



HAL
open science

Identification et détection de défauts dans les installations photovoltaïques

Abdelhadi Benzagmout

► **To cite this version:**

Abdelhadi Benzagmout. Identification et détection de défauts dans les installations photovoltaïques. Matériaux. Université de Perpignan, 2021. Français. NNT : 2021PERP0019 . tel-04418470

HAL Id: tel-04418470

<https://theses.hal.science/tel-04418470>

Submitted on 26 Jan 2024

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

Pour obtenir le grade de
Docteur

Délivré par
UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA

Préparée au sein de l'école doctorale
Energie Environnement ED 305
Et de l'unité de recherche
PROMES-CNRS UPR 5821

Spécialité : Sciences de l'ingénieur

Présentée par Abdelhadi BENZAGMOUT

**IDENTIFICATION ET DETECTION DE DEFAUTS DANS
LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES**

Soutenue le 25/06/2021 devant le jury composé de

M. Bruno ALLARD, Professeur, Ecole Centrale de Lyon	Président du jury
Mme. Anne MIGAN, Professeur, Université de Paris Sud	Rapporteur
M. Maxime DARNON, Professeur, Université de Sherbrooke	Rapporteur
Mme. Samira EL YACOUBI, Professeur, Université de Perpignan Via Domitia	Membre du jury
M. Philippe ALEXANDRE, Directeur Expertise, Etude & Innovation, ENGIE-Green	Invité
M. Thierry TALBERT, Maître de conférences, Université de Perpignan Via Domitia	Directeur de thèse
M. Olivier FRUCHIER, Maître de conférences, Université de Perpignan Via Domitia	Co-encadrant de thèse
M. Thierry MARTIRE, Maître de conférences, Université de Montpellier 2	Co-encadrant de thèse

Remerciements

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un projet de recherche cofinancé par la région Occitanie et l'entreprise ENGIE-Green. Ce travail a été effectué au sein du Laboratoire PROcédés, Matériaux et Energie Solaire (PROMES) et en collaboration avec l'Institut d'Electronique et des Systèmes (IES) de Montpellier.

Mes profonds remerciements de tout mon cœur vont à mes encadrants, M. Thierry TALBERT, M. Olivier FRUCHIER et M. Thierry MARTIRE, pour leur encadrement, encouragement et soutien durant toute la période que j'ai passée au sein de leurs équipes de recherche.

Je remercie également M. Philippe ALEXANDRE, Directeur Expertise, Etude et Innovation à ENGIE-Green pour son soutien et son implication dans le suivi de ces travaux de thèse.

Je remercie Mme. Carolina PENIN, M. Guilhem CUNY, M. Benoit POSTE et M. Nicolas GIRARD pour leur suivi, encadrement et leurs conseils au cours de ces travaux de thèse.

Je suis très honoré que Mme Anne MIGAN, Professeur à l'Université de Paris-Sud, et Mme Samira EL YACOUBI, Professeur à l'Université de Perpignan Via Domitia, et M. Maxime DARNON, professeur à l'Université de Sherbrooke, et M Bruno ALLARD, Professeur à l'Ecole centrale de Lyon, aient bien voulu porter leur attention bienveillante à ce travail en acceptant d'être membres du jury. Qu'ils soient assurés de mes sincères remerciements.

J'adresse aussi mes remerciements à M. Charles JOUBERT, Professeur à l'Université de Lyon 1, et M. Nadir IDIR, Professeur à l'Université de Lille, et M. David DEFOUR, Professeur à l'Université de Perpignan, pour leur suivi, leurs conseils et leur participation au Comité du Suivi Individuel de cette thèse.

Mes remerciements s'adressent également à l'ensemble des membres du laboratoire PROMES et particulièrement aux membres de l'équipe de recherche SEnSE pour leur accueil, leur bonne humeur et convivialité permettant de travailler dans les bonnes conditions.

Dédicace

Dédicace

A mon adorable mère qui a fait tant de sacrifices pour moi,

A mon cher père, mon idole et ma fierté,

A mon cher frère Younes pour son soutien permanent,

*A l'âme de mon grand-père Boujamaa OUASLAM (1935-2019) qui nous a quittés sans voir le jour de
cette modeste réussite,*

A ma très chère famille,

A mes chers amis qui s'y reconnaîtront,

*A toute personne qui m'a donnée de l'énergie positive et qui m'a inspiré dans mon parcours scolaire
et universitaire,*

Je dédie ce travail en guise de connaissance.

Table des matières

Remerciements	1
Dédicace	2
Table des matières	3
Liste des figures	9
Liste des tableaux	14
Introduction générale.....	16
1 Chapitre 1 : Contexte et problématique	19
1.1 Introduction.....	19
1.1.1 Contexte énergétique mondial.....	19
1.1.2 Contexte énergétique national	22
1.2 Technologie des cellules photovoltaïques	23
1.2.1 1ère génération : silicium cristallin	28
1.2.1.1 Le silicium monocristallin (Mono c-Si).....	28
1.2.1.2 Le silicium polycristallin (Multi c-Si)	29
1.2.2 2ème génération : couches minces.....	29
1.2.2.1 Le silicium amorphe (a-Si)	30
1.2.2.2 Tellure de cadmium (CdTe)	31
1.2.2.3 Cuivre-indium-diséléniure / cuivre-indium-gallium-sélénium (CIS/CIGS)	31
1.2.3 3ème génération	31
1.2.3.1 Cellule organique (OPV)	32
1.2.3.2 Cellule multi-jonction (Multi-j)	32
1.2.3.3 CPV (photovoltaïque concentré)	33
1.2.4 Comparaison des technologies	34
1.3 Architecture d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....	35
1.3.1 Module PV	35

Table des matières

1.3.2	String PV	35
1.3.3	Champ PV	35
1.3.4	Convertisseur.....	36
1.3.5	Topologie des systèmes PV	36
1.3.5.1	Topologie centrale.....	36
1.3.5.1.1	Onduleur central	36
1.3.5.1.2	Onduleur string	36
1.3.5.1.3	Onduleur multi-string.....	37
1.3.5.2	Topologie modulaire	37
1.3.5.2.1	Hacheur parallèle	37
1.3.5.2.2	Hacheur série	38
1.3.5.2.3	Onduleur individuel (micro-onduleur)	38
1.3.5.3	Comparaison des topologies	38
1.4	Qualification de la performance du PV	39
1.4.1	Indice de performance	39
1.4.2	L'impact des défauts sur la production	41
1.5	Défauts PV	41
1.5.1	Défauts de cellule	42
1.5.2	Défauts du module	42
1.5.3	Défauts du string	43
1.5.4	Autres défauts	44
1.6	Techniques de détection	44
1.6.1	Imagerie Infrarouge.....	44
1.6.2	Réflectométrie.....	45
1.6.3	Analyse de puissance.....	46
1.6.4	Analyse de la caractéristique courant-tension.....	47
1.7	Synthèse	48
1.8	Conclusion	50

Table des matières

2	Chapitre 2 : De la cellule au panneau, modélisation, simulation et expérimentation.....	52
2.1	Introduction.....	52
2.2	Modélisation.....	52
2.2.1	Modèle cellule	53
2.2.2	Modèle module	57
2.3	Simulation.....	60
2.3.1	Simulation en mode sain	61
2.3.2	Simulation en mode défaillant	65
2.3.2.1	Défaut de résistance série	65
2.3.2.2	Défaut de résistance shunt.....	66
2.3.2.3	Défaut de température	67
2.3.2.4	Défaut d'ombrage	68
2.3.2.5	Défaut de salissure	70
2.4	Système expérimental de caractérisation PROMES – Faible puissance.....	72
2.4.1	Traceur I-V	72
2.4.1.1	Circuit de puissance.....	73
2.4.1.2	Circuit de commande-Arduino	74
2.4.1.3	Interface Homme Machine-Raspberry	77
2.4.1.4	Interface graphique	78
2.4.2	Caractérisation expérimentale	79
2.4.2.1	Caractérisation du module sain.....	79
2.4.2.1.1	Sunmodule Plus SW285.....	79
2.4.2.1.2	XM460280 I+35	80
2.4.2.1.3	SPR-E20-435-COM.....	81
2.4.2.2	Caractérisation du module défaillant.....	82
2.4.2.2.1	Sunmodule Plus SW285.....	82
2.4.2.2.2	XM460280 I+35	85
2.4.2.2.3	SPR-E20-435-COM.....	86

Table des matières

2.5	Comparaison simulation/expérimentation	88
2.5.1	Mode sain	88
2.5.1.1	Sunmodule Plus SW285.....	88
2.5.1.2	XM460280 I+35	91
2.5.1.3	SPR-E20-435-COM	92
2.5.2	Mode défaillant	94
2.5.2.1	Ombrage partiel d'une seule cellule	94
2.5.2.2	Ombrage complet d'une seule cellule.....	95
2.5.2.3	Ombrage de trois cellules verticales	97
2.5.2.4	Ombrage de trois cellules horizontales.....	98
2.6	Modélisation inverse	100
2.7	Conclusion	104
3	Chapitre 3 : Du string au système, modélisation, simulation et expérimentation	105
3.1	Introduction.....	105
3.2	Modélisation.....	105
3.2.1	Modélisation du string	105
3.2.2	Modélisation du système complet	106
3.3	Simulation.....	106
3.3.1	Simulation en mode sain	109
3.3.1.1	String PV	109
3.3.1.2	Système PV	111
3.3.2	Simulation en mode défaillant	112
3.3.2.1	String PV	112
3.3.2.1.1	Défaut de résistance série	112
3.3.2.1.2	Défaut de résistance shunt	112
3.3.2.1.3	Défaut de température	113
3.3.2.1.4	Défaut d'ombrage	114
3.3.2.1.5	Défaut de salissure	114

Table des matières

3.3.2.2	Système PV	115
3.3.2.2.1	Défaut d'ombrage	115
3.3.2.2.2	Défaut de résistance série	116
3.3.2.2.3	Défaut de résistance shunt	118
3.3.3	Propagation du défaut.....	119
3.4	Système expérimental de caractérisation PROMES – Forte puissance.....	125
3.4.1	Installation de PROMES	125
3.4.2	Système de mesure	127
3.4.3	Caractérisation expérimentale	127
3.4.3.1	Caractérisation en mode sain.....	127
3.4.3.2	Caractérisation en mode défaillant.....	134
3.5	Système expérimental de caractérisation ENGIE.....	136
3.5.1	Installation de Rivesaltes-grid	136
3.5.2	Système de mesures.....	137
3.6	Modélisation inverse	140
3.7	Conclusion	141
4	Chapitre 4 : Identification et détection de défauts	142
4.1	Introduction.....	142
4.2	Détection et identification de défauts	142
4.2.1	Détection de défaut.....	142
4.2.1.1	Analyse de la signature I-V	142
4.2.1.2	Analyse de la puissance.....	144
4.2.2	Identification de défaut.....	145
4.3	Algorithme	146
4.4	Tests et résultats	150
4.4.1	Défaut de résistance série	150
4.4.2	Défaut de résistance shunt.....	152
4.4.3	Défaut de température	154

Table des matières

4.4.4	Défaut d'ombrage	155
4.4.5	Défaut de salissure	156
4.5	Discussion des résultats	158
4.5.1	Précision et incertitude	158
4.5.1.1	Incertitude du système de mesure.....	159
4.5.1.2	Erreur d'extrapolation.....	159
4.5.1.3	Incertitude de mesure d'éclairement et de température.....	160
4.5.1.3.1	Mesure d'éclairement	160
4.5.1.3.2	Mesure de température.....	160
4.5.1.4	Incertitude du modèle électrique	164
4.5.1.5	Erreur d'intégration.....	165
4.5.1.6	Seuil de détection.....	167
4.5.1.6.1	Défaut de résistance série.....	168
4.5.1.6.2	Défaut de résistance shunt	169
4.5.1.6.3	Défaut de température	170
4.5.1.6.4	Défaut d'ombrage	170
4.5.1.6.5	Défaut de salissure	171
4.5.1.6.6	Synthèse et comparaison	172
4.6	Version industrielle d'algorithme.....	175
4.6.1	La simultanéité des défauts.....	175
4.6.2	Reconstruction de la signature.....	177
4.7	Conclusion	180
	Conclusion générale	182
5	Annexe A : Protocole expérimental.....	185
	Références.....	192

Liste des figures

Figure 1.1: Consommation mondiale d'énergie par source	19
Figure 1.2: Consommation mondiale d'énergie primaire en ktep	20
Figure 1.3: Mix énergétique mondial	20
Figure 1.4: Les émissions de CO2 liées à l'énergie, 1990-2019	21
Figure 1.5: Production d'électricité en 2019	21
Figure 1.6: Evolution de la production d'électricité solaire photovoltaïque.....	23
Figure 1.7: Illustration de l'effet photovoltaïque [6].....	24
Figure 1.8: Les parts des technologies dans le marché du PV [7]	25
Figure 1.9: La réponse spectrale en fonction des longueurs d'ondes de différentes technologies	25
Figure 1.10: Dégradation des cellules photovoltaïques (NREL)	26
Figure 1.11: Evolution des performances des cellules photovoltaïques [8]	27
Figure 1.12: Les étapes de fabrication des cellules photovoltaïques de silicium [11]	28
Figure 1.13: Cellule de silicium monocristallin	28
Figure 1.14: Cellule de silicium polycristallin	29
Figure 1.15: Cellule en couche mince.....	30
Figure 1.16: Principe des cellules multi-jonction [21]	33
Figure 1.17: Systèmes de CPV: lentilles de Fresnel à gauche et miroirs à droite.....	33
Figure 1.18: Cellule/Module/String/Champ PV [23]	35
Figure 1.19: Configuration d'onduleur central [25]	36
Figure 1.20: Configuration d'onduleur string [25]	37
Figure 1.21: Configuration d'onduleur multi-string [25]	37
Figure 1.22: Topologie modulaire [25]	38
Figure 1.23: Chaîne de conversion d'énergie.....	40
Figure 1.24: Imagerie infrarouge.....	45
Figure 1.25: Réflectométrie [27]	46
Figure 1.26: Réponse temporelle du string.....	46
Figure 1.27: Processus de comparaison des puissances	47
Figure 1.28: Chronogramme d'identification de défauts [5].....	47
Figure 1.29: Signature I-V du module PV en mode saint et en mode défaillant.....	48
Figure 2.1: Différence entre le modèle énergétique et le modèle physique	53
Figure 2.2: Modèles de la cellule PV	54
Figure 2.3: Modèle électrique du module PV.....	57
Figure 2.4: Modèle de la cellule sous plecs.....	60

Liste des figures

Figure 2.5: Modèle de la cellule sous plecs avec la visualisation des courbes I-V et P-V.....	62
Figure 2.6: Modèle du module sous plecs avec la visualisation des courbes I-V et P-V	63
Figure 2.7: Visualisation de la courbe I-V et P-V de la cellule	63
Figure 2.8: Visualisation de la courbe I-V et P-V du module	64
Figure 2.9: Comparaison de signature I-V PLECS/SAM	64
Figure 2.10: Comparaison des signature P-V PLECS/SAM.....	65
Figure 2.11: Signature I-V défaut de résistance série	66
Figure 2.12: Signature I-V du défaut de résistance shunt	67
Figure 2.13: Signature I-V du défaut de température.....	68
Figure 2.14: Distance inter-rangées à respecter[53].....	69
Figure 2.15: Signature I-V du défaut d'ombrage	70
Figure 2.16: Signature I-V du défaut de salissure.....	71
Figure 2.17: Prototype du traceur I-V	73
Figure 2.18: Générateur de rampe.....	74
Figure 2.19: Réglages des deux tension du DAC	75
Figure 2.20: Allures des signaux $R2 \cdot V1$ et $R1 \cdot V2$	75
Figure 2.21: Signal résultant attaquant la grille du transistor.....	76
Figure 2.22: Processus de calcul des résistances	76
Figure 2.23: Nouvelle version du traceur I-V.....	77
Figure 2.24: Interface graphique du traceur I-V.....	78
Figure 2.25: Signature I-V en mode sain de sunmodule plus SW 285.....	80
Figure 2.26: Signature P-V en mode sain de sunmodule plus SW 285.....	80
Figure 2.27: Signature I-V en mode sain de XM460280 I+35	81
Figure 2.28: Signature P-V en mode sain de XM460280 I+35	81
Figure 2.29: Signature I-V en mode sain de SPR-E20-435-COM.....	82
Figure 2.30: Signature P-V en mode sain de SPR-E20-435-COM.....	82
Figure 2.31: Les cas d'ombrage de sunmodule plus SW 285	83
Figure 2.32: Signatures I-V de sunmodule plus SW285.....	84
Figure 2.33: Signatures P-V de sunmodule plus SW285.....	85
Figure 2.34: Signatures I-V de XM460280 I+35	85
Figure 2.35: Signatures P-V de XM460280 I+35	86
Figure 2.36: Configuration en parallèle et en chevauchement des cellules[67].....	87
Figure 2.37: Signatures I-V de SPR-E20-435-COM.....	87
Figure 2.38: Signatures P-V de SPR-E20-435-COM.....	88
Figure 2.39: Photo du module SPR-E20-435-COM.....	88

Liste des figures

Figure 2.40: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de Sunmodule plus SW 285 en mode sain	89
Figure 2.41: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de Sunmodule plus SW 285 en mode sain	89
Figure 2.42: Modèle électrique corrigé de Sunmodule Plus SW285.....	90
Figure 2.43: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de Sunmodule plus SW 285 après la correction	90
Figure 2.44: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de Sunmodule plus SW 285 après la correction	91
Figure 2.45: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de XM460280 I+35 en mode sain..	92
Figure 2.46: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de XM460280 I+35 en mode sain.	92
Figure 2.47: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de SPR-E20-435-COM en mode sain	93
Figure 2.48: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de SPR-E20-435-COM en mode sain	94
Figure 2.49: Modèle du défaut d'ombrage partiel d'une seule cellule.....	95
Figure 2.50: Comparaison simulation/mesure 1 cellule partiellement ombrée	95
Figure 2.51: Modèle du défaut d'ombrage complet d'une seule cellule	96
Figure 2.52: Comparaison simulation/mesure 1 cellule complètement ombrée	97
Figure 2.53: Modèle du défaut d'ombrage de 3 cellules verticales	97
Figure 2.54: Comparaison simulation/mesure d'ombrage de 3 cellules verticales	98
Figure 2.55: Modèle du défaut d'ombrage de 3 cellules horizontales.....	99
Figure 2.56: Comparaison simulation/mesure d'ombrage de 3 cellules horizontales.....	99
Figure 2.57: Les tangentes de la signature I-V	102
Figure 3.1: Modèle du string PV	105
Figure 3.2: Modèle du système PV.....	106
Figure 3.3: Modèle string à 1080 cellules sous plecs	107
Figure 3.4: Modèle du string globalisé sous plecs.....	108
Figure 3.5: Modèle système sous plecs.....	108
Figure 3.6: Profil journalier de l'éclairement.....	109
Figure 3.7: Signature I-V du string PV en mode sain.....	110
Figure 3.8: Signature P-V du string PV en mode sain	110
Figure 3.9: Evolution de puissance sur le bus DC.....	111
Figure 3.10: Signature I-V du défaut de résistance série-string	112
Figure 3.11: Signature I-V du défaut de résistance shunt-string.....	113

Liste des figures

Figure 3.12: Signature I-V du défaut de température-string	113
Figure 3.13: Signature I-V du défaut d'ombrage-string.....	114
Figure 3.14: Signature I-V du défaut de salissure-string	114
Figure 3.15: Evolution de puissance du système avec le défaut d'ombrage	115
Figure 3.16: Réaction du MPPT avec le défaut d'ombrage	116
Figure 3.17: Evolution de puissance du système avec le défaut de résistance série (faible valeur) ..	117
Figure 3.18: Evolution de puissance du système avec le défaut de résistance série (forte variation)	118
Figure 3.19: Evolution de puissance du système avec le défaut de résistance shunt	119
Figure 3.20: Installation PV de PROMES.....	125
Figure 3.21: Schéma électrique de l'installation PV de PROMES	126
Figure 3.22: Système de mesure installé dans la centrale PV PROMES	127
Figure 3.23: Symptômes de la délamination sur les modules.....	132
Figure 3.24: Installation de rivesaltes-grid	137
Figure 3.25: Emplacement des capteurs de mesure du système expérimental	137
Figure 3.26: Schéma du système de mesure.....	138
Figure 3.27: Emplacement des capteurs de courant et des sondes de tension.....	139
Figure 3.28: Prototype du circuit électronique de mesure	140
Figure 3.29: Processus de modélisation inverse	140
Figure 4.1: Schéma de principe et emplacement du système de mesures I-V	143
Figure 4.2: Evolution de la puissance maximale extraite par l'onduleur	144
Figure 4.3: Algorithme de détection et identification de défauts.....	149
Figure 4.4: Courbe de synthèse de variations de R_s	151
Figure 4.5: Courbe de synthèse de variations de R_{sh}	153
Figure 4.6: Courbe de synthèse de variations de température	154
Figure 4.7: Courbe de synthèse de variations d'ombrage	155
Figure 4.8: Courbe de synthèse de variations de salissure	157
Figure 4.9: La chaîne de mesure et de calcul	158
Figure 4.10: Extrapolation de la signature I-V	159
Figure 4.11: Schéma des réflexion du rayonnement	162
Figure 4.12: Comparaison mesure/simulation (modèle)	164
Figure 4.13: Régression de la signature I-V	165
Figure 4.14: Courbe de variation d'écart en fonction de variation de défaut	167
Figure 4.15: Répartition de la courbe Ecart-variation en zones.....	168
Figure 4.16: Ecart-variation du défaut de résistance série	169
Figure 4.17: Ecart-variation du défaut de résistance shunt.....	169

