sáez R, Sidrach-de-Cardona M, Mora-López L. Data mining and statistical techniques for characterizing the performance of thin-film photovoltaic modules. Expert Systems with Applications 2013;40:7141-50.
- [43] Ishii T, Otani K, Takashima T, Xue Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2013;21:481-9.
- [44] Piliouguine M, Elizondo D, Mora-López L, Sidrach-de-Cardona M. Multilayer perceptron applied to the estimation of the influence of the solar spectral distribution on thin-film photovoltaic modules. Applied Energy 2013;112:610-7.
- [45] Nofuentes G, García-Domingo B, Muñoz JV, Chenlo F. Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution. Applied Energy 2014;113:302-9.
- [46] Cornaro C, Andreotti A. Influence of Average Photon Energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2013;21:996-1003.

- [47] Gueymard. C. Daily spectral effects on concentrating PV solar cells as affected by realistic aerosol optical depth and other atmospheric conditions. 2009. Disponible sur: <http://spie.org/Publications/Proceedings/Paper/10.1117/12.826071>.
- [48] Husna H. A, Shibata N, Sawano N, Ueno S, Ota Y, Minemoto T, Araki K, Nishioka K. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of concentrator photovoltaic system. AIP Conference Proceedings 2013; 1556:252-5.
- [49] Varshni YP. Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. Physica 1967;34:149-54.
- [50] Siefer G, Gandy T, Schachtner M, Wekkeli A, Bett AW. Improved grating monochromator set-up for EQE measurements of multi-junction solar cells. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) 2013.0086-9.
- [51] Domínguez C, Antón I, Sala G, Askins S. Current-matching estimation for multijunction cells within a CPV module by means of component cells. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2013;21:1478-88.
- [52] Domínguez C, Antón I, Sala G. Multijunction solar cell model for translating I-V characteristics as a function of irradiance, spectrum, and cell temperature. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2010;18:272-84.
- [53] Meusel M, Adelhelm R, Dimroth F, Bett AW, Warta W. Spectral mismatch correction and spectrometric characterization of monolithic III-V multi-junction solar cells. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2002;10:243-55.
- [54] Peharz G, Siefer G, Bett AW. A simple method for quantifying spectral impacts on multi-junction solar cells. Solar Energy 2009;83:1588-98.
- [55] Leloux J, Pachón D, Sala G. Spectral Solar Radiation Measurements and Models for CPV Module Production Estimation. AIP Conference Proceedings 2010;1277:329-32.
- [56] Peharz G, Rodríguez JPF, Siefer G, Bett AW. Investigations on the temperature dependence of CPV modules equipped with triple-junction solar cells. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2011;19:54-60.
- [57] Rodrigo P, Fernández EF, Almonacid F, Pérez-Higueras PJ. Review of methods for the calculation of cell temperature in high concentration photovoltaic modules for electrical characterization. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2014;38:478-88.
- [58] Kratochvil JA, Boyson WE, King DL. Photovoltaic array performance model. 2004. Report No.: SAND2004-3535, 919131. Disponible sur : <http://www.osti.gov/servlets/purl/919131-sca5ep>.
- [59] Rubio F, Martinez M, Coronado R, Pachon JL, Banda P. Deploying CPV power plants - ISFOC experiences. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference 2008.1-4.
- [60] Muller M, Deline C, Marion B, Kurtz S, Bosco N. Determining Outdoor CPV Cell Temperature. AIP Conference Proceedings 2011;1407:331-5.
- [61] Muller M, Kurtz S, Steiner M, Siefer G. Translating outdoor CPV I-V measurements to a CSTC power rating and the associated uncertainty. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2015;23:1557-71.

- [62] International Electrotechnical Commission (IEC). IEC 60904-5 - Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method. Disponible sur <https://standards.globalspec.com/std/1301801/IEC%2060904-5>.
- [63] Fernández EF, Rodrigo P, Almonacid F, Pérez-Higueras P. A method for estimating cell temperature at the maximum power point of a HCPV module under actual operating conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014;124:159-65.
- [64] Ju X, Vossier A, Wang Z, Dollet A, Flamant G. An improved temperature estimation method for solar cells operating at high concentrations. *Solar Energy* 2013;93:80-9.
- [65] Fernández EF, Almonacid F, Rodrigo P, Pérez-Higueras P. Calculation of the cell temperature of a high concentrator photovoltaic (HCPV) module: A study and comparison of different methods. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014;121:144-51.
- [66] Peharz G, Ferrer Rodríguez JP, Siefer G, Bett AW. A method for using CPV modules as temperature sensors and its application to rating procedures. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2011;95:2734-44.
- [67] Fernández E. F, Almonacid F, Rodrigo, P, Pérez-Higueras P. Calculation of cell temperature in a HCPV module using Voc. *Spanish Conference on Electron Devices* 2013.317-20.
- [68] Almonacid F, Pérez-Higueras PJ, Fernández EF, Rodrigo P. Relation between the cell temperature of a HCPV module and atmospheric parameters. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2012;105:322-7.
- [69] Hornung T, Steiner M, Nitz P. Estimation of the influence of Fresnel lens temperature on energy generation of a concentrator photovoltaic system. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2012;99:333-8.
- [70] PVSyst. Array Thermal losses. Disponible sur http://files.pvsyst.com/help/thermal_loss.htm. [Consulté le 07/05/2019]
- [71] T. Gerstmaier, M. Gomez, A. Gombert, A. Mermoud, T. Lejeune, F. Dimroth, S. Kurtz, G. Sala, A.W. Bett. Validation of the PVSyst Performance Model for the Concentrix CPV Technology. 7th International Conference On Concentrating Photovoltaic Systems (CPV-7), Las Vegas, Nevada, USA, 2011, pp. 366–369. Doi: 10.1063/1.3658363.
- [72] Rodrigo P, Fernández EF, Almonacid F, Pérez-Higueras PJ. Models for the electrical characterization of high concentration photovoltaic cells and modules: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;26:752-60.
- [73] García-Domingo B, Carmona CJ, Rivera-Rivas AJ, del Jesus MJ, Aguilera J. A differential evolution proposal for estimating the maximum power delivered by CPV modules under real outdoor conditions. *Expert Systems with Applications* 2015;42:5452-62.
- [74] Theristis M. Development of a spectral dependent electrical & thermal model for high concentrating photovoltaic (HCPV) receivers. Doctorat, Heriot-Watt University, 2016. Disponible sur <http://hdl.handle.net/10399/3177>.

- [75] Almonacid F, Fernandez EF, Mellit A, Kalogirou S. Review of techniques based on artificial neural networks for the electrical characterization of concentrator photovoltaic technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;75:938-53.
- [76] Christiana H, Stuart B. PVEducation - Short-Circuit Current. Disponible sur <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/short-circuit-current>. [Consulté le 16/05/2019].
- [77] Fernández EF, Montes-Romero J, de la Casa J, Rodrigo P, Almonacid F. Comparative study of methods for the extraction of concentrator photovoltaic module parameters. *Solar Energy* 2016;137:413-23.
- [78] Segev G, Mittelman G, Kribus A. Equivalent circuit models for triple-junction concentrator solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2012;98:57-65.
- [79] Nishioka K, Takamoto T, Agui T, Kaneiwa M, Uraoka Y, Fuyuki T. Evaluation of InGaP/InGaAs/Ge Triple-Junction Solar Cell under Concentrated Light by Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis. *Jpn J Appl Phys* 2004;43:882.
- [80] Nishioka K, Sueto T, Uchida M, Ota Y. Detailed Analysis of Temperature Characteristics of an InGaP/InGaAs/Ge Triple-Junction Solar Cell. *Journal of Elec Materi* 2010;39:704-8.