Liste des figures

Figure 4.18: Ecart-variation du défaut de température.....	170
Figure 4.19: Ecart-variation du défaut d'ombrage.....	171
Figure 4.20: Ecart-variation du défaut de salissure.....	172
Figure 4.21: Ecart-variation de l'ensemble des défauts.....	173
Figure 4.22: les courbes écart-variation sur les intervalles de correspondants de chaque défaut	174
Figure 4.23: Illustration des intervalles d'écart occupés par chaque défaut.....	174
Figure 4.24: Algorithme de détection des défauts simultanées.....	176
Figure 4.25: Partie de détection avec la fonction d'extrapolation.....	180
Figure 5.1: Nœuds de dérivation pour la mesure différentielle de tension.....	185
Figure 5.2: Points de dérivation pour la mesure de la tension.....	185
Figure 5.3: Plan électrique de l'ombrière A, B et C.....	186
Figure 5.4: Architecture de l'installation.....	187
Figure 5.5: Photo de l'ombrière et l'endroit de l'installation du système.....	188

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Les avantages et les inconvénients de la technologie silicium monocristallin.....	29
Tableau 1.2: Les avantages et les limites de la technologie silicium polycristallin	29
Tableau 1.3: Les avantages et les limites de la technologie couche-minces	30
Tableau 1.4: Comparaison des technologies CPV avec le PV c-Si[22].....	33
Tableau 1.5: Comparaison des technologies des cellules PV [7].....	34
Tableau 1.6: Comparaison des topologies	39
Tableau 1.7: Liste des défauts de cellule.....	42
Tableau 1.8: Liste des défauts du module.....	43
Tableau 1.9: Liste des défauts du string.....	44
Tableau 1.10: Comparaison des méthodes de détection [35]	50
Tableau 2.1: Paramètres du modèle électrique	54
Tableau 2.2: Relations de passage entre le modèle de la cellule et le modèle du module globalisé ...	59
Tableau 2.3: Caractéristiques et paramètres de Sun module plus SW 285	62
Tableau 2.4: Evaluation des écarts entre les donnée du fabricant et simulation	64
Tableau 2.5: Caractéristiques du transistor IXFN110N60P3	73
Tableau 2.6: Modules utilisés pour la caractérisation	79
Tableau 2.7 : Paramètres électriques de XM460280 I+35	91
Tableau 2.8: Paramètres électriques de SPR-E20-435-COM.....	93
Tableau 3.1 : Propagation des défauts sur les signatures I-V	120
Tableau 3.2: Les caractéristiques du module PEPV 210.....	126
Tableau 3.3 : Mesures expérimentales de l'installation PV de PROMES (1/3)	128
Tableau 3.4: Caractéristiques des modules du champ PV1	132
Tableau 3.5: Mesures expérimentales de l'installation PV de PROMES (2/3)	133
Tableau 3.6: Mesures expérimentales de l'installation PV de PROMES (3/3)	135
Tableau 3.7: Données techniques de l'installation de rivesaltes-grid (1/2).....	136
Tableau 3.8: Données techniques de l'installation de rivesaltes-grid (2/2).....	136
Tableau 3.9: Caractéristique du système de mesure	138
Tableau 4.1: Résultats d'algorithme du défaut de résistance série.....	152
Tableau 4.2: Résultats d'algorithme du défaut de résistance shunt.....	153
Tableau 4.3 Résultats d'algorithme du défaut de température	154
Tableau 4.4: Résultats d'algorithme du défaut d'ombrage.....	156
Tableau 4.5: Résultats de la détection du défaut de salissure.....	157
Tableau 4.6: Incertitudes du système de mesure	159

Liste des tableaux

Tableau 4.7: Erreurs d'extrapolation.....	160
Tableau 4.8: Exigences et tolérances des systèmes de mesures météorologiques.....	160
Tableau 4.9: Ecart et perte en puissance en fonction de variation	168
Tableau 4.10: Ecart-variation défaut de résistance série.....	168
Tableau 4.11: Ecart-variation défaut de résistance shunt	169
Tableau 4.12: Ecart-variation défaut de température	170
Tableau 4.13: Ecart-variation défaut d'ombrage	171
Tableau 4.14: Ecart-variation défaut de salissure	171
Tableau 4.15: Valeurs de variation déclenchant l'alarme de défaut pour le module.....	172
Tableau 4.16: Intervalles de variation-défauts.....	173
Tableau 4.17: Classification de défauts selon les écarts	175
Tableau 4.18: Modèles d'extrapolation	179

Introduction générale

La production d'énergie est un défi majeur pour les années à venir. En effet, les besoins en énergie des sociétés industrialisées ne cessent de croître d'une façon éclatante et les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. Aujourd'hui, la majeure partie de la production énergétique mondiale est basée sur les combustibles fossiles. La consommation de ces sources entraîne des émissions de gaz à effet de serre, dont la principale conséquence est le réchauffement climatique. Le danger supplémentaire est que la consommation excessive et irrationnelle de ces ressources naturelles épuise les réserves, mettant ainsi en péril la sécurité énergétique des générations futures.

Il s'avère que l'économie mondiale se trouve face à un challenge énergétique majeur consistant à maintenir l'approvisionnement en énergie tout en minimisant les émissions des gaz à effet de serre. En effet, une transition énergétique s'impose. Cette transition consiste à augmenter le taux des énergies renouvelables dans le mix énergétique. Parmi les sources d'énergies renouvelables existantes, l'énergie solaire constitue la source la plus abondante sur terre. Actuellement, la technologie photovoltaïque est considérée comme étant la technologie solaire la plus mature et la plus rentable.

L'électricité produite par le photovoltaïque reste pourtant onéreuse suite à de nombreux facteurs : les modifications du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque, le taux de disponibilité des centrales PV insuffisant, etc. Par conséquent, le retour sur investissement devient de plus en plus long. Afin d'optimiser le retour sur investissement, l'amélioration du système de supervision des installations PV peut être une solution pour limiter ses pertes de production et améliorer ses performances. Cette amélioration passe par l'intégration des dispositifs de détection et d'identification de défauts dans les systèmes de supervision.

Les techniques utilisées actuellement dans la détection de défauts peuvent être classées en deux catégories :

- Les systèmes de détection externe à l'installation (cette catégorie comprend les systèmes par réflectométrie et imagerie par infrarouge).
- Les systèmes électriques (on trouve dans cette catégorie la mesure de puissance et la caractérisation de la signature I-V).

La plupart des industriels utilisent aujourd'hui la méthode classique d'analyse énergétique pour faire la détection de défauts. Par conséquent, uniquement le défaut de déconnexion de l'installation photovoltaïque est géré en temps réel. Cette détection comprend également les défauts de déconnexion des transformateurs et des onduleurs. Tous les autres défauts (ombrage, salissure, point chaud, etc.), sont aussi gérés de point de vue énergétique, sauf que l'impact de ces défauts est vérifié

hors-ligne. Ainsi, le défaut est parfois détecté plusieurs jours après son apparition. Une solution possible est donc d'installer dans les installations PV, un système de mesure I-V permettant d'effectuer la détection en temps réel, que ce soit pour l'installation complète ou pour des zones particulières. Ce système de mesure électrique (un traceur IV par exemple) est inséré dans l'installation et muni d'un système adéquat de traitement d'information.

C'est dans cette optique que s'inscrivent les travaux de cette thèse qui vise à développer un système d'identification et de détection de défauts dans les installations photovoltaïques. Ce système comprendra à la fois un dispositif électronique de mesure et un outil logiciel de pilotage et de traitement d'information. L'objectif ultime de cette thèse, qui est l'identification et la détection de défauts, passe par plusieurs étapes que nous exposerons dans les quatre chapitres de ce manuscrit :

- Chapitre 1, « Contexte et problématique » présentera le contexte énergétique mondial et national, dans lequel s'inscrit notre problématique de recherche. Ensuite, un tour d'horizon a été fait pour mieux comprendre les différentes technologies des cellules photovoltaïques disponibles sur le marché. Une connaissance préalable du système photovoltaïque dont on veut améliorer les performances est indispensable. Pour cela, l'architecture du système PV est décrite, en présentant ses différentes topologies existantes. La méthode courante d'évaluation des performances des systèmes PV est basée sur l'examen de l'indice de performance, une description de cet indice a été faite en montrant également sa dégradation suite aux défauts du système PV. Ces défauts ont été présentés et classés. De même, les différentes techniques de détection de défauts ont été discutées et comparées. Le choix de la méthode d'analyse de la signature I-V a été conclu.
- Chapitre 2, « De la cellule au panneau, modélisation, simulation et expérimentation » présentera les éléments auxquels s'appuie l'analyse de la signature I-V. En effet, la mesure de la signature I-V nécessite la validation d'un certain nombre d'étape :
 - **Modélisation** : le développement d'un modèle fiable permettant de décrire le comportement de la cellule et du module en mode sain et en mode défaillant.
 - **Simulation** : la simulation du fonctionnement de la cellule et du module en mode sain et en mode défaillant est indispensable. En effet, les résultats des simulations ont permis de construire une base de données comportementale pour différents modes de fonctionnement.
 - **Plateforme d'expérimentation** : une validation expérimentale du modèle est requise. Un système de mesure a été développé pour réaliser des caractérisations expérimentales en fonctionnement sain et défaillant. Les résultats de ces caractérisations sont confrontés avec ceux de simulation pour valider les modèles électriques de la cellule et du module.

Introduction générale

- Chapitre 3, « Du string au système, modélisation, simulation et expérimentation » suivra la même méthodologie du deuxième chapitre. En effet, les travaux de modélisation, simulation et expérimentation seront étendus sur le string et le système PV.
- Chapitre 4, « Identification et détection de défauts » s'appuie sur les briques élémentaires développées aux chapitre 2 et chapitre 3 pour mettre en œuvre une solution d'identification et de détection de défauts. En effet, Les résultats de simulation des modèles de la cellule, du module, du string et du système PV, ont permis de développer un algorithme de détection et d'identification de défauts. Cet algorithme repose sur la comparaison de la signatures I-V estimée (simulation) avec celle mesurée (système de mesure) pour mener la détection de défaut. Quand une alerte de défaut est signalée, l'algorithme active le processus d'identification pour déterminer la nature du ou des défauts existants. L'algorithme a été testé et validé sur différents défauts. Ainsi que sa robustesse et précision ont été évaluées.

1 Chapitre 1 : Contexte et problématique

1.1 Introduction

1.1.1 Contexte énergétique mondial

Le 19^{ème} siècle a marqué un tournant historique, car ce dernier a été témoin d'une révolution industrielle qui a changé le modèle de la vie humaine. Cette révolution n'aurait pas été possible sans l'exploitation de toutes les ressources énergétiques disponibles sur la planète. Cette exploitation n'a cessé de croître de façon spectaculaire depuis cette époque (Figure 1.1). Sans parler de l'explosion démographique que le monde a connue et qui a suivi la fin de la seconde guerre mondiale. Tous ces facteurs ont conduit à une augmentation de la demande énergétique mondiale, ce qui fait que la question d'approvisionnement énergétique est devenue l'une des préoccupations majeures de la planète.

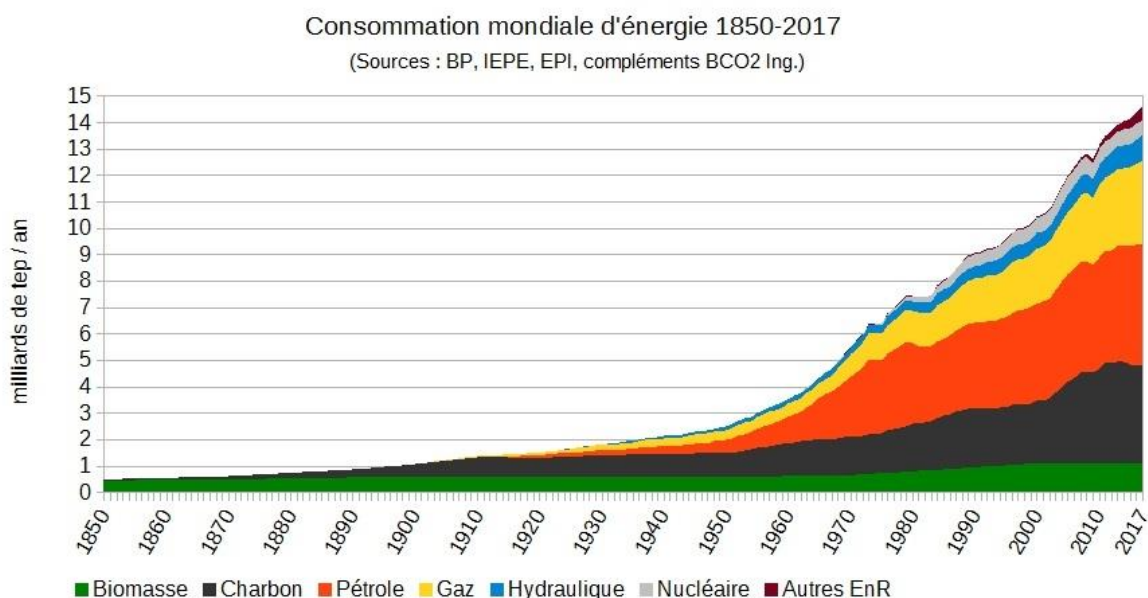


Figure 1.1: Consommation mondiale d'énergie par source

Sur les 20 dernières années, la consommation mondiale d'énergie est passée de 9 594 Mtep en 1998 à une consommation de 14 281 Mtep en 2018 [1] (Figure 1.2), ce qui revient à une multiplication par 1,5 (50% de croissance). A l'identique de cette comparaison, la consommation est passée de 7 013 Mtep en 1978 à 14 281 Mtep en 2018, la consommation a été multipliée fois 2. Cette tendance, si elle devrait se prolonger sur les 20 prochaines années, conduirait à plus que doubler la consommation énergétique mondiale dans l'horizon de 2050 par rapport aux chiffres atteints en 2018.

Source: IEA (2020). All rights reserved.

Consommation mondiale d'énergie primaire en ktep

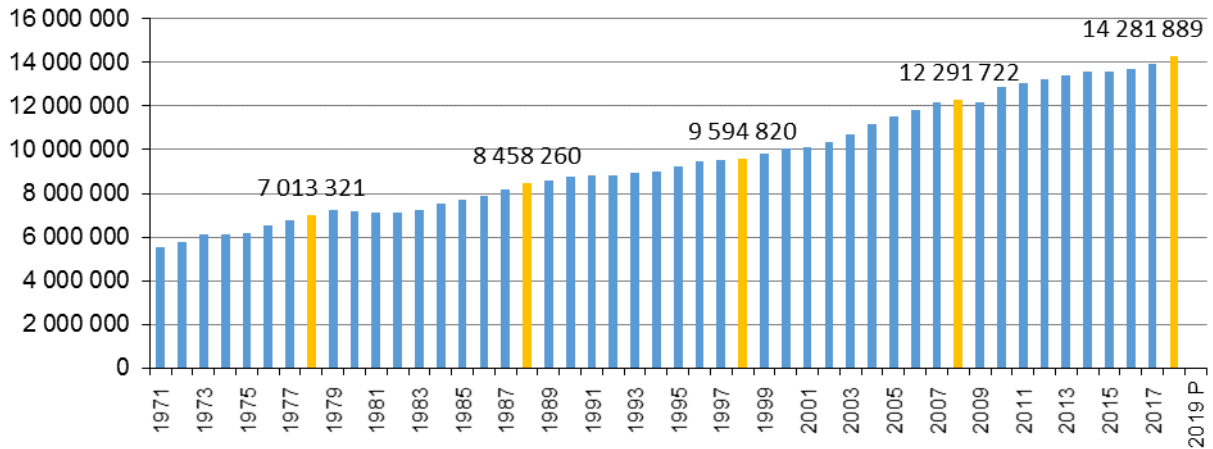
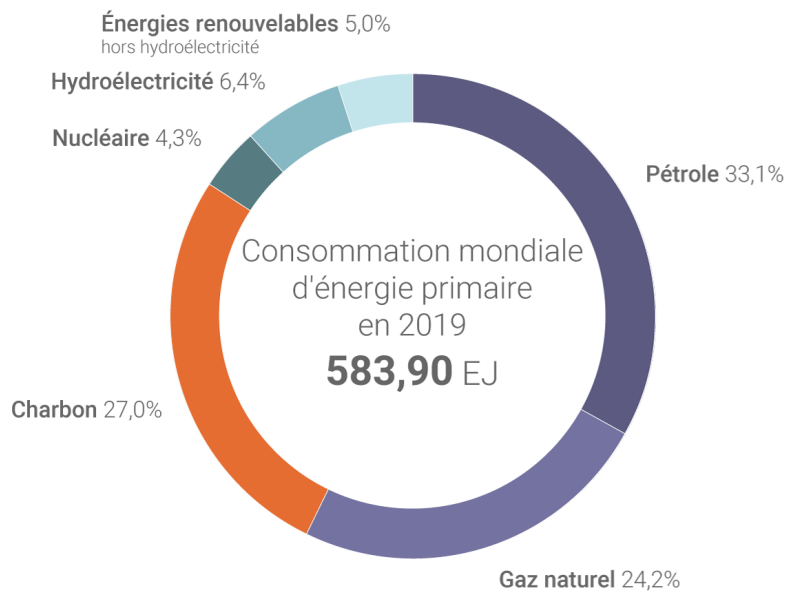


Figure 1.2: Consommation mondiale d'énergie primaire en ktep

A l'heure actuelle, les énergies fossiles constituent la principale source du mix énergétique mondial avec une part de 84,3% (contre 84,7% en 2018) [2] (Figure 1.3), Les ressources de ces énergies sont non-renouvelables. L'utilisation massive de ces ressources énergétiques contribue à plusieurs problèmes environnementaux tels que la pollution et le réchauffement climatique (Figure 1.4).



Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2020.

Figure 1.3: Mix énergétique mondial

Chapitre 1 : Contexte et problématique

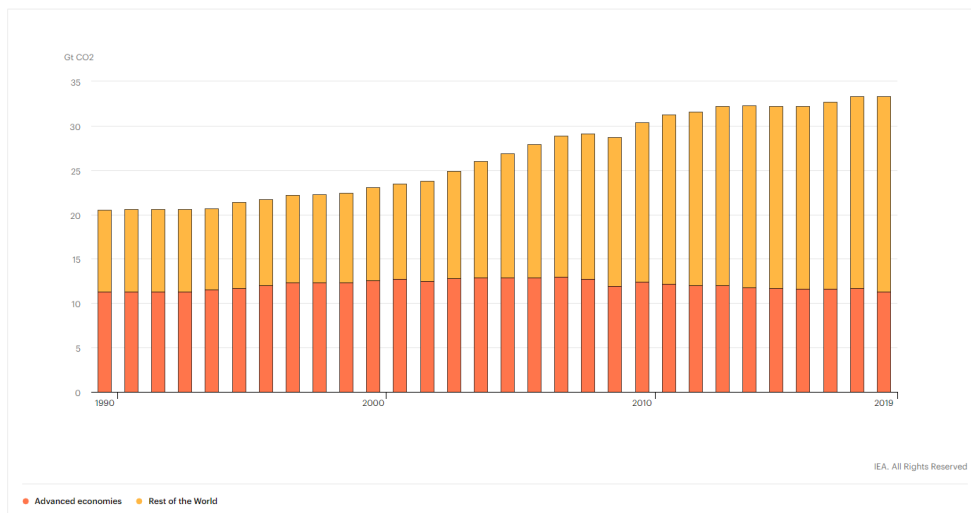


Figure 1.4: Les émissions de CO2 liées à l'énergie, 1990-2019

Deux problématiques se posent, la première concerne la sécurité énergétique et la seconde concerne la sécurité environnementale [3]. Ce qui a poussé les pays du monde et notamment la France à adopter une politique de transition énergétique. Cette transition consiste à réduire la demande en énergie, décarboniser la production énergétique et exploiter les énergies renouvelables.

L'électricité compte pour 16,6% de la consommation primaire d'énergie dans le monde en 2019. Pour que l'électrification puisse contribuer à la transition énergétique « bas carbone » au niveau mondial, la production électrique doit naturellement être elle-même décarbonée. Or, le charbon est toujours la principale source d'électricité dans le monde. Ce combustible a compté 36,4% de la production mondiale d'électricité en 2019 (Figure 1.5). Un recul de 2,8% par rapport à 2018 a été enregistré (38,2% en 2018), tandis que cette diminution reste loin des ambitions de la transition énergétique.