- [81] Or AB, Appelbaum J. Estimation of multi-junction solar cell parameters. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013;21:713-23.
- [82] Fernández EF, Siefer G, Almonacid F, Loureiro AJG, Pérez-Higueras P. A two subcell equivalent solar cell model for III-V triple junction solar cells under spectrum and temperature variations. *Solar Energy* 2013;92:221-9.
- [83] Fernández EF. Modelización y caracterización de células solares iii-v multiunión y de módulos de concentración. Doctorat, Universidade de Santiago de Compostela, 2012.
- [84] Ekins-Daukes N. J, Betts T. R, Kemmoku Y, Araki K, Lee H. S, Gottschalg R, Boreland M. B, Infield D. G, Yamaguchi M. Syracuse - a multi-junction concentrator system computer model. *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005.651-4.
- [85] Chan N. L. A, Young T. B, Brindley H. E, Ekins-Daukes N. J, Araki K, Kemmoku Y, Yamaguchi M. Validation of energy prediction method for a concentrator photovoltaic module in Toyohashi Japan. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2013; 21:1598-610.
- [86] Steiner M, Siefer G, Hornung T, Peharz G, Bett AW. YieldOpt, a model to predict the power output and energy yield for concentrating photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2015;23:385-97.
- [87] Steiner M, Siefer G, Bösch A, Hornung T, Bett AW. Realistic power output modeling of CPV modules. *AIP Conference Proceedings* 2012;1477:309-12.
- [88] Kinsey GS, Edmondson KM. Spectral response and energy output of concentrator multijunction solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2009; 17:279-88.
- [89] Kinsey GS, Stone K, Brown J, Garboushian V. Energy prediction of Amonix CPV solar power plants. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2011;19:794-6.
- [90] PVSyst. Disponible sur : <https://www.pvsyst.com/fr/>. [Consulté le 04/04/2019].

- [91] Gerstmaier T, Van Riesen S, Gombert A, Mermoud A, Lejeune T, Duminil E. Software Modeling of FLATCON© CPV Systems. AIP Conference Proceedings 2010; 1277:183-6.
- [92] PVSyst. Defining a concentrating system. Disponible sur http://files.pvsyst.com/help/concentrating_definition.htm.
- [93] ASTM. ASTM E2527-06, Standard Test Method for Rating Electrical Performance of Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Systems Under Natural Sunlight, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2006. Doi: 10.1520/E2527-06.
- [94] Muller M, Marion B, Rodriguez J, Kurtz S. Minimizing Variation In Outdoor CPV Power Ratings. AIP Conference Proceedings 2011; 1407:336-40.
- [95] García-Domingo B, Aguilera J, de la Casa J, Fuentes M. Modelling the influence of atmospheric conditions on the outdoor real performance of a CPV (Concentrated Photovoltaic) module. Energy 2014;70:239-50.
- [96] ASTM. ASTM E2527-09, Standard Test Method for Electrical Performance of Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Systems Under Natural Sunlight, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2009. Doi: 10.1520/E2527-09.
- [97] Fernández EF, Almonacid F, Mallick TK, Pérez-Higueras P. Analytical Modelling of High Concentrator Photovoltaic Modules Based on Atmospheric Parameters. International Journal of Photoenergy 2015;2015:8.
- [98] Osterwald CR. Translation of device performance measurements to reference conditions. Solar Cells 1986;18:269-79.
- [99] Evans DL. Simplified method for predicting photovoltaic array output. Solar Energy 1981;27:555-60.
- [100] NASA. MODIS Atmosphere Science Team. MOD08_M3 MODIS/Terra Aerosol Cloud Water Vapor Ozone Monthly L3 Global 1Deg CMG. 2015; Disponible sur: http://modaps.nascom.nasa.gov/services/about/products/c6/MOD08_M3.html. [Consulté le 06/05/2019].