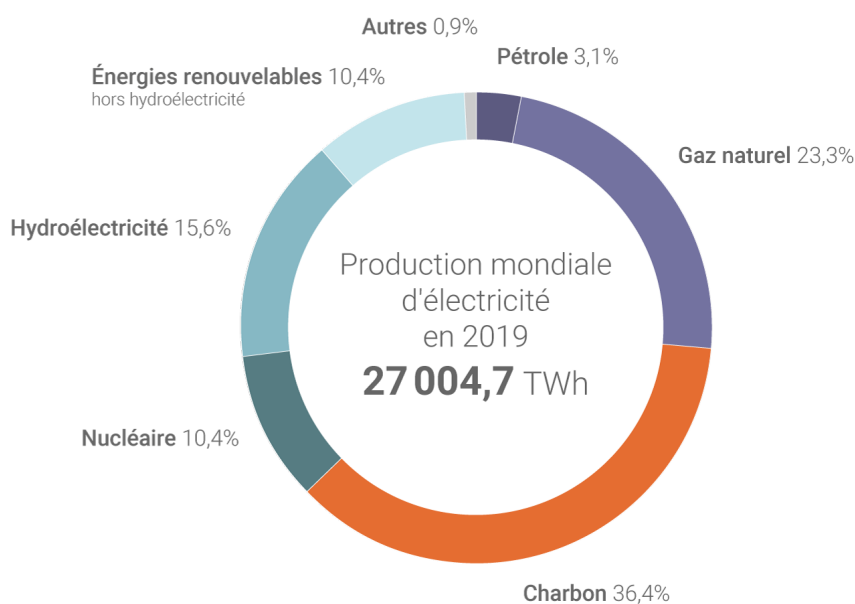


Figure 1.5: Production d'électricité en 2019

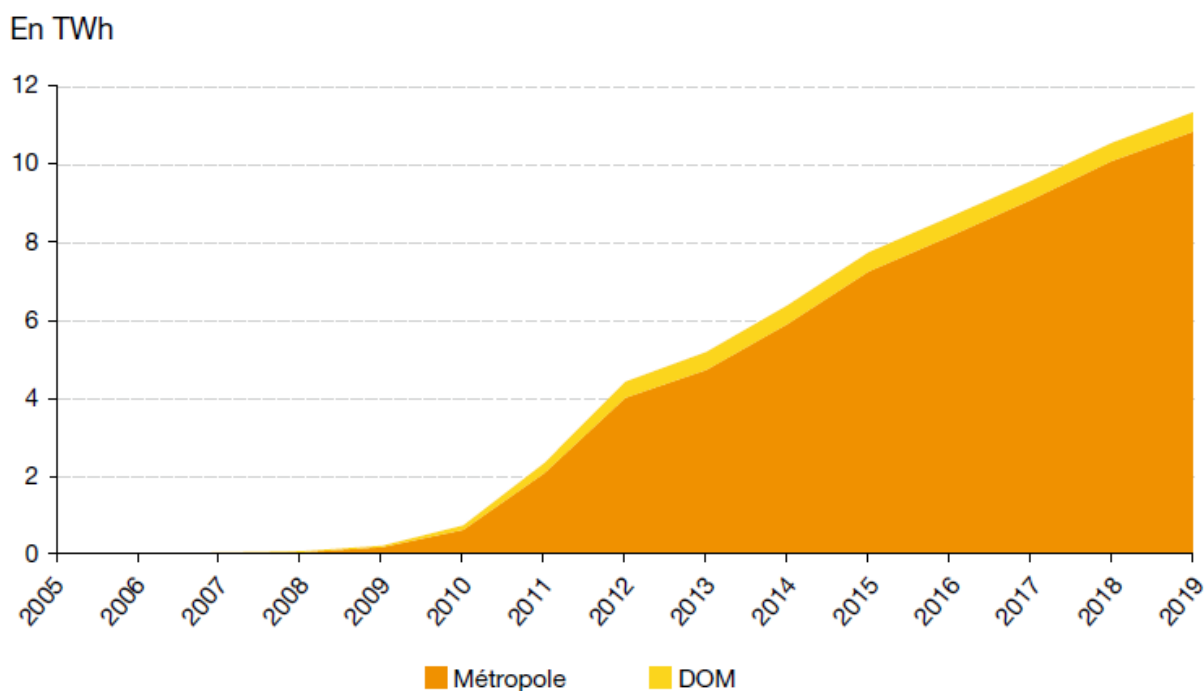
1.1.2 Contexte énergétique national

Les paquets Energie-Climat 2020 et 2030 signés par les états membres de l'Union Européenne ont établi une feuille de route pour réaliser la transition énergétique. Ces accords visent comme objectifs : la lutte contre le changement climatique, la réduction de la dépendance énergétique, la réduction des importations d'énergies fossiles. Ces accords ont également mis l'accent sur l'établissement de la croissance économique et de l'emploi en tant qu'objectif socio-économique.

La France s'est engagée dans la concrétisation de ces accords en inscrivant dans la loi en 2015 des objectifs à réaliser [4] :

- Réduction des émissions des gaz à effet de serre de 40% à l'horizon de 2030 par rapport à ceux de 1990, pour ensuite atteindre à l'horizon de 2050 une réduction de 200% (par rapport à 1990).
- Réduction de la consommation énergétique de 20% à l'horizon de 2030 et de 50% à l'horizon de 2050 par rapport à celle de 2012.
- Réduction des énergies fossiles dans le mix énergétique de 30% en 2030 par rapport à 2012.
- Renforcement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pour atteindre 23% à l'horizon de 2020 et 32% à l'horizon de 2030.
- Réduction de la consommation des bâtiments à l'horizon de 2050 suivant la norme « bâtiment basse consommation ».

L'énergie photovoltaïque est une réponse possible et prometteuse à cette transition. En effet, le marché du photovoltaïque dans le monde et particulièrement en France a connu une forte croissance depuis 2009 (Figure 1.6). En 2019, la production s'élève à 11,4 TWh (dont près de 0,5 TWh dans les DOM), enregistrant une hausse de 7,5% par rapport à 2018. Cela est dû à la conjonction de plusieurs facteurs parmi lesquels, la politique de transition énergétique et de subvention, la modification et la libéralisation des tarifs de rachat d'électricité et la baisse du coût de kWh des centrales photovoltaïques.



Source : SDES, d'après obligations d'achat, EDF, EDF-SEI et ELD

Figure 1.6: Evolution de la production d'électricité solaire photovoltaïque

Afin d'accompagner ce développement économique et cette transition énergétique, diverses recherches s'intéressent aujourd'hui à l'énergie photovoltaïque. Ces recherches visent principalement à améliorer les performances des installations photovoltaïques. Cette amélioration passe par l'intégration de fonctionnalités d'identification et détection de défauts dans les systèmes de supervision des centrales PV. Ce contexte a donné naissance au projet de ma thèse qui constitue à son tour une poursuite des travaux de thèse de M. BRESSAN Mickael « Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque » [5]. Mon travail a pour objectif de développer un système de détection de défauts dans les installations photovoltaïques. Ce système à développer doit aboutir à résoudre les problématiques suivantes :

- La détection : détecter l'existence du défaut dans une installation PV.
- L'identification : Identifier la nature du défaut (ombrage, salissure, résistance série, résistance shunt...).

1.2 Technologie des cellules photovoltaïques

La cellule PV est le composant le plus élémentaire du système PV, elle permet de transformer un rayonnement solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Cet effet découvert par le physicien Alexandre Edmond Becquerel en 1839, permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaire en énergie électrique par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

En effet, le matériau semi-conducteur comporte deux zones, une zone noté N et une zone noté P. La zone N possède un excès d'électrons dû à son dopage négatif et l'autre zone P possède un déficit d'électrons dû à son dopage positif. Lorsque les deux couches sont juxtaposées une jonction PN est formée, les électrons et les trous diffusent spontanément d'une zone à l'autre, créant ainsi une zone de déplétion et donnant naissance à un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P (Figure 1.7).

Lorsque la jonction PN est éclairée, les photons ayant une énergie égale ou supérieure au gap du matériau semi-conducteur communiquent leur énergie aux atomes en déplaçant les électrons de la bande de valence vers la bande de conduction tout en laissant des trous capables de se déplacer, engendrant ainsi des paires électron-trou.

En faisant connecter les bornes de la jonction PN nous obtenons une cellule photovoltaïque, lorsqu'on branche une charge aux bornes de cette cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous dans la zone P en traversant la charge électrique, le déplacement de ces charges représente le courant électrique et donnant naissance à une différence de potentiel. La cellule PV possède une caractéristique courant-tension similaire à la caractéristique de la diode au silicium classique avec, sous illumination, l'apparition d'un photo-courant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux.

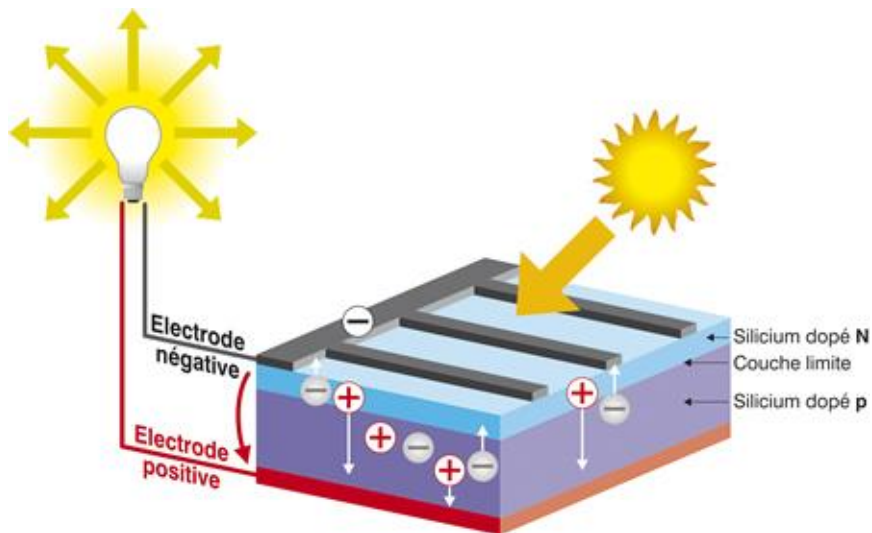


Figure 1.7: Illustration de l'effet photovoltaïque [6]

A l'heure actuelle, plusieurs cellules photovoltaïques sont commercialisées. Les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : séléniure de cuivre et séléniure d'indium ($\text{CuIn}(\text{Se})_2$ ou $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$), tellurure de cadmium (CdTe), etc. On distingue aujourd'hui trois générations technologiques des cellules : le silicium cristallin, les couches minces, les cellules organiques et multi-jonctions.

La technologie du silicium cristallin domine le marché du photovoltaïque aujourd’hui en occupant 93% (69% pour le polycristallin et 24% pour le monocristallin). (Figure 1.8).

Parts des technologies de cellules dans le marché mondial

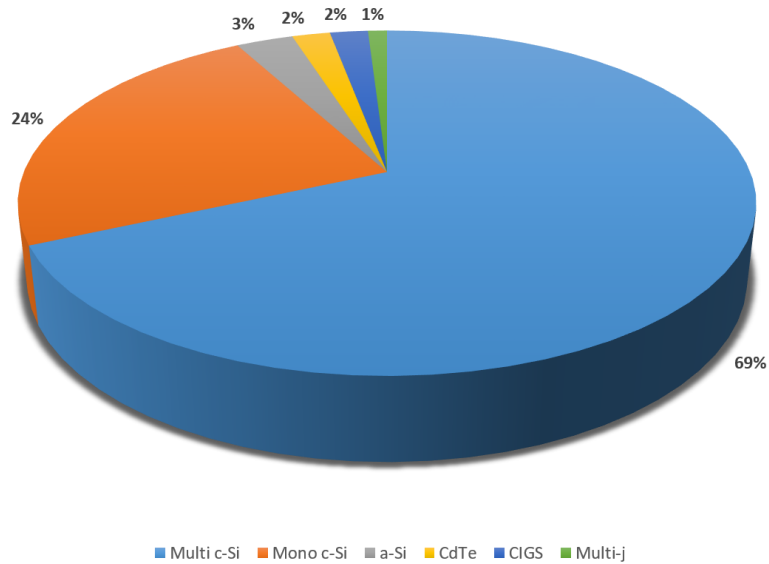
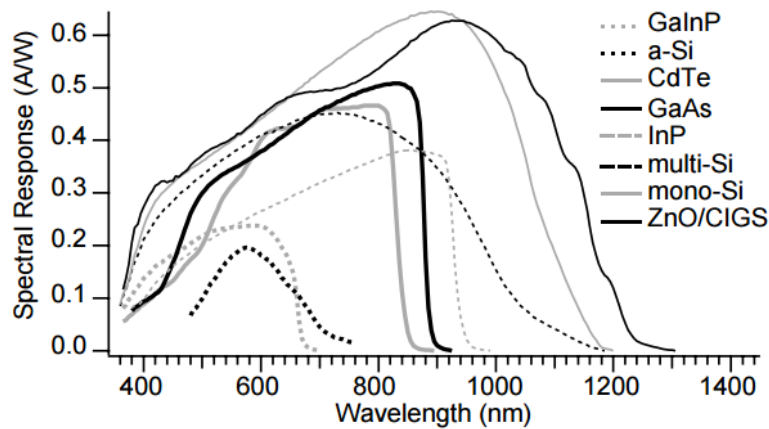


Figure 1.8: Les parts des technologies dans le marché du PV [7]

Le graphe ci-dessous (Figure 1.9) représente la réponse spectrale de plusieurs matériaux en fonction de la longueur d’onde. On constate que la technologie monocristalline et polycristalline couvre une bande plus large que celle du spectre visible, par contre les couches minces ont un spectre plus étroit à l’exception de la technologie CIGS.



source : NREL

Figure 1.9: La réponse spectrale en fonction des longueurs d’ondes de différentes technologies

La Figure 1.10 montrent que les cellules à couche minces se dégradent annuellement avec une moyenne de 1,5% plus que les cellules cristallines qui ont une dégradation annuelle de l’ordre de 0,7%.

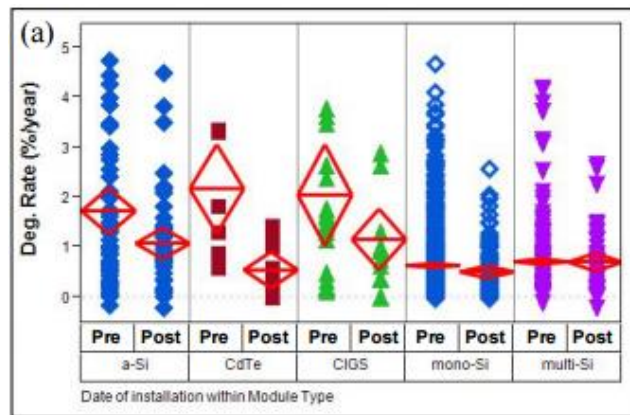


Figure 1.10: Dégradation des cellules photovoltaïques (NREL)

Malgré les efforts déployés par les laboratoires de recherche et les industriels, le rendement de la plupart des cellules photovoltaïques reste insatisfaisant. Cette contrainte pousse les laboratoires de recherche à continuer de développer et d'optimiser les rendements des cellules. La Figure 1.11 montre l'évolution des performances des cellules au cours des années.

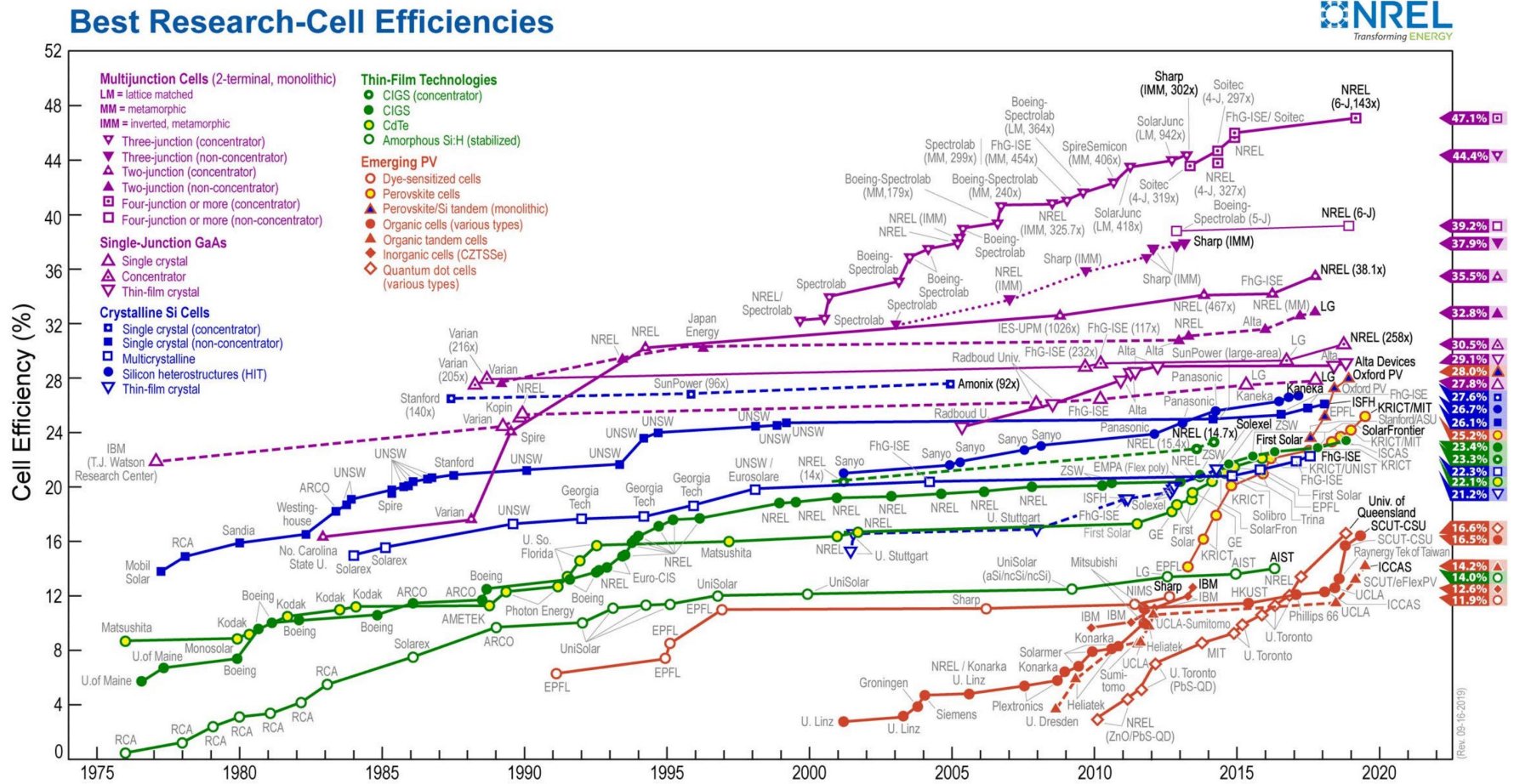


Figure 1.11: Evolution des performances des cellules photovoltaïques [8]

1.2.1 1ère génération : silicium cristallin

La filière du silicium cristallin (1^{ère} génération) est la plus dominante du marché mondial jusqu'à aujourd'hui. Le matériau utilisé par cette filière est le silicium, élément abondant et non toxique, ses propriétés de semi-conducteur font de lui le matériau privilégié pour la fabrication des composants électroniques. On distingue deux variétés de cette génération : silicium monocristallin ; silicium polycristallin. La différence entre les deux variétés est au niveau du processus de fabrication. En effet, Le silicium est fondu puis refroidi afin d'obtenir un cristal (lingot) qui sera découpé en fines tranches (les wafers), les tranches du silicium font des épaisseurs de 150 à 300 μm [9], les cellules photovoltaïques sont obtenues après "dopage" et traitement de surface (Figure 1.12). Cette méthode de production est très énergivore et donc très coûteuse [10]. Elle nécessite par ailleurs un silicium de grande pureté. Les cellules monocristallines nécessitent un temps de refroidissement plus lent que les cellules polycristallines.

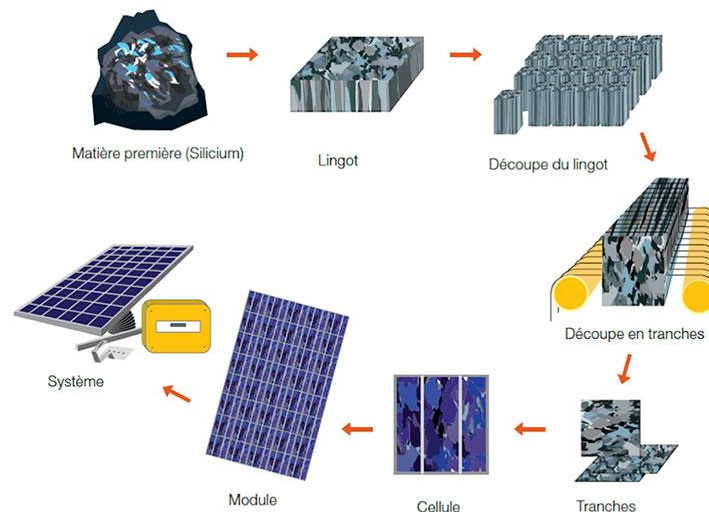


Figure 1.12: Les étapes de fabrication des cellules photovoltaïques de silicium [11]

1.2.1.1 Le silicium monocristallin (Mono c-Si)

Le silicium monocristallin est difficile à obtenir. En effet, il est caractérisé par son taux de pureté trop élevé (99,99999%) [12] ce qui nécessite plusieurs étapes de purification. Ses cellules sont constituées de cristaux très purs obtenus par un contrôle strict et progressif du refroidissement du silicium. Elles ont un aspect bleu uniforme (Figure 1.13). La technologie mono dispose d'un rendement très important mais son coût reste toujours élevé par rapport à la technologie poly (Tableau 1.1).



Figure 1.13: Cellule de silicium monocristallin

Tableau 1.1: Les avantages et les inconvénients de la technologie silicium monocristallin

Avantages	Inconvénients
Très bon rendement.	Rendement moins bon quand la température dépasse 25°C et quand la luminosité est faible.
Longue durée de vie.	Méthode de fabrication laborieuse et difficile, donc très chère.
	Coût des cellules est élevé car leur fabrication requiert beaucoup de silicium et d'énergie.

1.2.1.2 Le silicium polycristallin (Multi c-Si)

Les cellules en silicium polycristallin sont les plus commercialisées avec une part de marché de 69% (contre 24% pour le mono) grâce à leur bon rapport qualité-prix (Tableau 1.2). Ce genre de cellule est de couleur bleu comme le monocristallin, mais pas uniforme. On distingue plusieurs cristaux de tailles et d'orientations différentes (Figure 1.14).

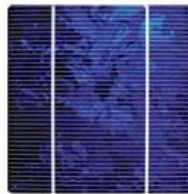


Figure 1.14: Cellule de silicium polycristallin

Tableau 1.2: Les avantages et les limites de la technologie silicium polycristallin

Avantages	Inconvénients
Bon rapport qualité-prix.	Rendement plus faible que celui des cellules monocristallin.
Durée de vie importante.	Rendement diminue quand la température dépasse 25°C et quand la luminosité est faible.
Plus simples à fabriquer et moins chères que les cellules au silicium monocristallin.	