- [101] Fernández EF, Almonacid F, Rodrigo P, Pérez-Higueras P. Model for the prediction of the maximum power of a high concentrator photovoltaic module. Solar Energy 2013;97:12-8.
- [102] L'institut National de l'Energie Solaire (INES). Disponible sur <http://www.ines-solaire.org>. [Consulté le 20/05/2019].
- [103] Climate-Data.org. Disponible sur : <https://fr.climate-data.org/europe/france>. [Consulté le 20/05/2019].
- [104] JRC's Directorate C, Energy, Transport and Climate - European Commission. PVGIS. Disponible sur <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Consulté le 20/05/2019].
- [105] Núñez R, Antón I, Askins S, Sala G, Domínguez C, Voarino P, Steiner M, Siefer G, Fucci R, Roca F, Minuto A, Morabito P. Spectral network based on component cells under the SOPHIA European project. AIP Conference Proceedings 2015;1679:030006.

-
- [106] Université de Corse Pasquale Paoli. PAGLIA ORBA. Disponible sur <https://www.universita.corsica/fr/recherche/plateforme-energetique-paglia-orba/>. [Consulté le 22/05/2019].
- [107] Urbasolar. Parc de la Chaux. Disponible sur <https://urbasolar.com/references/parc-de-la-chaux>. [Consulté le 23/05/2019].
- [108] HeliosLite. Disponible sur : <https://helioslite.com/index.aspx>. [Consulté le 27/05/2019].
- [109] Ritou A, Voarino P, Raccurt O. Does micro-scaling of CPV modules improve efficiency? A cell-to-module performance analysis. *Solar Energy* 2018;173:789-803.
- [110] Domínguez C, Jost N, Askins S, Victoria M, Antón I. A review of the promises and challenges of micro-concentrator photovoltaics. *AIP Conference Proceedings* 2017;1881:080003.
- [111] SMA. SUNNY TRIPOWER 5000TL - 12000TL. Disponible sur <https://www.sma.de/fr/produits/onduleurs-photovoltaiques/sunny-tripower-5000tl-12000tl.html>. [Consulté le 29/05/2019].
- [112] Kipp & Zonen. Sun Trackers. Disponible sur <https://www.kippzonen.com/ProductGroup/9/Sun-Trackers>. [Consulté le 28/05/2019].
- [113] Vaisala. Série de transmetteurs météorologiques WXT530. Disponible sur : <https://www.vaisala.com/fr/products/instruments-capteurs-et-autres-instruments-de-mesure/stations-meteorologiques-et-capteurs/wxt530>. [Consulté le 25/05/2019].
- [114] ABB. TRIO-20.0-TL, TRIO-27.6-TL - Triphasés (Onduleurs de chaînes). Disponible sur <https://new.abb.com/power-converters-inverters/fr/solar/onduleurs-de-chaines/triphases/trio-20-0kw-27-6kw>. [Consulté le 31/05/2019].
- [115] Thiesclima. Products. Disponible sur <https://www.thiesclima.com/en/Products/Miscellaneous-Devices-Weather-stations/>. [Consulté le 01/06/2019].
- [116] Fernández EF, Ferrer-Rodríguez JP, Almonacid F, Pérez-Higueras P. Current-voltage dynamics of multi-junction CPV modules under different irradiance levels. *Solar Energy* 2017;155:39-50.
- [117] Fernández EF, Almonacid F, Ruiz-Arias JA, Soria-Moya A. Analysis of the spectral variations on the performance of high concentrator photovoltaic modules operating under different real climate conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014;127:179-87.
- [118] Núñez Júdez R. Contributions to characterization, modeling and design of concentrator photovoltaic systems. Doctorat, E.T.S.I. Telecomunicación (UPM), 2016. Disponible sur : <http://oa.upm.es/43097/>.
- [119] Núñez R, Domínguez C, Askins S, Victoria M, Herrero R, Antón I, Sala G. Determination of spectral variations by means of component cells useful for CPV rating and design. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2016;24:663-79.