1.2.2 2ème génération : couches minces

La maturité et la maîtrise de la première génération (silicium cristallin) a été démontrée sur le long terme grâce à l'abondance du silicium et les rendements élevés aboutis [13]. Cependant, le caractère énergivore de la production des cellules [13] de la première génération a poussé la recherche scientifique à développer des technologies alternatives, nécessitant peu ou pas de silicium. Ces technologies appelées de 2^{ème} génération (couches minces) ont vu le jour dans les années 1970. L'enjeu de développement de cette filière (couches minces) était de trouver un compromis entre la quantité du silicium utilisée et l'efficacité (Tableau 1.3). Les matériaux qui ont pu satisfaire cet enjeu sont les matériaux ayant un coefficient d'absorption plus élevé [13]. Parmi ces matériaux, on trouve : le silicium amorphe (a-Si) ; le diséléniure de cuivre indium (CIS), le tellure de cadmium (CdTe). Le principe de la

conversion photovoltaïque des cellules en couche minces reste pratiquement le même que celui de la première génération. Sauf que les cellules de la 2^{ème} génération possèdent une épaisseur beaucoup plus fine de 1 à 10 μm [14], ce qui permet d'avoir l'avantage de faire des dépôts de cellules sur des substrats souples et flexibles (Figure 1.15). Les premières applications commercialisées étaient les calculatrices solaires [13]. Les couches minces occupent aujourd'hui une part de 7 % du marché mondial.

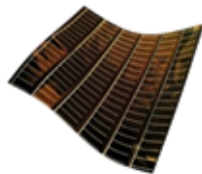


Figure 1.15: Cellule en couche mince

Tableau 1.3: Les avantages et les limites de la technologie couche-minces

Avantages	Inconvénients
Procédé de fabrication moins énergivore (ne nécessite pas de passer par l'étape de transformation du silicium en wafers).	Rendement faible.
Moins sensible aux fortes températures.	Durée de vie courte.
Fabrication de modules souples et flexibles.	Certains éléments toxiques lors de la fabrication (cadmium).
Moins de matériaux de base pour la fabrication (moins coûteux).	Forte dégradation.

1.2.2.1 Le silicium amorphe (a-Si)

Les cellules photovoltaïques en silicium amorphe sont obtenues par dépôts successifs de couches dopées et non dopées de silicium purifié en phase gazeuse [14]. Une des techniques les plus utilisées étant la PECVD (Dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma) [13], [14]. Dans le cas des couches minces, la couche de semi-conducteur est directement déposée sur un substrat à bas prix tel que du verre, de l'acier inoxydable ou du plastique [15].

La production de ce type de cellules est moins coûteuse que celle de 1^{ère} génération puisqu'elle consomme moins de matériaux semi-conducteurs et ne nécessite pas de passer par l'étape de transformation en « wafers » [10]. C'est le silicium amorphe que l'on trouve le plus souvent dans les produits de consommation comme les calculatrices, les montres, etc. [16].

Les cellules amorphes captent très bien la composante diffuse du rayonnement solaire. Elles sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Ce qui fait de ces cellules une très bonne alternative aux cellules de première génération sur des sites soumis à des contraintes d'ombrages sévères.

Chapitre 1 : Contexte et problématique

Le silicium amorphe est un matériau dit métastable (les propriétés sont stables ensuite) [16]. Ceci se traduit par des propriétés électriques meilleures au bout de quelques mois d'utilisation en extérieur qu'en sortie d'usine. Ce phénomène dit de « stabilisation » conduit parfois à des malentendus sur les performances annoncées par le fabricant.

1.2.2.2 Tellure de cadmium (CdTe)

Cette technologie a montré depuis son apparition une évolution ambitieuse, surtout pour son coût de fabrication très bas. Cependant, cette technologie souffre de divers problèmes [16] :

- La maîtrise des procédés industriels.
- La stabilité des performances.
- La rareté de l'élément de tellure (Te).
- La toxicité de l'élément du cadmium (Cd).

Le groupe Américain First Solar est le leader mondial de la technologie CdTe. Des modules PV commercialisés permettent aujourd'hui d'avoir un rendement de 18,3% (*First Solar Series 6 Plus™*) [17].

1.2.2.3 Cuivre-indium-diséléniure / cuivre-indium-gallium-sélénium (CIS/CIGS)

Cette technologie s'appuie sur un alliage de cuivre (Cu), indium (In) et sélénium (Se), auquel s'ajoute parfois du gallium (Ga). Ces deux variantes de technologie permettent une très bonne absorption de la lumière, mais les ressources en gallium sont limitées et l'indium est déjà très utilisé par les fabricants des écrans plats des télévisions.

Les cellules (CIS/CIGS) utilisent, comme les technologies au silicium (m-Si, p-Si, a-Si) et au CdTe, le principe de la jonction PN. Elles se démarquent des autres pour deux raisons :

- Le remplacement du silicium nécessitant des étapes de purification.
- La réduction de la quantité ou l'élimination du Cadmium toxique (pour certaines cellules le dépôt sous vide se fait sur une sous couche de sulfure de cadmium (CdS)).

1.2.3 3ème génération

La troisième génération vise à dépasser le rendement des cellules de 1^{ère} et de 2^{ème} génération, qui est d'environ 20%. Plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif :

- Cellules à électrons chauds produisant plus de paires d'électrons/trous pour des énergies supérieures à la bande d'énergie.
- Conversion des photons pour ajuster le spectre de la lumière solaire aux caractéristiques du semi-conducteur.

Chapitre 1 : Contexte et problématique

- Superposition de multiples cellules. Ce type de cellules est déjà commercialisé, mais principalement pour des applications spatiales.
- Cellules à concentration : concentration à partir d'un miroir parabolique ou d'une lentille de Fresnel (photovoltaïque à concentration).

1.2.3.1 Cellule organique (OPV)

L'émergence de cette technologie est associée à la découverte des propriétés semi-conductrices de quelques polymères (polyacétyle, polyaniline, etc.[18]) au début des années 2000 [14]. Ces cellules possèdent l'avantage de souplesse vu qu'elles sont partiellement ou complètement faites de plastique. Les polymères garantissent une technologie propre et facile à fabriquer. Leur choix comme matériaux de base a permis aux industriels de n'avoir recours pour l'ensemble de l'ingénierie de fabrication (du substrat à la capsule protectrice) qu'à un seul et unique processus peu coûteux. Cette technologie possède un atout environnemental car les matières de fabrication pourraient être issues des déchets recyclés.

Les principaux obstacles de cette technologie sont :

- Un faible rendement (environ 11,1% au laboratoire) [13].
- Une durée de vie courte (environ 1000 heures) [19].

1.2.3.2 Cellule multi-jonction (Multi-j)

Aujourd'hui, la plupart des cellules photovoltaïques sont constituées d'une simple jonction PN. Dans cette jonction, seuls les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la bande interdite du matériau (notée E_g en eV) sont capables de créer des paires électron-trou. En d'autres termes, la réponse spectrale d'une cellule simple jonction est limitée. Seule la proportion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile.

D'autre part, même si l'énergie des photons est suffisante, la probabilité de rencontrer un électron est faible. Ainsi, la plupart des photons traversent le matériau sans avoir transféré leur énergie. Les cellules multi-jonction constituent une solution pour limiter ces pertes. Cette technologie consiste à superposer des couches minces des semi-conducteurs traitées de manière à absorber des rayons solaires spécifiques, une couche peut par exemple absorber la lumière bleue, une autre absorbe la lumière verte (Figure 1.16). Les couches empilées possèdent des gaps décroissants. Le grand avantage de cette technologie c'est qu'il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très élevés et qui peuvent dépasser 40% [20].

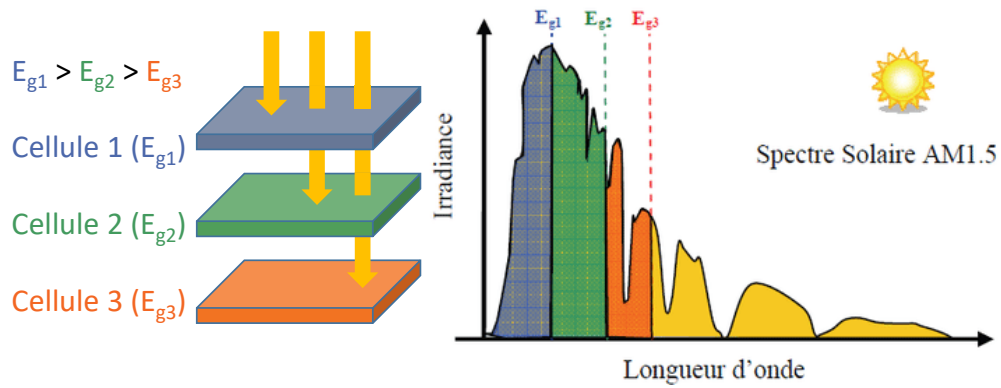


Figure 1.16: Principe des cellules multi-jonction [21]

1.2.3.3 CPV (photovoltaïque concentré)

Le CPV est souvent considéré comme technologie différente aux autres, alors qu'en vérité, c'est plutôt un concept, car, dans cette technologie appelée CPV (photovoltaïque concentré), les cellules en silicium et en multi-jonction sont utilisées. Le CPV consiste à concentrer la lumière provenant du soleil sur la surface de la cellule ayant de faibles dimensions par rapport aux cellules utilisées sans concentration. La concentration de la lumière se fait par des miroirs paraboliques ou des lentilles de Fresnel (Figure 1.17). Le rapport de concentration de la lumière sur la surface de la cellule s'exprime en unité dite « soleil » ; il représente le coefficient de multiplication de l'énergie incidente du soleil. On distingue deux catégories de concentration (Tableau 1.4) :

- Faible concentration LCPV (*Low Concentration Photovoltaic*).
- Haute concentration HCPV (*High Concentration Photovoltaic*).



Figure 1.17: Systèmes de CPV: lentilles de Fresnel à gauche et miroirs à droite

Tableau 1.4: Comparaison des technologies CPV avec le PV c-Si[22]

	PV	LCPV	HCPV
Rendement module	20%	20%	>30%
Tracker	-	1 axe	2 axes
Rayonnement capté	Global	Direct & une partie du diffus	Direct

Chapitre 1 : Contexte et problématique

1.2.4 Comparaison des technologies

Le Tableau 1.5 présente une comparaison entre les différentes technologies :

Tableau 1.5: Comparaison des technologies des cellules PV [7]

	1 ^{ère} génération		2 ^{ème} génération			3 ^{ème} génération		
	Monocristallin	Polycristallin	CdTe	CIS/CIGS	a-Si	Organique	Multi-jonction	CPV
Rendement du module en laboratoire (%)	26,1-27,6	22,8	22,1	23,3-23,4	14	17,4-28	39,2-47,7	-
Rendement du module (%)	12-20	11-15	7-13	9-14	5-9	-	30	-
Durée de vie (ans)	25-30	25-30	25-30	25-30	25-30	5	+25	-
Prix (US \$ /W _c)	0,26-0,45	0,21-0,29	1-1,5	1-1,15	0,5-1,5	0,55	+300	-
Part du marché (%)	24	69	2	2	3	Au stade de la recherche	<1	-
Utilisation	civile		civile			civile	spatiale	civile
Niveau de développement	Technologie mature		Technologie en plein industrialisation			Au stade de la recherche	Au stade de la recherche	Au stade de la recherche
Sensibilité à la température	Forte		Faible			-	-	Forte, nécessité d'un système d'évacuation de la chaleur résiduelle
Flexibilité	Rigide		Flexible			Flexible	Rigide	Rigide
Sensibilité aux rayonnements	Sensible au direct Moins sensible au diffus		Sensible au direct Sensible au diffus			Sensible au direct Sensible au diffus	-	-
Courbe de dégradation	0,7%/an		1,5%/an			-	-	-

1.3 Architecture d'un système photovoltaïque connecté au réseau

L'énergie photovoltaïque est produite à partir du rayonnement solaire par des cellules. Cette énergie est produite grâce à l'effet photovoltaïque, elle passe par plusieurs étapes en traversant divers composants et équipements avant d'être arrivée aux consommateurs. L'objectif de cette partie est de définir les composants du système PV et de décrire leurs fonctionnements.

1.3.1 Module PV

Le module photovoltaïque est un circuit électrique souvent appelé photo-générateur ou panneau, constitué d'un assemblage de plusieurs cellules photovoltaïques. Cette association peut être une association série-parallèle ou série. La dernière est la plus utilisée parce qu'elle permet d'avoir à la sortie du module des valeurs de tension plus pratique, en passant par exemple d'une tension unitaire de cellule de 0,6 V à une tension de sortie du module de 40V.

Derrière les panneaux photovoltaïques on trouve des boîtiers de connexion pour interconnecter les modules entre eux, dans ces boîtes se trouvent les diodes by-pass. Ces dernières jouent un rôle très important afin de protéger les modules contre certains défauts que nous allons traiter dans la partie 1.5.2. On distingue deux type de module PV : module normal et module sous concentration (CPV).

1.3.2 String PV

Le string photovoltaïque, appelé également chaîne PV, désigne une association de plusieurs modules en série afin de générer une tension suffisante et adaptée à la tension de l'onduleur.

1.3.3 Champ PV

A l'identique de l'association en série des modules qui permet de monter en tension, nous faisons l'association en parallèle des strings afin de monter en courant et adapter sa valeur à la plage d'entrée de l'onduleur. Cette association des strings en parallèle est appelée champ photovoltaïque (Figure 1.18).

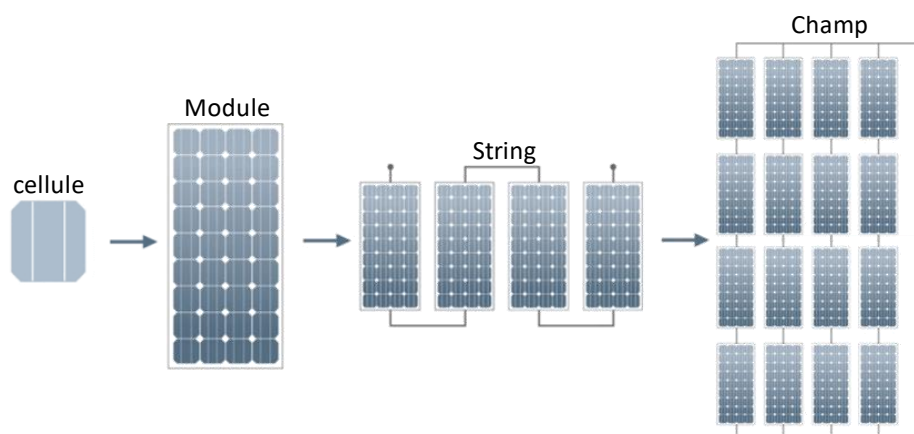


Figure 1.18: Cellule/Module/String/Champ PV [23]

1.3.4 Convertisseur

Convertisseur appelé également onduleur, désigne le convertisseur DC/AC. Ce groupe se compose en réalité de deux blocs :

- Convertisseur DC/DC qui permet d'extraire la puissance maximale que peut fournir le module, string ou champ PV. Ce convertisseur est équipé d'une partie de commande appelée MPPT (Maximum Power Point Tracker).
- Convertisseur DC/AC qui permet de convertir la puissance DC extraite par le convertisseur DC/DC en puissance AC adaptée en tension, en phase et en fréquence avec le réseau électrique où elle sera injectée.

1.3.5 Topologie des systèmes PV

La connexion des panneaux PV avec l'onduleur peut se faire par plusieurs manières, Plusieurs topologies de connexion existent. Ces topologies peuvent être classés en deux catégories : centrale et modulaire.

1.3.5.1 Topologie centrale

1.3.5.1.1 Onduleur central

Cette configuration est la plus classique et la plus ancienne, tout le champ PV (>10kW) [24] est connecté à un seul onduleur central (Figure 1.19). Cette configuration est plus simple à installer et moins coûteuse. Cette configuration présente des limites en terme de performance. Par exemple si les performances d'un panneau ont diminué à cause d'une défaillance, tout le champ est exploité à un point de puissance qui n'est pas forcément l'optimal. S'ajoutent à cela les inconvénients liés à la maintenance, car la maintenance du système PV nécessite souvent la mise hors tension. Cette déconnexion du réseau amène à une perte de production totale.

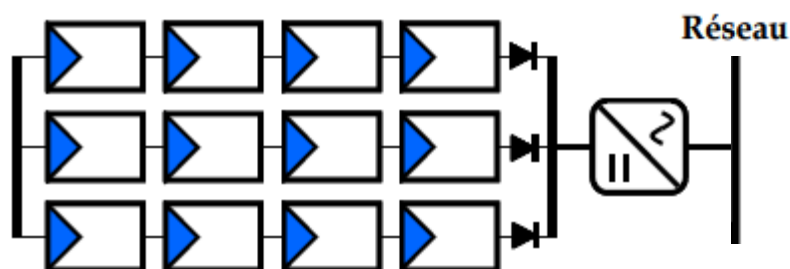


Figure 1.19: Configuration d'onduleur central [25]

1.3.5.1.2 Onduleur string

Contrairement à la topologie « onduleur central », la topologie onduleur string consiste à mettre un onduleur par string (Figure 1.20). Cela permet d'avoir plusieurs MPPT sur le champ PV. Par conséquent, chaque string (3-5kW) [26] fonctionne à son propre point de puissance optimal. L'avantage de cette

configuration, est l'amélioration de la continuité de service. Si un incident arrive au premier string, les équipes de maintenance peuvent intervenir sur le string et le mettre hors tension pendant que les autres strings continueront à injecter la puissance sur le réseau. Cette topologie offre aussi la possibilité d'extension de l'installation contrairement à l'onduleur central. Cependant, le coût de l'installation augmente et les rendements des onduleurs deviennent médiocres quand la ressource solaire est diffuse [27].

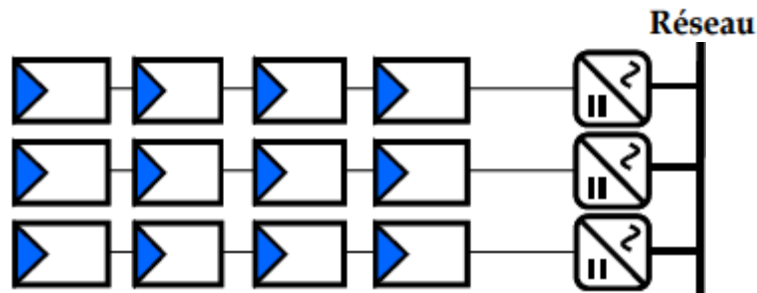


Figure 1.20: Configuration d'onduleur string [25]

1.3.5.1.3 Onduleur multi-string

La topologie multi-string se présente comme solution médiane entre les deux topologies : onduleur central et onduleur string. Cette topologie garde l'avantage de faire fonctionner les strings (5kW) d'une façon optimale [26], car un MPPT est utilisé par string (Figure 1.21). En même temps, le coût de l'installation est moins cher que celui de la topologie string (un seul onduleur est utilisé). En contrepartie, l'évolutivité et la continuité de services sont réduites. Et les différents strings doivent avoir des tensions identiques pour éviter les courants inverses dus aux déséquilibres des tensions.

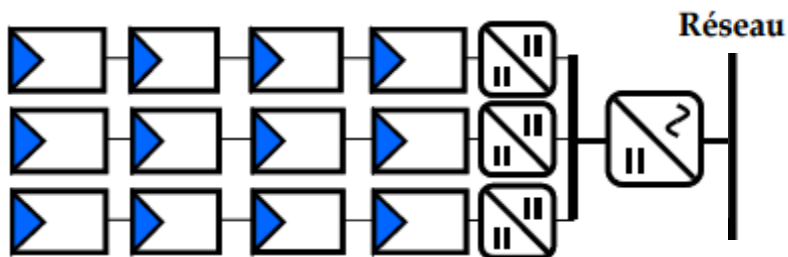


Figure 1.21: Configuration d'onduleur multi-string [25]

1.3.5.2 Topologie modulaire

1.3.5.2.1 Hacheur parallèle

La topologie « hacheur parallèle » est une évolution de la topologie multi-string, car, au lieu de mettre un hacheur par string, les hacheurs sont connectés directement sur les modules PV (Figure 1.22). Cette version de topologie garde tous les avantages de la topologie multi-string, tout en améliorant la discrétisation du MPPT. Cette discrétisation permet d'améliorer le monitoring de l'installation et une détection de défauts plus efficace et plus rapide. L'inconvénient de cette topologie est le grand rapport

d'élévation de la tension de sortie du module PV et la tension d'injection au réseau (exemple 400 V en basse tension). Quand un rapport de plus de 8 est nécessaire, le passage par des structures isolées ou convertisseurs en cascades est indispensable [19].

1.3.5.2.2 Hacheur série

Une solution possible pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs de la topologie « hacheur parallèle » consiste à mettre la sortie des hacheurs en série (Figure 1.22). Cette disposition permet de former une tension résultante des hacheurs en série adaptée à la tension d'entrée de l'onduleur, sans avoir recours à des rapport d'élévation plus élevés. En plus, l'avantage de la discrétisation du MPPT est conservé. Cependant, la mise en série des hacheurs complique les lois de commande et le dimensionnement de la structure [19].

1.3.5.2.3 Onduleur individuel (micro-onduleur)

La topologie micro-onduleur consiste à installer un onduleur par panneau (Figure 1.22). Cette topologie parfois appelée « module AC » offrent l'optimisation la plus satisfaisante de la puissance extraite, car, chaque module opère au point optimal de puissance. De plus, les pertes dues aux défauts de mismatch entre les modules en série et les défauts de déconnexion sont éliminées. Cependant, le coût de l'installation est plus cher.

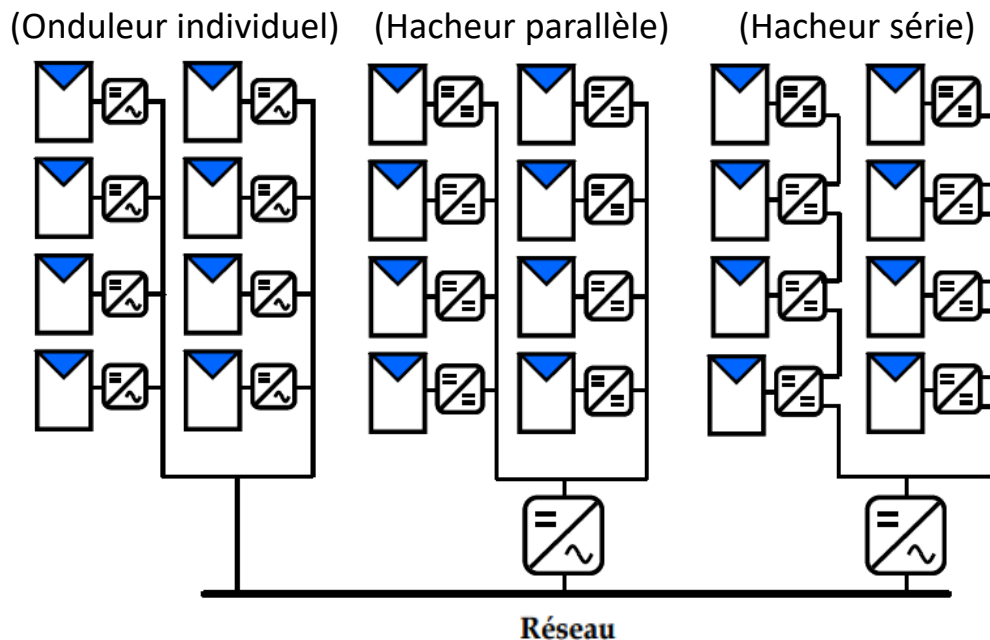


Figure 1.22: Topologie modulaire [25]

1.3.5.3 Comparaison des topologies

Les différentes topologies présentées ci-dessus possèdent des avantages et des inconvénients. Le Tableau 1.6 présente une synthèse de comparaison de ces topologies.

Tableau 1.6: Comparaison des topologies

Configuration	Avantages	Inconvénients
Onduleur central	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Moins chère. ✓ Simple à surveiller. ✓ Maintenance simple et rapide. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Un seul MPPT pour tous le champ. ✗ Pertes et risque électrique (puissance élevée). ✗ Non extensible. ✗ Continuité de service.
Onduleur string	<ul style="list-style-type: none"> ✓ MPPT sur chaque string : amélioration du contrôle de puissance maximale. ✓ Performance meilleure que l'onduleur central en cas d'ombrage ou de salissure. ✓ Continuité de service (panne d'un onduleur n'engendre pas l'arrêt total de l'installation). ✓ Structure extensible. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Configuration coûteuse. ✗ Pertes par couplage série des modules d'un même string. ✗ Mauvais rendement pour les faibles puissances des modules.
Onduleur multi-string	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Plusieurs MPPT. ✓ Réduction du coût par rapport à l'onduleur string. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Pas de continuité en cas de panne de l'onduleur. ✗ Non extensible.
Hacheur parallèle	<ul style="list-style-type: none"> ✓ MPPT sur chaque module : parfaite extraction de puissance. ✓ Amélioration de la disponibilité de l'installation. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Pas de continuité en cas de panne de l'onduleur. ✗ Non extensible. ✗ Electronique de puissance à gérer.
Hacheur série	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Parfaite extraction de puissance. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Pas de continuité en cas de panne de l'onduleur. ✗ Non extensible. ✗ Commande complexe des convertisseurs.
Onduleur individuel (micro-onduleur)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pas de câblage en DC. ✓ Parfaite extraction de puissance maximale. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Configuration très chère. ✗ Configuration encombrante, difficile à piloter.

1.4 Qualification de la performance du PV

1.4.1 Indice de performance

La performance du système PV englobe la performance et le rendement de tous les éléments de la chaîne de conversion d'énergie. En effet, il existe plusieurs façons pour évaluer la performance d'une installation PV. L'approche la plus courante est l'utilisation de l'indice de performance proposé par la

directive Européenne « Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants Document B » [28] et la norme IEC 61724 [29]. La chaîne de conversion d'énergie est illustrée dans la Figure 1.23.

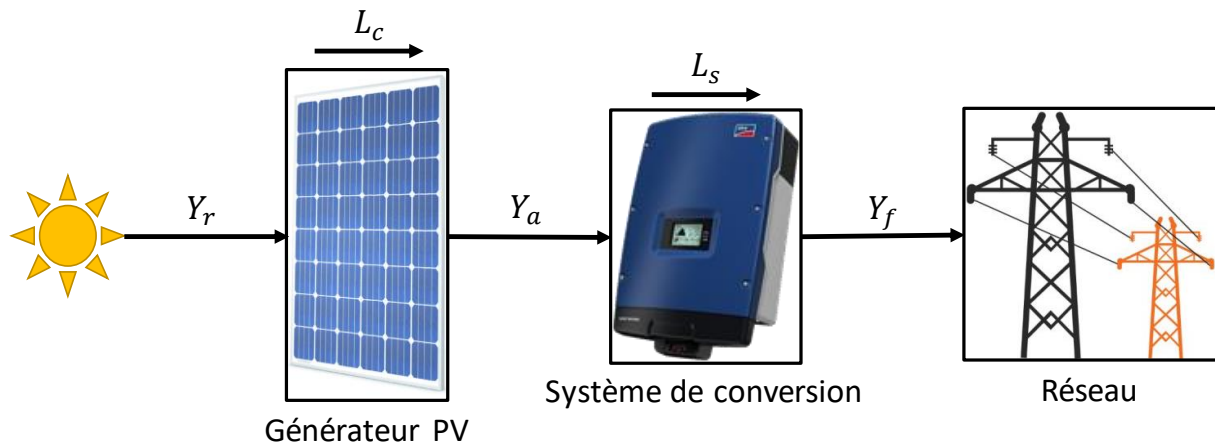


Figure 1.23: Chaîne de conversion d'énergie

Y_r : productible de référence (kWh/kW/jour).

Y_a : productible du champ (kWh/kW/jour).

Y_f : productible final (kWh/kW/jour).

L_c : pertes de captation.

L_s : pertes du système.

L'indice de performance « R_p » est le rapport entre le productible final « Y_f » réellement injecté dans le réseau pendant une durée donnée (jour, mois ou année) et le productible de référence « Y_r » reçu par le générateur PV pendant la même période considérée.

$$R_p = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1)$$

Cet indice représente un facteur crucial dans l'évaluation de la performance des installations photovoltaïques, parce qu'il permet de se renseigner à la fois sur la production de l'installation, son efficacité et son état de santé. L'indice de performance est toujours plus petit que 1 à cause des pertes de la chaîne de conversion. Ces pertes peuvent être classées en deux niveaux :

- Pertes de captation du générateur (L_c) : les pertes au niveau du générateur PV qui sont dues aux facteurs suivants :
 - Température élevée.
 - Captation non optimale d'éclairement.
 - Vieillesse des panneaux.
 - Pertes joules dans les câbles.

- Pertes du système de conversion (L_s) : les pertes au niveau du système de conversion DC/AC, ces pertes sont dues aux facteurs suivants :
 - o Erreur de MPPT.
 - o Pertes joules dans les composants d'électroniques de puissance.
 - o Pertes joules dans les câbles.

$$Y_r = Y_f + L_c + L_s \quad (2)$$

1.4.2 L'impact des défauts sur la production

Comme nous venons de le voir sur la partie précédente, la chaîne de conversion d'énergie comprend de nombreuses pertes à différentes échelles. Ces pertes sont indépendantes de l'état de fonctionnement des panneaux PV. Tandis que, en cas de fonctionnement défaillant d'autres pertes s'ajoutent en provoquant une baisse d'indice de performance [30], [31], [32], voire même l'indisponibilité du système pour certains défauts. Les pertes annuelles dues aux défauts PV peuvent atteindre 18,9% [33].

Afin d'améliorer la performance et la disponibilité des installations photovoltaïques, le développement d'un outil de détection de défauts est indispensable aujourd'hui. Cet outil permettra de détecter et d'identifier les défauts afin de les diagnostiquer dans le minimum de temps, ceci pour de réduire leur impact sur l'indice de performance et la disponibilité du système.

1.5 Défauts PV

Nous avons présenté dans la partie 1.3 les différents constituants d'un système photovoltaïque raccordé au réseau. Dans cette partie, nous allons présenter les différents défauts et anomalies associés à ce système.

Au cours de son fonctionnement, le système photovoltaïque peut être soumis à différents défauts et contraintes de fonctionnement défaillant. Les éventuels défauts peuvent être de différentes natures : externe (ombrage, salissure, etc.) ; interne (Résistance série, résistance shunt, etc.). Ces défauts peuvent atteindre différentes échelles (cellule, module, string, etc.), ils sont donc classés en quatre catégories :

- Défauts de cellule.
- Défauts de module.
- Défauts du string.
- Autres défauts.

1.5.1 Défauts de cellule

La cellule PV représentant l'élément de base du système PV. Elle est confrontée à plusieurs contraintes de fonctionnement défailant. Les défauts que peut subir la cellule peuvent être d'origine physique (matériau). On distingue dans cette première catégorie les défauts de : résistance série, résistance shunt, délamination, etc. D'autres défaut peuvent voir leurs origines dans les conditions de fonctionnement externes : défaut d'ombrage, défaut de salissure, etc. Le Tableau 1.7 présente la liste des défauts de cellule les plus connus.

Tableau 1.7: Liste des défauts de cellule

Défaut	Causes	Conséquences
Résistance série	Oxydation ou dégradation des contacts métalliques (électrodes)	Détérioration du facteur de forme
Résistance shunt	Dégradation ou vieillissement de la jonction PN, Problèmes d'isolation entre les deux électrodes	Détérioration du facteur de forme
Température	Echauffement de la cellule	Diminution de la tension du circuit ouvert
Ombrage	Occultation de la cellule par un objet	Diminution du courant de court-circuit
Salissure	Poussière, tâches	Diminution du courant de court-circuit
Court-circuit	Problème d'isolation entre les électrodes (très fréquent pour les cellules en couches minces)	Perte totale de la puissance
Délamination	Dégradation de la couche antireflet	Détérioration du facteur de forme et échauffement de cellules
Snail-trail	humidité	*
Fissure	Problème de fabrication, contrainte thermique ou mécanique sévère	Perte d'étanchéité et diminution de la résistance shunt

(*) : Jusqu'à présent, rien ne prouve que ce phénomène affecte la production [5], [34].

1.5.2 Défauts du module

En passant de la cellule au module PV, tous les défauts cités de la cellule peuvent être observés au niveau du module. Or, d'autres défauts sont spécifiques au module. Ces défauts concernent en particulier les défauts de diode by-pass et les défauts de connexion du module. En effet, les diodes by-pass jouent le rôle de protection des cellules contre les risques du point-chaud. Cependant, leur dysfonctionnement entraîne l'apparition d'autres défauts (diode-by passe ouverte, court-circuité...). Lorsque le module PV est mal connecté, celui-ci peut se retrouver en mode défailant (module court-circuité, inversé...). Le Tableau 1.8 présente les défauts propres au module.

Tableau 1.8: Liste des défauts du module

Défaut	Causes	Conséquences
Court-circuit	Mise en contact des bornes du module	Perte totale de la puissance
Module shunté	Faux contacts entre les bornes du module	Détérioration du facteur de forme
Module Inversé	Faute d'installation du module	Fonctionnement du module dans le quadrant ($I < 0$; $V > 0$)
Diode by-pass court-circuitée	Diode détruite suite à un courant fort	Perte partielle de puissance (exemple : 1/3 de puissance pour un panneau à 3 diodes)
Diode by-pass déconnectée	Diode détruite ou défaut de fabrication	Risque des points chauds suite aux défauts d'ombrage
Diode by-pass inversée	Inversion de la diode lors du fabrication du module	Activation de la diode et perte partielle de puissance (exemple : 1/3 de puissance pour un panneau à 3 diodes)
Diode by-pass en impédance	Diode en fuite (apparition des courants de fuites dans les diodes)	Détérioration du facteur de forme (effet similaire du défaut de résistance shunt)

1.5.3 Défauts du string

Dans le string PV, une association de plusieurs modules en série est réalisée, cette association peut entraîner l'apparition de nouveaux défauts qui s'ajoutent à ceux de la cellule et du module. En effet, les modules mis en série peuvent avoir des caractéristiques inhomogènes. Cette inhomogénéité appelée défaut « mismatch » impacte le fonctionnement du string (activation des diodes by-pass, détérioration du facteur de forme, etc.). Le défaut mismatch peut être dû à plusieurs facteurs : imperfection de fabrication ; vieillissement et dégradation des modules d'une façon non-identique ; la soumission des modules aux défauts destructifs (conduisant aux changements des caractéristiques). La connexion entre les modules se fait par des câbles, ces derniers peuvent présenter une résistance non-nulle ce qui conduira à l'apparition du défaut de connectique dont les symptômes sont similaires au défaut de résistance série.

Les strings PV connectés en parallèle pour former un champ PV peuvent avoir des tensions différentes. Le string qui possède la faible tension va basculer en mode récepteur et absorber un courant inverse. Afin d'éviter ce problème, des diodes anti-retour sont connectées en tête de chaque string pour empêcher la présence des courants inverses. Ces diodes comme pour les diodes by-pass peuvent être la cause de certains défauts (diode anti-retour court-circuité, déconnectée, etc.) (Tableau 1.9).

Tableau 1.9: Liste des défauts du string

Défaut	Causes	Conséquences
Mismatch	Incohérence des paramètres des différents modules	Détérioration du facteur de forme, activation des diodes by-pass
Connectique	Augmentation de la résistance des câbles connectant les différents modules	Détérioration du facteur de forme (effet similaire du défaut de résistance série)
Déconnexion	Rupture des connexions	Perte totale de la puissance
Diode anti-retour court-circuitée	Diode détruite suite à un courant fort	Risque de déséquilibre des tension des string et absorption de courant inverse
Diode anti-retour déconnectée	Diode détruite	Perte totale de la puissance du string
Diode anti-retour inversée	Inversion de la diode au moment d'installation du string	Perte totale de puissance et absorption de courant inverse
Diode anti-retour en impédance	Diode en fuite	Déséquilibre des tension des string et absorption de courant inverse

1.5.4 Autres défauts

La liste des défauts susceptibles d'apparaître dans un système PV est largement vaste. Il est donc très difficile de les identifier et de les classer. Pour cela, nous avons pensée à appeler cette catégorie de défauts « autre ». On compte dans cette catégorie les défauts suivant :

- Arc : le défaut d'arc électrique est assez répandu et peut entraîner l'endommagement du système complètement ou partiellement.
- Terre : On entend par défaut de terre les dysfonctionnements du système PV qui engendre l'apparition des courant de fuite entre les différents composants du système PV et la terre.

1.6 Techniques de détection

Il existe plusieurs techniques de détection de défauts, certaines sont exploitées (Imagerie infrarouge, Analyse énergétique...), d'autres sont au stade de recherche et développement (Réflectométrie, Intelligence artificielle...).

1.6.1 Imagerie Infrarouge

La méthode d'imagerie infrarouge repose sur l'utilisation des images thermiques pour détecter les éventuels défauts dans une installation PV. En effet, chaque composant du système PV émet un rayonnement infrarouge sur une plage de longueur d'onde, ce rayonnement dépend essentiellement de la température du composant. Par conséquent, l'examen de la distribution de la température peut fournir des informations sur l'état de fonctionnement du système PV. Si par exemple un défaut du point chaud est survenu dans une cellule, celle-ci voit sa température monter (Figure 1.24).

La méthode d'imagerie infrarouge permet de détecter différents types de défauts :

- Des cellules endommagées suite à une surchauffe.
- Des connectiques défectueuses au niveau de la boîte de jonction.
- Les points chauds.
- Conduction des diodes by-pass.
- Les diodes by-pass défectueuses.
- Craquement des cellules.
- Diodes anti-retour défectueuses.
- Fusibles.

La méthode d'imagerie infrarouge offre l'avantage de faire la détection de défauts sans interrompre la production du système PV. En revanche, cette méthode ne peut être appliquée qu'à la présence d'un certain nombre de condition [5], [35]:

- Système PV en production.
- Rayonnement solaire stable (pas de nuages) et élevé ($>600\text{W}/\text{m}^2$).
- Température ambiante stable.
- Vitesse du vent faible.
- Angle d'observation favorable (entre 5° et 60°).

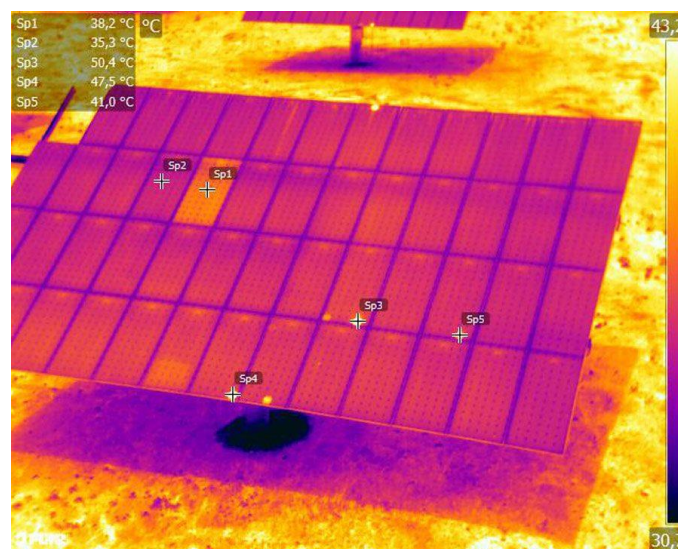


Figure 1.24: Imagerie infrarouge

1.6.2 Réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode électrique, son principe est similaire à celui du radar. En effet, un signal (échelon ou impulsion) est envoyé dans un string PV (Figure 1.25), lorsqu'un défaut est présent sur le string (discontinuité, court-circuit ou impédance), une partie du signal est renvoyée

vers la source (générateur de fonction). L'analyse de cette réponse permet de tirer des informations sur la nature du défaut ainsi que sa position.

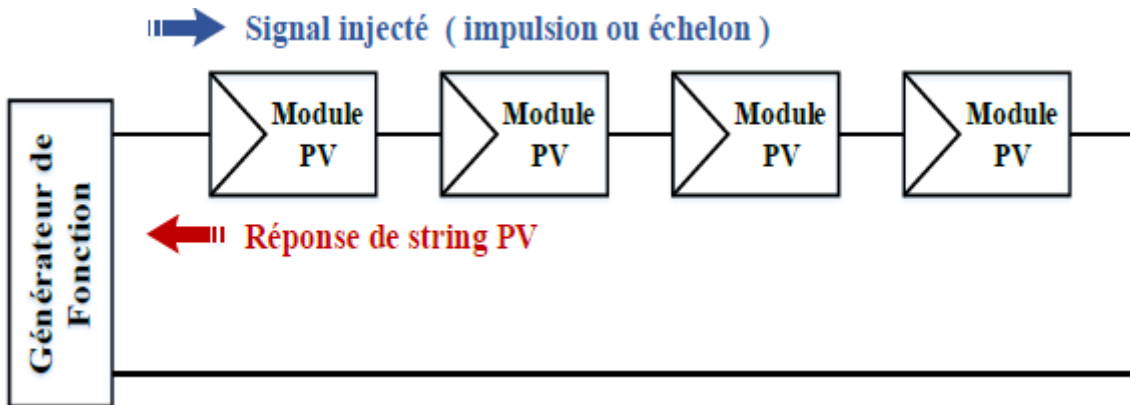


Figure 1.25: Réflectométrie [27]

Selon la réponse obtenue le défaut est identifié (Figure 1.25). Ensuite, l'amplitude et le retard de la réponse sont évalués afin de localiser l'emplacement du défaut. L'avantage de cette méthode est sa capacité à localiser les défauts suivant [5], [36], [37] :

- Court-circuit.
- Circuit ouvert.
- Augmentation de l'impédance de la connectique.

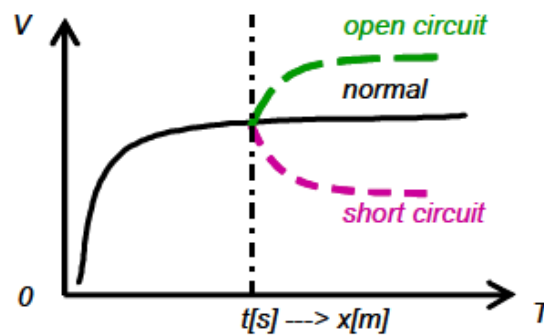


Figure 1.26: Réponse temporelle du string

1.6.3 Analyse de puissance

La méthode d'analyse de la puissance est une méthode de détection de défauts en temps réel [38]. Elle repose sur la comparaison à chaque instant de la puissance maximale prédictible estimée à partir des données météorologiques avec la puissance fournie effectivement.

La première partie consiste à calculer en temps réel la différence entre la puissance estimée et celle produite effectivement, au-delà d'un seuil de différence un éventuel défaut est annoncé (Figure 1.27).

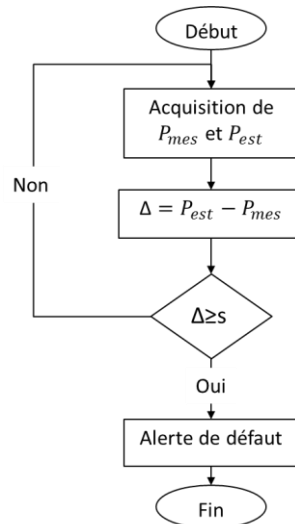


Figure 1.27: Processus de comparaison des puissances

Une classification des défauts est possible en utilisant les données de puissances (Figure 1.28) [5]. En effet, si une chute de puissance est détectée (défaut=1), le défaut du nuage est annoncé. Le temps écoulé par le défaut est évalué. Si le défaut est maintenu plus longtemps que le premier seuil ($t > T_1$), la classe du défaut est corrigée en attribuant le défaut d’ombrage (exemple : poteau). Lorsque le défaut se perpétue, et dépasse le deuxième seuil ($t > T_2$) le défaut est reclassé en défaut de salissure (tâche).

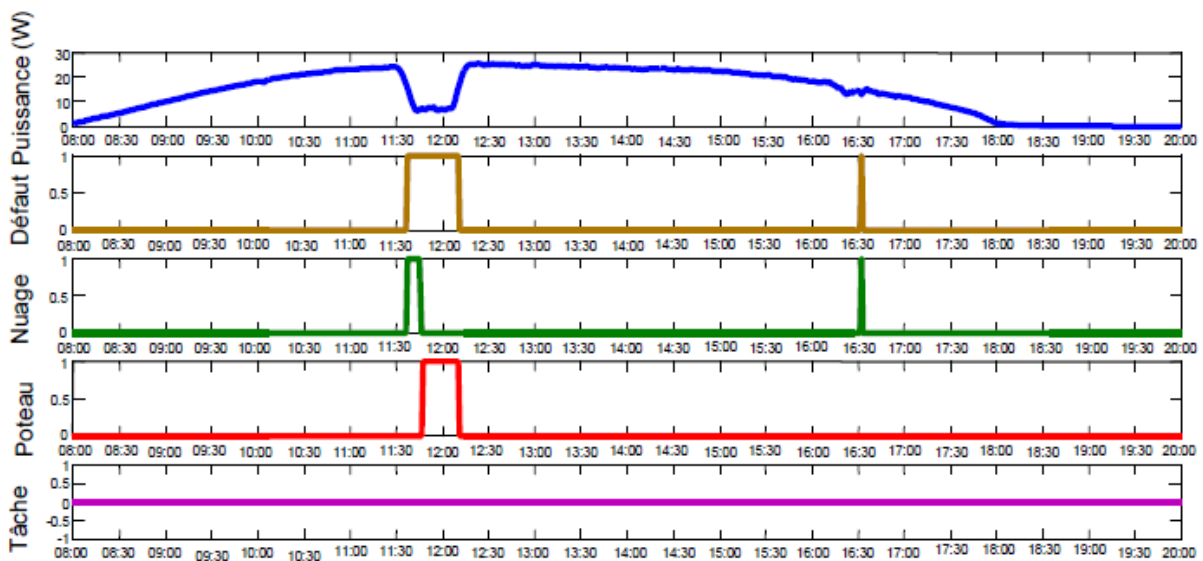


Figure 1.28: Chronogramme d'identification de défauts [5]

1.6.4 Analyse de la caractéristique courant-tension

Cette méthode consiste à tracer la signature I-V et analyser les déformations présentes sur cette courbe. L’atout de cette méthode est basé sur le fait que chaque défaut possède sa propre signature électrique. Si nous sommes en mesure de tracer cette signature et de l’analyser en détail, nous pouvons détecter l’existence du défaut et déterminer sa nature (Figure 1.29).

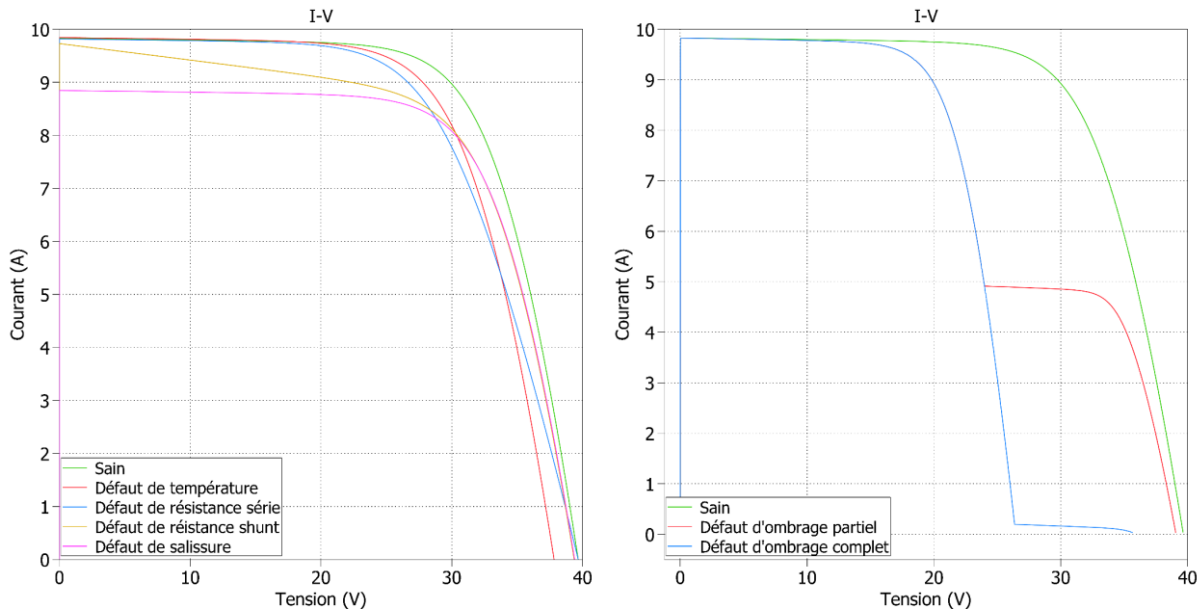


Figure 1.29: Signature I-V du module PV en mode sain et en mode défaillant

1.7 Synthèse

Dans la littérature, plusieurs méthodes et techniques de détection de défauts existent, chaque méthode possède ses avantages et ses inconvénients. Cependant, aucune méthode ne permet aujourd'hui d'assurer en même temps les fonctions de détection, d'identification et de localisation. Par ailleurs, il n'existe aucun système permettant d'identifier la totalité des défauts présentés dans ce chapitre.

On peut classer les méthodes de détection de défauts en deux catégories :

- Les méthodes non-électriques (imagerie infrarouge).
- Les méthodes électriques (réflectométrie, analyse de puissance, analyse de la caractéristique I-V, etc.).

Les méthodes non-électriques disposent d'un potentiel important en terme de localisation de défauts. Ce potentiel qui permet de localiser les défauts même les plus élémentaires au niveau de la cellule. Ces méthodes sont largement utilisées en phase de conception et du développement des cellules et modules PV. Leur utilisation en phase d'exploitation des centrales PV semble être limitée. La méthode la plus connue dans cette catégorie est l'imagerie infrarouge. Celle-ci n'est envisagée qu'après l'apparition d'un défaut avéré, ce qui limite l'automatisation d'une telle solution qui nécessite généralement l'intervention humaine [27]. Il s'ajoute à cela l'incapacité de la méthode à identifier les défauts [5].

L'une des rares méthodes qui permettent de détecter, identifier et localiser les défauts est la méthode de réflectométrie. Cependant, son champ d'application est très limité aux défauts de : court-circuit,

circuit-ouvert et changement d'impédance. De plus, l'interruption du système (off-line) est indispensable pour appliquer la réflectométrie (injection du signal dans le string).

L'analyse de puissance ou de l'énergie produite (méthodes analytiques) offre la possibilité de faire la détection de défauts sans interrompre le système (on-line), et la possibilité de fonctionner en temps réel. La capacité d'identification ou de localisation de défauts de ses méthodes est très limitée. L'analyse de puissance ou de l'énergie part du principe que les défauts peuvent être organisés sous forme de classe. Sans pouvoir distinguer les défauts dans une même classe. Ces méthodes sont appliquées sur un champ PV, leur application sur un string implique la récupération des données de chaque string (onduleur multi-entrée par exemple).

L'analyse de la signature (caractéristique) I-V offre la possibilité de détecter et d'identifier l'ensemble des défauts qui peuvent apparaître dans un champ PV. Chaque défaut agit différemment sur la signature I-V (diminution du courant de court-circuit, diminution de la tension du circuit ouvert, diminution de la pente, apparition du point d'inflexion, etc.). La méthode d'analyse de signature I-V peut être appliquée sur la cellule, le module, le string et le champ PV, mais elle ne permet pas la localisation de défauts. Si un défaut apparaît dans un module PV, la signature I-V du champ ne permettra pas la localisation du string ou du module concerné. Une isolation du défaut est nécessaire en traçant tout d'abord la signature des strings un par un. Une fois le string défaillant localisé, le même protocole est répété sur les modules tout au long du string jusqu'à la localisation du module défectueux.

De nombreuses études ont examiné les influences des défauts sur la signature (caractéristique) I-V :

- Défaut d'ombrage [39].
- Défaut de salissure [40].
- Défaut de température [41].
- Défaut de résistance série [42], [43].
- Défaut de résistance shunt [43], [44].
- Défaut de mismatch [39].

Peu d'études existent sur la démarche inverse : identifier le ou les défauts à partir d'une signature I-V. Les principaux obstacles de cette démarche sont : la difficulté de générer certains défauts physiquement, la difficulté de tracer la signature I-V complète sans déconnecter le champ de l'onduleur et l'absence d'une base donnée pertinente sur les causalités défauts/signatures I-V [27].

Tableau 1.10: Comparaison des méthodes de détection [35]

Méthode	Avantages	Inconvénients
Imagerie infrarouge	<ul style="list-style-type: none"> • Online. • Détection et localisation en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûteuse. • Conditions de test particulières. • Recours aux logiciels de traitement d'images pour certains défauts. • Précision dépendante du matériel et des conditions de test. • Dépendance à la technologie.
Analyse de puissance ou d'énergie (Méthodes analytiques)	<ul style="list-style-type: none"> • Online. • Simple à implémenter. • Détection et identification en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dépendance au système (caractéristiques, taille, etc.). • Précision dépendante du modèle de calcul et des seuils de détection. • Non pratique aux systèmes à grand échelle. • Nécessité de mise à jour du modèle (dégradation, défauts évolutifs, etc.).
Réflectométrie	<ul style="list-style-type: none"> • Détection de défauts graves et primitifs non détecté par les outils conventionnels au niveau du string PV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûteuse. • Uniquement en offline. • Non adaptée aux grandes installations PV.
Intelligence artificielle	<ul style="list-style-type: none"> • Online. • Simple à implémenter. • Efficace pour certains défauts. 	<ul style="list-style-type: none"> • Grande quantité de données. • Dépendance au système (caractéristiques, taille, etc.). • Nécessité de mise à jour des règles de décision.
Signature I-V	<ul style="list-style-type: none"> • Simple à implémenter. • Détection et identification en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessité d'un temps de mesure très court pour une mesure online. • Nécessité de mise à jour du modèle (dégradation, défauts évolutifs, etc.).

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, le contexte énergétique mondial a été d'abord présenté, avec toutes les problématiques autour de la sécurité énergétique et environnementale. Ce contexte a conduit à une forte croissance dans le marché du photovoltaïque, tout en sollicitant les industriels et les laboratoires de recherche pour améliorer les performances du système photovoltaïque. L'une des solutions pour améliorer les systèmes photovoltaïques est l'amélioration de leurs contrôle et supervision. Cette amélioration comprend le développement de systèmes de détection de défauts pour optimiser la disponibilité des centrales PV. Dans ce contexte, ma thèse porte sur l'identification et la détection de

Chapitre 1 : Contexte et problématique

défauts dans les installations photovoltaïques. Une étude bibliographique des technologies de cellules photovoltaïques et du système PV a été présentée dans ce chapitre. L'évaluation des performances des systèmes PV se fait généralement par l'examen de l'indice de performance, ce dernier est impacté par la présence des défauts dans le système PV.

Un état d'art sur les différents défauts qui peuvent exister dans les installations photovoltaïques et les diverses méthodes de détection a été présenté dans ce chapitre. La compréhension du comportement du système PV sous différents modes, sain et défaillant, nécessite d'avoir un modèle électrique fiable de la cellule, du module, du string et du champ PV. Ces modèles seront abordés dans les deux chapitres suivants.

2 Chapitre 2 : De la cellule au panneau, modélisation, simulation et expérimentation

2.1 Introduction

Comme je l'ai présenté au chapitre précédent, l'analyse de la signature I-V d'un module PV permet de fournir des informations sur l'état de celui-ci. De plus, chaque défaut possède sa propre signature (pente, point d'inflexion, etc.). Partant de ce constat, nous devons construire une base de données comportementale qui nous permettra de remonter au défaut à partir de sa signature I-V. La méthode directe pour former cette base de données consiste à créer physiquement les défauts susceptibles de se produire dans un module PV et d'enregistrer le comportement du module résultant. Cette méthode n'est pas économiquement faisable, peu reproductible, et difficile à mettre en œuvre à cause de la non-accessibilité à la structure du matériau constituant les cellules PV pour modifier certaines caractéristiques. La simulation est alors une solution prometteuse pour remplir cet objectif.

L'objectif est donc d'utiliser un outil de simulation pour simuler le comportement du module PV, d'où l'intérêt d'avoir un modèle fiable permettant d'obtenir la signature I-V du module PV sous différentes conditions météorologiques (éclairage, température) pour un défaut quelconque et un panneau quelconque.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présenterons les travaux effectués pour développer un modèle fiable, capable de décrire le comportement de la cellule PV et du module PV en mode sain et en mode défaillant. Ensuite, ce modèle est implémenté dans le logiciel *Plecs* [45]. Plusieurs simulations sont effectuées afin de construire une base de données des comportements (sain et défaillants).

Dans la troisième partie de ce chapitre, nous présenterons le système expérimental de mesure que nous avons développé au laboratoire PROMES. La plateforme permet de mesurer les signatures I-V. Ces mesures expérimentales sont ensuite comparées aux résultats obtenus par la simulation afin de valider le modèle électrique développé.

Enfin, nous présenterons les travaux de modélisation inverse. En effet, le modèle électrique présenté dans la première partie permet de tracer une signature I-V à partir d'un modèle électrique (structure physique). L'objectif était donc de développer un modèle mathématique (inverse) capable de remonter à la structure physique du module à partir de sa signature I-V.

2.2 Modélisation

La modélisation de la cellule ou du module PV peut se faire de plusieurs manières, le choix de la méthode dépend des paramètres et des grandeurs que l'on souhaite modéliser et déterminer. Si nous

cherchons à déterminer la puissance produite, les modèles énergétiques suffisent. Cependant, si nous voulons déterminer des paramètres électriques (courant, tension...) ou tracer la signature I-V, l'utilisation du modèle physique (électrique) est indispensable.

L'une des techniques de détection de défaut les plus populaires est l'analyse énergétique [46] ou la supervision en temps réel de la puissance produite [5]. Ces deux techniques reposent sur la comparaison du productible réel avec le productible estimé. Afin de comparer l'énergie produite sur une période donnée, ou encore la puissance instantanée, la quantification de la puissance de la cellule ou du module est nécessaire. Les modèles énergétiques permettent d'estimer cette puissance en fonction des conditions météorologiques qui sont principalement l'éclairement (GTI) et la température ambiante (T_a), et d'autres facteurs comme la vitesse du vent, la pression atmosphérique, etc.

Si nous voulons appliquer la technique d'analyse de signature I-V, nous devons tracer tous les points de fonctionnement (I , V) du circuit-ouvert au court-circuit (Figure 2.1). Ceci impose donc d'utiliser les modèles physiques (électriques) qui sont capable de décrire le comportement de la cellule ou du module sur l'ensemble des points (I , V), à l'inverse des modèles énergétiques qui ne permettent que la détermination du point de puissance maximale (I_{mpp} , V_{mpp}) (Figure 2.1).

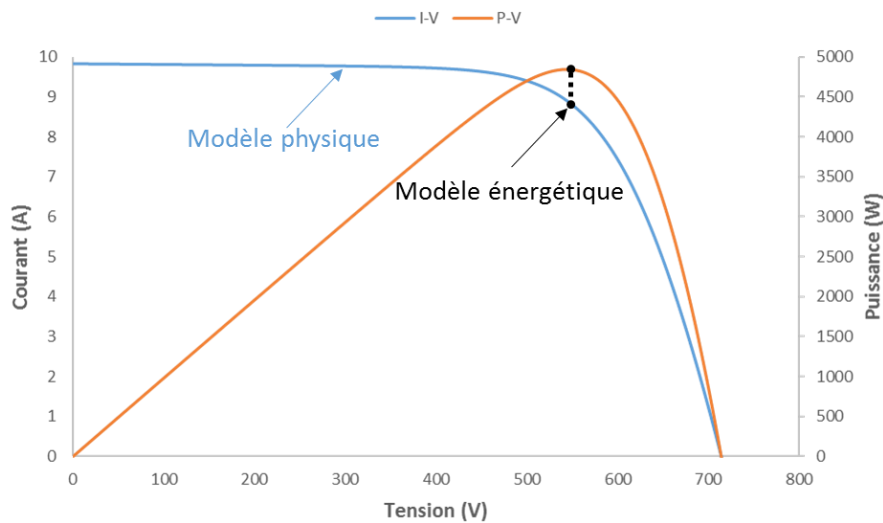


Figure 2.1: Différence entre le modèle énergétique et le modèle physique

La modélisation commence par la réalisation du modèle électrique de l'élément de base qui est la cellule PV. En se basant sur ce dernier, nous pouvons construire le modèle du panneau, du string et du système PV.

2.2.1 Modèle cellule

Plusieurs modèles physiques de cellule existent en littérature. La complexité et la précision changent d'un modèle à un autre. Les modèles les plus connus sont présentés dans la Figure 2.2.

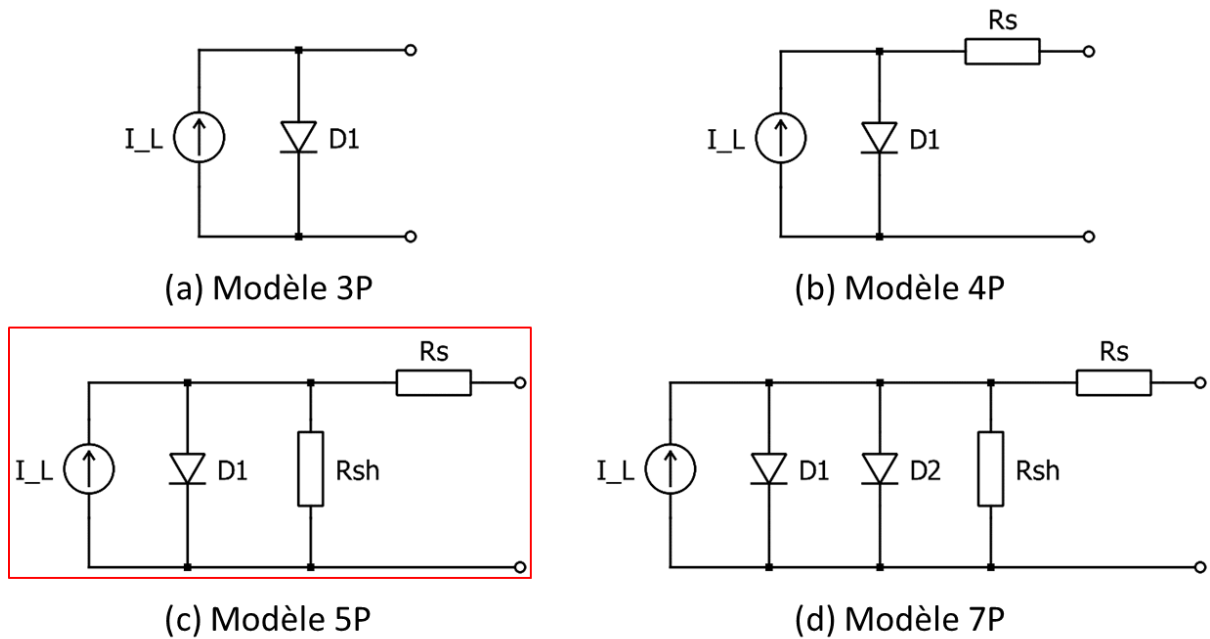


Figure 2.2: Modèles de la cellule PV

Le modèle (a) est appelé modèle idéal ou modèle à 3 paramètres, ce modèle est composé d'une source de courant qui représente le photo-courant généré par la cellule et d'une diode (D1) qui représente la jonction PN. Ce modèle ne correspond pas à la réalité du fonctionnement de la cellule. Le deuxième modèle (b) prend en compte les pertes ohmiques dues aux résistivités des rubans et contacts métalliques de la cellule. Le modèle (c) ajoute une résistance en parallèle, cette résistance permet la modélisation des courants de fuites entre les deux électrodes de la cellule. Ce modèle permet une représentation plus fiable et plus proche du fonctionnement réel de la cellule. D'autres modèles plus complexes utilisent deux ou trois diodes en parallèle. Ces modèles montrent une fiabilité très élevée. Le modèle (d) avec 2 diodes permet de mieux modéliser les phénomènes de recombinaison des porteurs de charge dans la cellule.

Le modèle à deux diodes est décrit par une équation complexe à 7 paramètres. Le modèle à 1 diode (modèle à 5 paramètres) représente un bon compromis entre complexité et fiabilité. Par conséquent, pour simplifier le modèle et réduire le nombre de paramètres à identifier nous allons choisir le modèle à 5 paramètres. Les paramètres de ce modèle sont présentés au Tableau 2.1.

Tableau 2.1: Paramètres du modèle électrique

Paramètre	Symbole
Résistance série (Ω)	R_s
Résistance shunt (Ω)	R_{sh}
Facteur d'idéalité (sans unité)	A
Courant de saturation (A)	I_0
Photo-courant (A)	I_L

Ce modèle est décrit par l'équation suivante :

$$I = I_L - I_D - I_{R_{sh}} \quad (3)$$

Le photo-courant I_L dépend fortement de l'éclairement global reçu par le panneau photovoltaïque, d'où son appellation photo-courant. Ce courant est calculé à l'aide de la relation suivante :

$$I_L = \frac{GTI}{1000} \times \left(I_{L_{réf}} + \mu_{I_{cc}} \times (T_C - T_{réf}) \right) \quad (4)$$

GTI : rayonnement global reçu par la cellule (W/m^2).

T_C : température de la cellule ($^{\circ}C$).

$\mu_{I_{cc}}$: coefficient de température du courant de court-circuit.

I_D : courant d'obscurité de la diode (A).

Le courant d'obscurité dépend fortement des propriétés physiques de la jonction PN, son expression est donnée par la relation suivante :

$$I_D = I_0 \times \left(\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (5)$$

V_t : tension thermique (V).

$$V_t = \frac{AKT_C}{q} \quad (6)$$

A : facteur d'idéalité de la jonction.

K : constante de Boltzmann ($J/^{\circ}K$).

T_C : température de la cellule ($^{\circ}K$).

$T_{réf}$: température de référence ($T_{réf} = 25^{\circ}C$).

q : charge élémentaire (C).

Le courant de saturation inverse I_0 de la diode représente la valeur asymptotique du courant I en polarisation inverse. Il dépend de la température et de la largeur de la bande interdite du matériau de la jonction PN, exprimé (en cas idéal sans recombinaisons) par la relation [47]:

$$I_0 = I_{0_{réf}} \times \left(\frac{T_C}{T_{réf}} \right)^3 \times \exp\left(\left(\frac{qE_g}{AT_{réf}}\right)\left(\frac{1}{T_{réf}} - \frac{1}{T_C}\right)\right) \quad (7)$$

E_g : largeur du gap (eV).

Avec :

$$I_{0_{réf}} = \frac{I_{cc_{réf}}}{\left(\exp\left(\frac{qV_{oc_{réf}}}{AKT_{réf}}\right) - 1 \right)} \quad (8)$$

$I_{R_{sh}}$: courant traversant la résistance shunt (A).

$$I_{R_{sh}} = \frac{V + I \times R_s}{R_{sh}} \quad (9)$$

Les équations citées ci-dessus (4), (5), (6), montrent que les deux courants (photo-courant, obscurité) dépendent fortement des conditions météorologiques (éclairage, température). Les valeurs des résistances série et shunt, peuvent être sensibles aux variations d'éclairage et de température. Généralement, on néglige cette sensibilité. En revanche, dans les modèles les plus exigeants, on prend en compte la variation de la résistance shunt en fonction de l'éclairage.

$$R_{sh} = R_{sh_{réf}} \times \frac{1000}{GTI} \quad (10)$$

L'équation (3) devient alors [48]:

$$I = I_L - I_0 \times \left(\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + I \times R_s}{R_{sh}} \quad (11)$$

Le remplacement de l'équation (11) aux conditions limites ($I = I_{cc}; V = 0$) et ($I = 0; V = V_{oc}$) permet de trouver :

$$\begin{cases} I_{cc} = I_L - I_0 \times \left(\exp\left(\frac{I_{cc} \times R_s}{V_t}\right) - 1 \right) - \frac{I_{cc} \times R_s}{R_{sh}} \\ 0 = I_L - I_0 \times \left(\exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} I_{cc} = I_L + I_0 - I_0 \times \exp\left(\frac{I_{cc} \times R_s}{V_t}\right) - \frac{I_{cc} \times R_s}{R_{sh}} \\ 0 = I_L + I_0 - I_0 \times \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \end{cases} \quad (13)$$

Le courant de saturation I_0 est négligé devant le photo-courant I_L ($I_0 \ll I_L$). Donc il est possible de faire l'approximation suivante : $I_L + I_0 \approx I_L$

$$\begin{cases} I_{cc} = I_L - I_0 \times \exp\left(\frac{I_{cc} \times R_s}{V_t}\right) - \frac{I_{cc} \times R_s}{R_{sh}} \\ 0 = I_L - I_0 \times \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \end{cases} \quad (14)$$

Les deux termes : $I_0 \times \exp\left(\frac{I_{cc} \times R_s}{V_t}\right)$ et $\frac{V_{oc}}{R_{sh}}$ sont encore négligés devant I_L :

$$\begin{cases} I_{cc} \times \left(1 + \frac{I_{cc} \times R_s}{R_{sh}}\right) = I_L \\ I_0 \times \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) = I_L - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \end{cases} \quad (15)$$

Les approximations et la simplification des équations précédentes permettent de calculer :

$$\begin{cases} I_{cc} \approx \frac{I_L}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \\ V_{oc} \approx V_t \times \log\left(1 + \frac{I_L}{I_0}\right) \end{cases} \quad (16)$$

L'équation (11), permet donc de tracer la signature I-V. Cette signature que nous analyserons pour se renseigner sur l'état de la cellule, et par la suite du module, car chaque défaut possède sa propre signature comme nous verrons dans le paragraphe 2.3.2. Le système d'équation (16) permet de calculer les points extrêmes de la signature I-V.

2.2.2 Modèle module

En se basant sur le modèle électrique (c) de la cellule photovoltaïque (Figure 2.2), nous pouvons construire le modèle du module photovoltaïque (Figure 2.3). Celui-ci est constitué d'une mise en série-parallèle de plusieurs cellules, la plupart des modules photovoltaïques commercialisés aujourd'hui sont formés d'une association de plusieurs cellules en série. Lorsqu'une cellule produit moins de courant suite à un défaut, la diode by-pass associée court-circuite le bloc de cellules correspondant. Ceci évite que la cellule passe en mode récepteur et ainsi de créer un point chaud (voir 2.3.2.4).

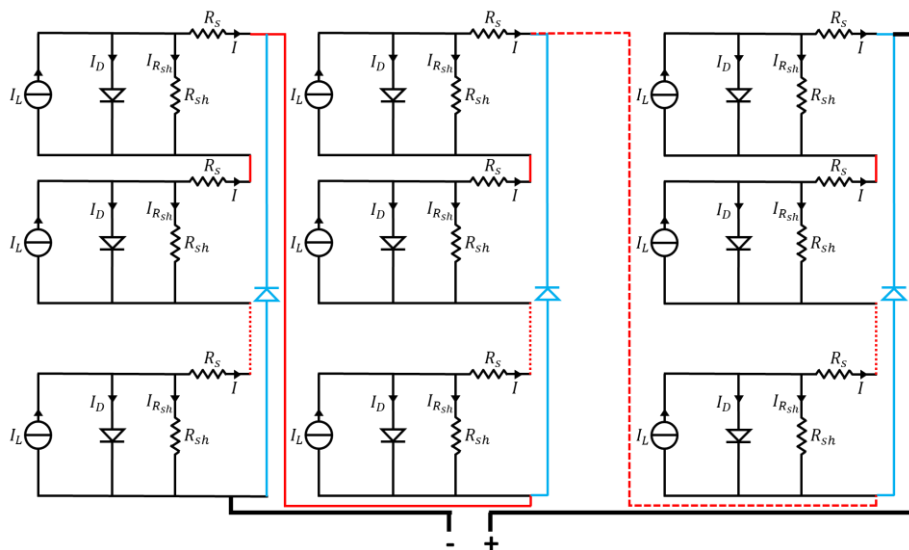


Figure 2.3: Modèle électrique du module PV

La duplication du modèle de cellule N fois (N : nombre de cellules dans un module) multiplie le nombre de paramètres du modèle de module. Cette multiplication rend le modèle complexe et expose le temps de simulation surtout lorsqu'on passe au modèle du string et du système PV. Dans certains ouvrages [49], le modèle de cellule est globalisé pour modéliser le module photovoltaïque (équation 17). Cette globalisation réduit la complexité du modèle tout en conservant la même précision du modèle précédent (avec multiplication de cellules). L'inconvénient du modèle globalisé est son incapacité à modéliser les phénomènes d'ombrage qui ont pour conséquence l'activation des diodes by-pass, les cas de non-homogénéités entre les caractéristiques de cellules et les déséquilibres des paramètres météorologiques, car il se peut qu'une cellule s'échauffe plus qu'une autre ou capte un éclairage plus faible que d'autres.

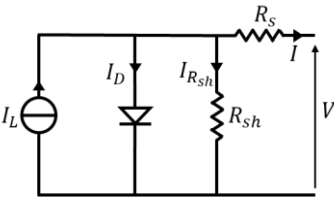
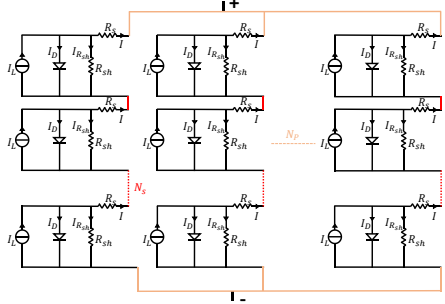
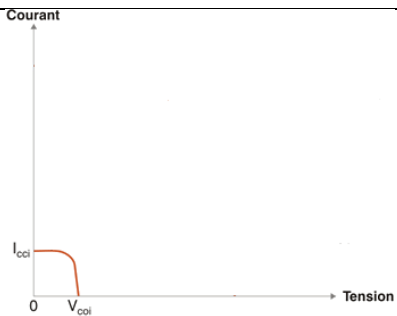
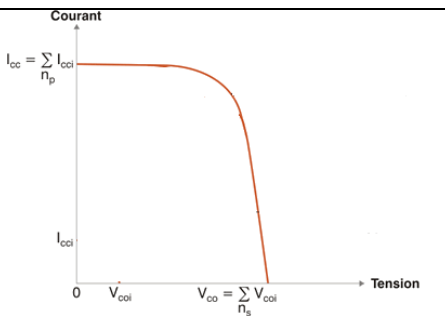
La mise en équation du modèle globalisé [34], [49], nécessite la connaissance du nombre des cellules mises en série (N_s) et le nombre de groupes de cellules mises en parallèle (N_p).

$$I = N_p I_L - N_p I_0 \times \left(\exp \left(\frac{V + I \times \frac{N_s}{N_p} R_s}{N_s V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + I \times \frac{N_s}{N_p} R_s}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh}} \quad (17)$$

Le Tableau 2.2 présente les relations de passage entre les différents paramètres et caractéristiques de la cellule et du module.

Chapitre 2 : De la cellule au panneau, modélisation, simulation et expérimentation

Tableau 2.2: Relations de passage entre le modèle de la cellule et le modèle du module globalisé

	cellule	↔	Module
Modèle		↔	
Signature I-V		↔	
Photo-courant \$I_L\$ (A)	$I_{L_{cellule}}$	$\frac{I_{L_{cellule}}}{N_P} = \frac{I_{L_{module}}}{N_P}$	$I_{L_{module}}$
Courant de saturation \$I_0\$ (A)	$I_{0_{cellule}}$	$\frac{I_{0_{cellule}}}{N_P} = \frac{I_{0_{module}}}{N_P}$	$I_{0_{module}}$
Résistance série \$R_S\$ (\$\Omega\$)	$R_{S_{cellule}}$	$\frac{R_{S_{cellule}}}{N_S} = \frac{R_{S_{module}}}{N_S}$	$R_{S_{module}}$
Résistance shunt \$R_{Sh}\$ (\$\Omega\$)	$R_{Sh_{cellule}}$	$\frac{R_{Sh_{cellule}}}{N_P} = \frac{R_{Sh_{module}}}{N_S}$	$R_{Sh_{module}}$
Tension thermique \$V_t\$ (V)	$V_{t_{cellule}}$	$\frac{V_{t_{cellule}}}{N_S} = \frac{V_{t_{module}}}{N_S}$	$V_{t_{module}}$
Courant de court-circuit \$I_{cc}\$ (A)	$I_{CC_{cellule}}$	$\frac{I_{CC_{cellule}}}{N_P} = \frac{I_{CC_{module}}}{N_P}$	$I_{CC_{module}}$
Tension du circuit-ouvert \$V_{oc}\$ (V)	$V_{OC_{cellule}}$	$\frac{V_{OC_{cellule}}}{N_S} = \frac{V_{OC_{module}}}{N_S}$	$V_{OC_{module}}$
Puissance (W)	$P_{MPP_{cellule}}$	$\frac{P_{MPP_{cellule}}}{N_S \times N_P} = \frac{P_{MPP_{module}}}{N_S \times N_P}$	$P_{MPP_{module}}$

2.3 Simulation

Les modèles électriques développés de la cellule et du module sont implémentés sur le logiciel de simulation *PLECS*. Le modèle de la cellule (Figure 2.4) permet de simuler le comportement de la cellule en mode sain et en mode défaillant, les deux paramètres GTI (éclairage) et T_c (température) permettent de configurer les conditions météorologiques souhaitées. Les données intrinsèques de la cellule sont paramétrées dans le modèle (R_s , R_{sh} , $I_{Lréf}$, $I_{0réf}$, V_t , $\mu_{I_{cc}}$). Le coefficient u_{icc} illustré à la Figure 2.4 représente le coefficient de température du courant de court-circuit $\mu_{I_{cc}}$ que nous avons défini précédemment ($u_{icc} = \mu_{I_{cc}}$).

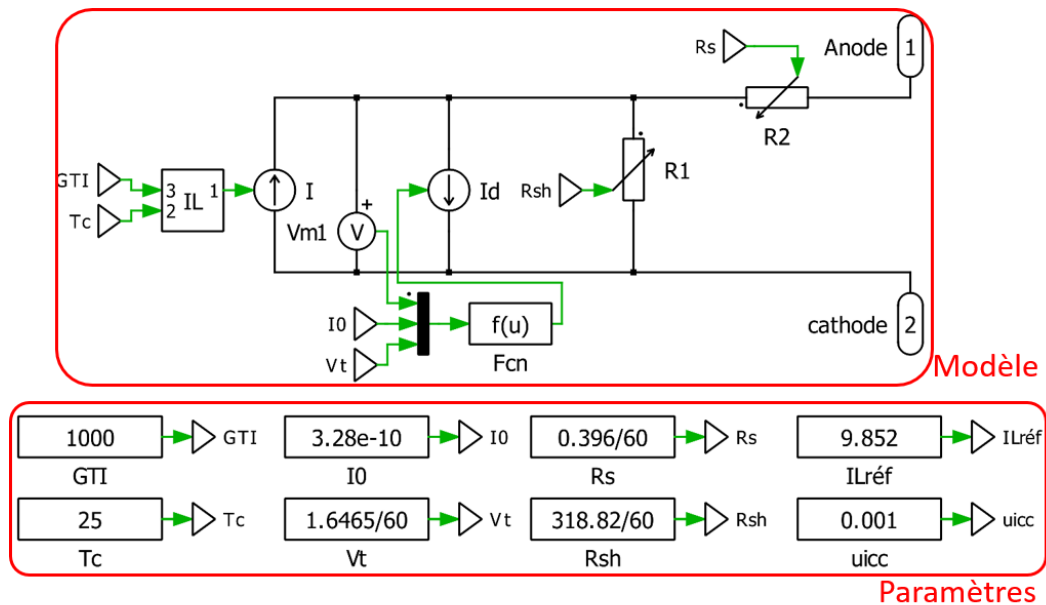


Figure 2.4: Modèle de la cellule sous plecs

Le sousystème « I_L » permet de générer la valeur du photo-courant en utilisant l'équation (4). Ce courant dépend des deux paramètres d'entrée GTI et T_c , et fait appel aux paramètres de référence donnés en dessous du modèle qui sont $\mu_{I_{cc}}$ et $I_{Lréf}$.

Le courant d'obscurité de la diode I_D est calculé à partir de l'équation (5) qui peut être simplifiée de cette façon :

$$I_D = I_0 \times \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (18)$$

Avec V_D : tension aux borne de la diode D.

La modélisation de la diode du modèle sur *PLECS* devrait se faire de la façon suivante : mettre une diode en parallèle à la source du photo-courant « I_L » et paramétrer son courant contrôlé par l'équation (18). Or, le logiciel *PLECS* n'offre pas la possibilité d'avoir une diode à courant contrôlé. Pour pallier à

ce problème nous avons modélisé la diode par une source de courant contrôlée, son courant est paramétré par l'équation (18). Le courant I_D dépend de la tension aux bornes de la diode, cette tension est fournie par le voltmètre que nous avons mis en parallèle. I_D dépend aussi des deux paramètres I_0 et V_t donnés en dessous du modèle.

La simulation du modèle de la cellule nécessite le paramétrage des données intrinsèques de la cellule (Figure 2.4-Paramètres). Or, les datasheets des modules fournis par les fabricants ne fournissent que peu d'informations standards : courant de court-circuit, tension du circuit-ouvert, puissance maximale, courant du point MPP, tension du point MPP, nombre de cellule en série, nombre de diode by-pass, coefficient thermique de la puissance, coefficient thermique du courant de court-circuit et de tension du circuit ouvert. Il manque donc plusieurs paramètres : résistance série (R_s), résistance shunt (R_{sh}), photo-courant (I_L), courant de saturation (I_0), facteur d'idéalité (A). Certains laboratoires possèdent des plateformes de caractérisation qui assurent les conditions de test standard (STC) et qui permettent de caractériser toute la liste des paramètres électriques. Parmi ces laboratoires, on trouve NREL-Laboratory [50] qui fournit des bases de données de caractérisation regroupant plusieurs modules commercialisés. Ces bases de données sont très exploitées par les logiciels de simulation notamment le logiciel SAM (System Advisor Model) [51] développé par NREL.

Les données caractéristiques fournies, que ce soit par le datasheet du fabricant ou la base de données NREL, sont fournies au niveau du module. La détermination des paramètres de la cellule se fait par les équations de passage (cellule \leftrightarrow module) présentées dans le Tableau 2.2.

2.3.1 Simulation en mode sain

Les résultats de simulation en mode sain seront considérés comme des signatures de référence. En effet, les simulations en mode défaillant seront comparées avec eux.

Les paramètres météorologiques choisis sont ceux des Conditions Standard de Test ($GTI=1000W/m^2$, $T_c=25^\circ C$).

Pour tracer la signature I-V, nous avons deux possibilités :

- Placer un générateur de tension variable aux bornes de la cellule ou module, et faire varier la tension d'une valeur nulle (point extrême de courbe I_{cc}) jusqu'à la tension du circuit ouvert (point extrême de courbe V_{oc}).
- Placer une résistance variable et de faire varier sa valeur d'une valeur nulle vue par la cellule ou module comme court-circuit jusqu'à une valeur très élevée vue par la cellule ou module comme un circuit ouvert.

La méthode de résistance variable a été choisie. Une partie de visualisation des signaux a été ajoutée afin de tracer les deux caractéristiques : courant-tension et puissance-tension.

Les modèles que nous présentons dans la Figure 2.5 et Figure 2.6 correspondent respectivement aux modèles de la cellule et du module. Nous avons pris comme exemple de simulation le panneau *Sun module plus SW285* [52]. Ce panneau sera utilisé par la suite dans la partie 2.4.2 pour faire des caractérisations expérimentales. Et puis, les résultats de simulation du panneau seront comparés avec ceux d'expérimentation.

Les paramètres de l'exemple choisi (*Sun module plus SW285*) sont donnés au Tableau 2.3, ces paramètres ont été récupérés de la base de données du logiciel SAM. Il s'agit d'un module à 60 cellules toutes en série, les valeurs des résistances série, résistance shunt et tension thermique sont divisées par 60.

Tableau 2.3: Caractéristiques et paramètres de Sun module plus SW 285

Paramètre de référence (STC)	Symbole	Valeur
Photo-courant	I_L	9,85A
Courant de saturation	I_0	$3,28 \cdot 10^{-10} \text{A}$
Tension thermique	V_t	1,64V
Résistance série	R_s	$0,396 \Omega$
Résistance shunt	R_{sh}	$318,18 \Omega$
Nombre de cellule en série	N_s	60
Nombre de diode by-pass	-	3

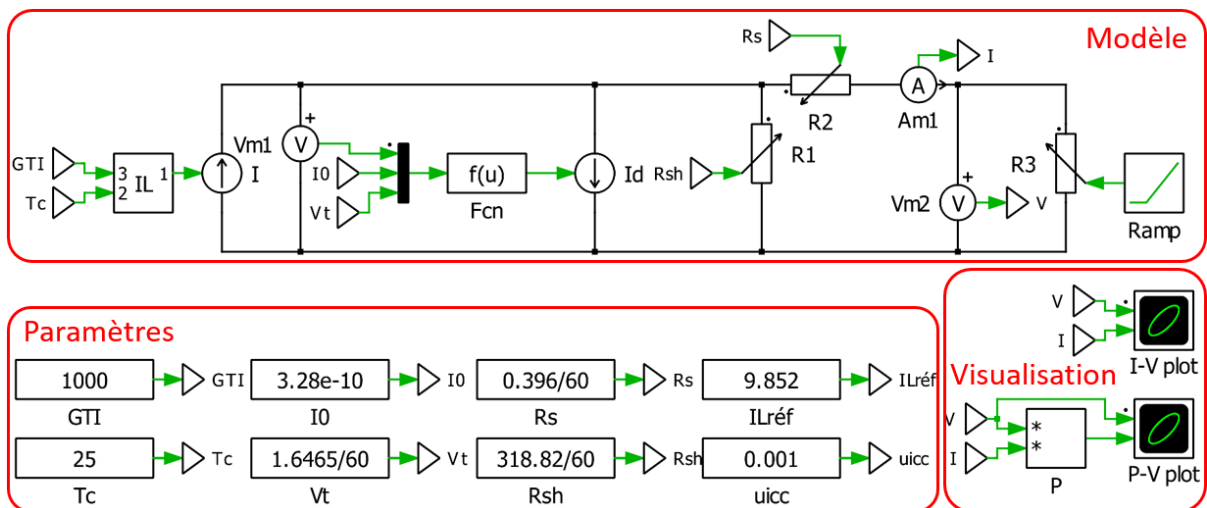


Figure 2.5: Modèle de la cellule sous plecs avec la visualisation des courbes I-V et P-V

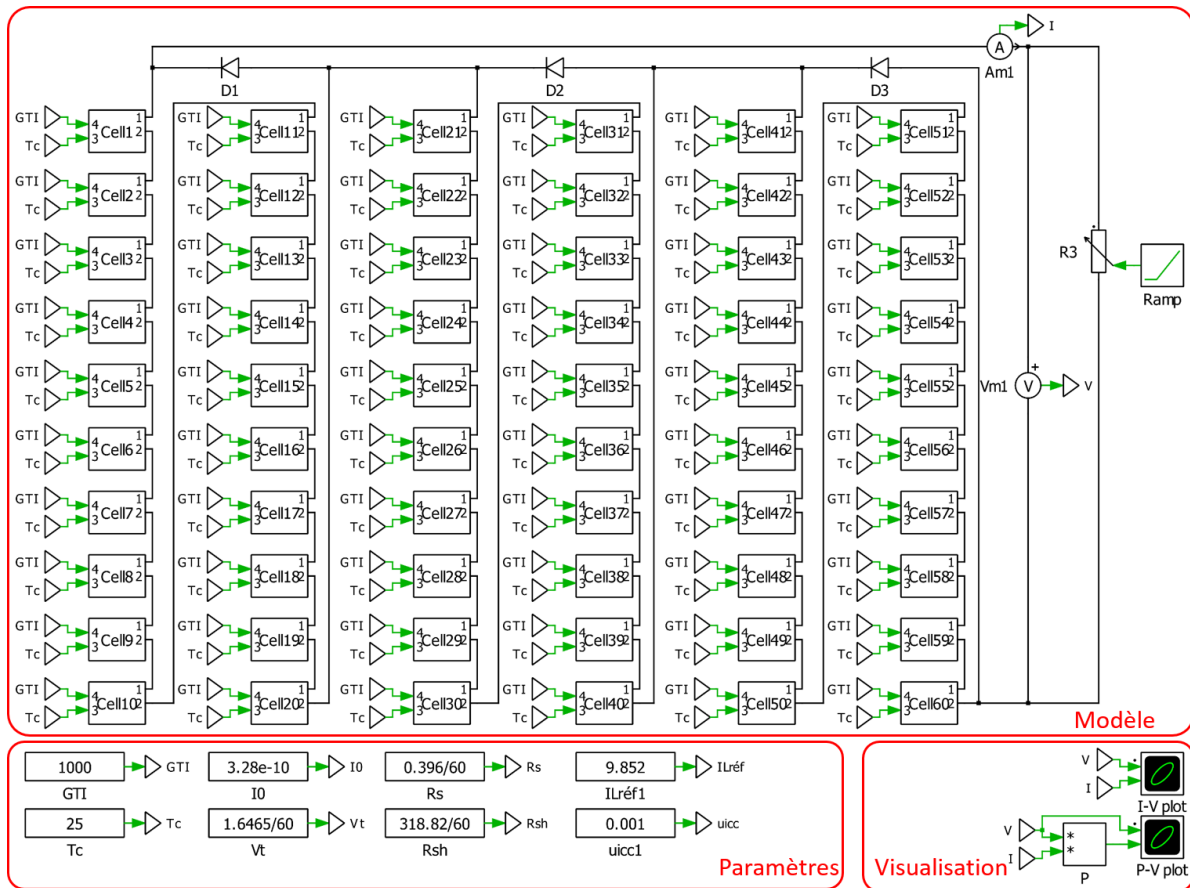


Figure 2.6: Modèle du module sous plecs avec la visualisation des courbes I-V et P-V

Les signatures I-V et P-V en mode sain de la cellule (Figure 2.7) et du module (Figure 2.8) ont été tracées.

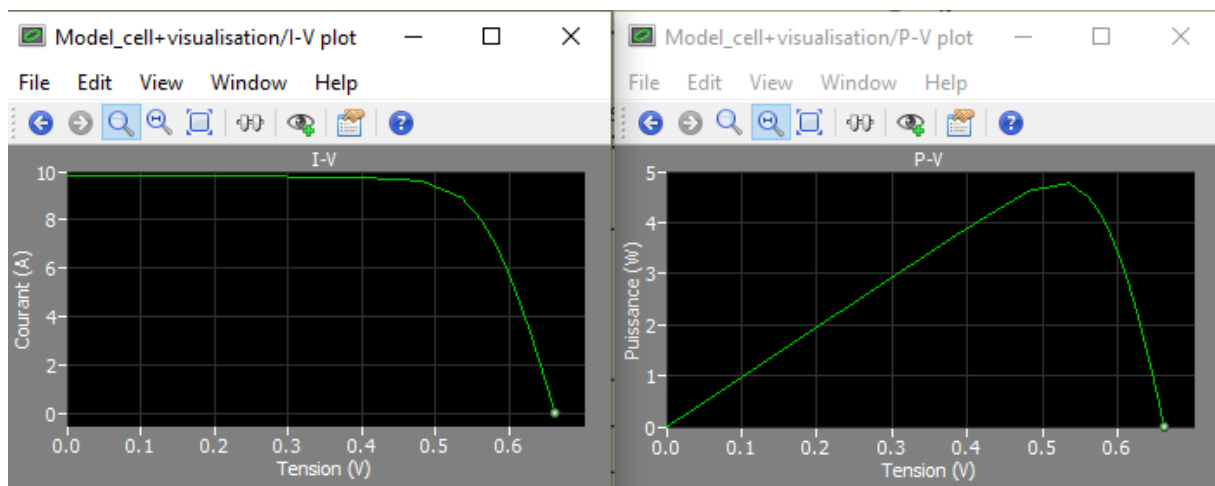


Figure 2.7: Visualisation de la courbe I-V et P-V de la cellule

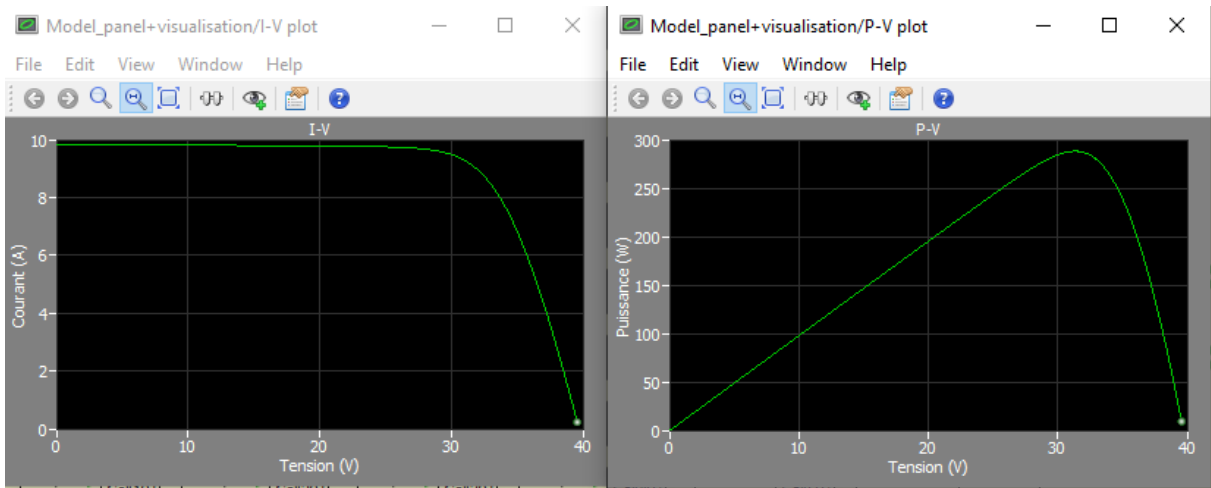


Figure 2.8: Visualisation de la courbe I-V et P-V du module

Les résultats de simulations sont conformes aux caractéristiques du module (Puissance maximale, points extrêmes de courbes, etc.). Le Tableau 2.4 présente la comparaison des résultats de simulation avec les données du fabricant et de la base de données SAM.

$$Ecart(\%) = \left| \frac{grandeur(Datasheet) - grandeur(Simulation)}{grandeur(Datasheet)} \right| \times 100 \quad (19)$$

Tableau 2.4: Evaluation des écarts entre les donnée du fabricant et simulation

Donnée	Datasheet et SAM	Simulation	Ecart(%)
$I_{cc}(A)$	9,84	9,82	0,12
$V_{oc}(V)$	39,70	39,67	0,07
$P_{MPP}(W)$	285,00	287,47	0,86

La Figure 2.9 et Figure 2.10 présente la superposition des deux signatures I-V et P-V de simulation (PLECS) et de la base de donnée NREL (SAM).

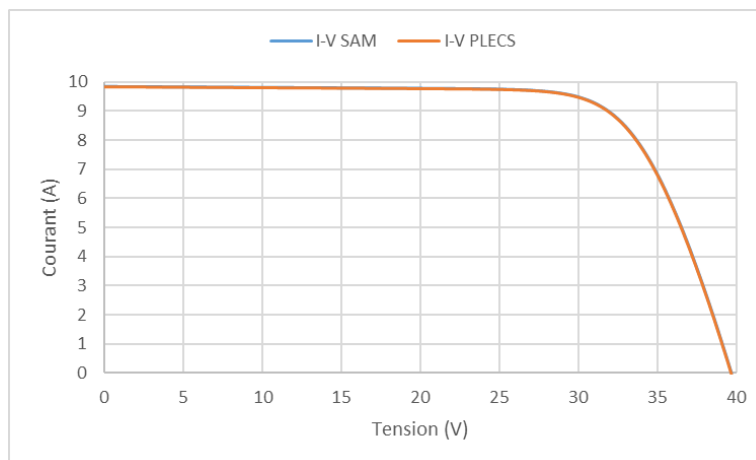


Figure 2.9: Comparaison de signature I-V PLECS/SAM

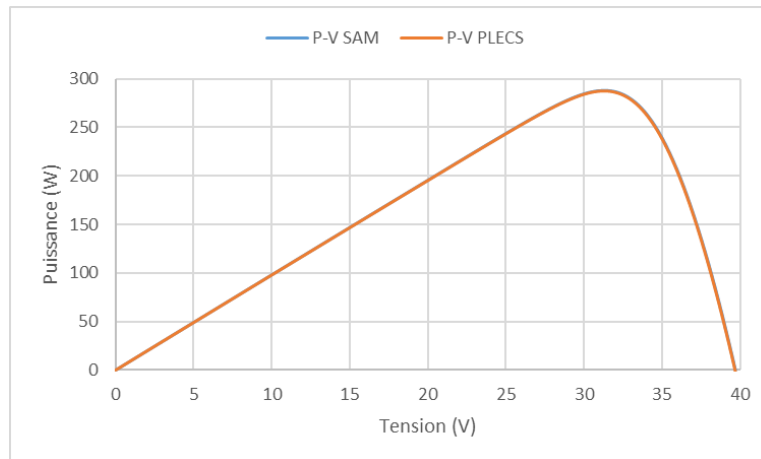


Figure 2.10: Comparaison des signature P-V PLECS/SAM

2.3.2 Simulation en mode défaillant

2.3.2.1 Défaut de résistance série

On entend par défaut de résistance série, tout défaut qui a pour conséquence l'augmentation de la valeur de celle-ci. Cette augmentation amène à une baisse de puissance produite par le panneau à cause des pertes par effet joule dans la résistance série, la conséquence donc est le décalage du point de puissance maximale sur la signature I-V. Plusieurs raisons de ce défaut sont repérées, par exemple : la corrosion des contacts-métalliques ; la dégradation des contacts ; etc. La Figure 2.11 présente la signature de ce défaut pour plusieurs valeurs de variation (10%,20%...).

Le système d'équation (16) a permis de trouver :

$$I_{cc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}}$$

$$\Rightarrow \frac{\partial I_{cc}}{\partial R_s} < 0$$

Le rapport $\frac{R_s}{R_{sh}}$ est trop faible, Par exemple pour *Sunmodule plus sw285* $R_s = 0,369\Omega$, $R_{sh} = 318,18\Omega$, $\frac{R_s}{R_{sh}} = 1,1 \cdot 10^{-3}$. Donc I_{cc} est peu sensible aux variations de R_s .

Donc :

$$\frac{\partial I_{cc}}{\partial R_s} \leq 0, \text{ et trop faible}$$

Le système d'équation (16) montre que :

$$V_{oc} = V_t \times \log\left(1 + \frac{I_L}{I_0}\right) = V_{R_{sh}}|_{I=0}$$

V_{oc} est indépendante alors de R_s

$$\Rightarrow \frac{\partial V_{oc}}{\partial R_s} = 0$$

Quand R_s augmente, V_{oc} reste constante et I_{cc} diminue légèrement.

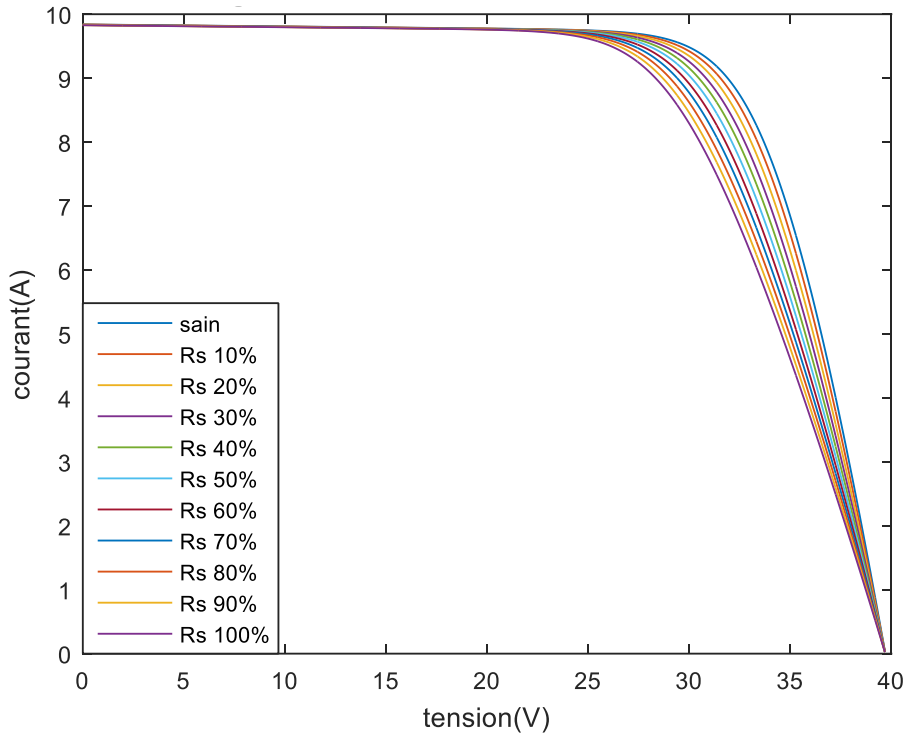


Figure 2.11: Signature I-V défaut de résistance série

2.3.2.2 Défaut de résistance shunt

Le défaut de résistance shunt se caractérise par la diminution de la valeur de cette dernière. Cette diminution conduit à l'apparition d'un courant de fuite fort traversant la résistance shunt, ce qui dégrade significativement la puissance produite. Ce défaut peut être dû à la dégradation de la jonction ou bien à un défaut d'isolement. La Figure 2.12 montre la signature I-V pour plusieurs valeurs de variation de résistance shunt. À l'inverse du défaut de résistance série, le défaut de résistance shunt ne devient remarquable qu'avec des variations élevées (à partir de 30%).

Nous avons :

$$I_{cc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}}$$

$$\Rightarrow \frac{\partial I_{cc}}{\partial R_{sh}} > 0$$

Nous avons : $V_{oc} = V_{R_{sh}}|_{I=0} = R_{sh} \cdot I_{R_{sh}}$

$$\Rightarrow \frac{\partial V_{oc}}{\partial R_{sh}} > 0$$

Quand R_{sh} diminue, I_{cc} et V_{oc} diminuent également.

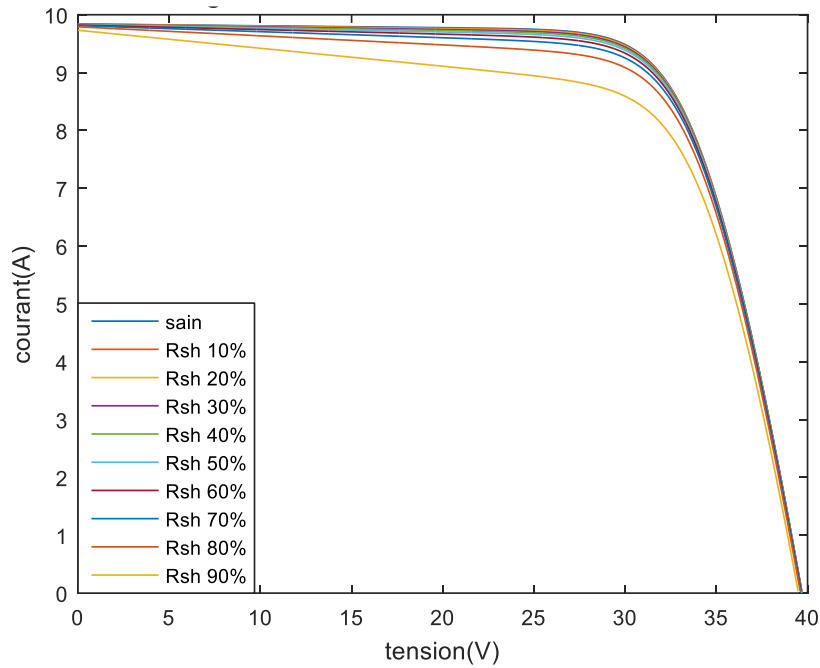


Figure 2.12: Signature I-V du défaut de résistance shunt

2.3.2.3 Défaut de température

Quand la température de la cellule augmente, les performances de celle-ci diminuent. En effet, l'augmentation de la température favorise légèrement le mouvement des électrons dans la jonction PN. Par contre, cette augmentation détériore significativement la tension aux bornes de la cellule. Le résultat est la diminution de la puissance produite par la cellule.

$$I_{cc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}}$$

$$I_{cc} = \frac{\frac{GTI}{1000} \cdot (I_{L_{réf}} + \mu_{I_{cc}} \cdot (T_c - T_{réf}))}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}}$$

$$\frac{\partial (R_s/R_{sh})}{\partial T_c} \approx 0 \text{ et } \frac{\partial I_L}{\partial T_c} > 0 \Rightarrow \frac{\partial I_{cc}}{\partial T_c} > 0$$

$$\frac{\partial I_{cc}}{\partial T_c} \geq 0, \text{ et trop faible}$$

$$V_{oc} = \frac{nKT_c}{q} \cdot \log\left(1 + \frac{I_L}{I_0}\right)$$

$$I_0 = I_{0_{réf}} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{réf}}\right)^3 \cdot \exp\left(\left(\frac{qE_g}{nT_{réf}}\right)\left(\frac{1}{T_{réf}} - \frac{1}{T_c}\right)\right)$$

$$V_{oc} = a_0 \cdot T_c \cdot \log\left(1 + \frac{a_1}{a_2 \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(a_3\left(\frac{1}{a_4} - \frac{1}{T_c}\right)\right)}\right)$$

L'étude de la monotonie de la fonction $V_{oc}(T_c)$ permet de trouver que c'est une fonction décroissante.

$$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} < 0$$

Quand T_c augmente, V_{oc} diminue et I_{cc} augmente légèrement.

La Figure 2.13 montre la signature I-V pour plusieurs degrés température (25°C, 30°C, ..., 70°C).

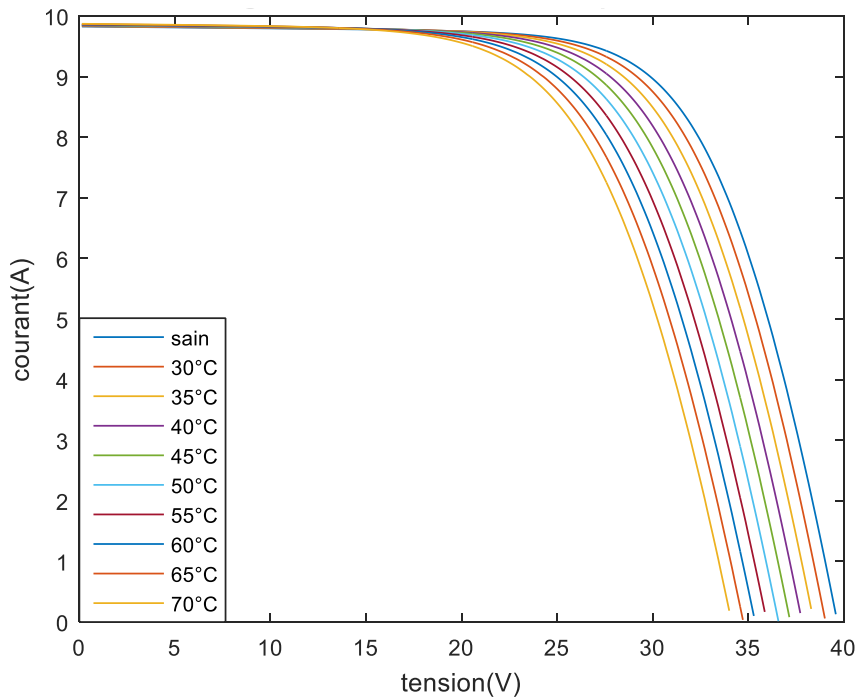


Figure 2.13: Signature I-V du défaut de température

2.3.2.4 Défaut d'ombrage

Le défaut d'ombrage est considéré comme l'un des défauts les plus courants. On distingue dans ce défaut deux catégories :

- Auto-ombrage : quand les rangées des modules sont trop proches entre elles, il se peut qu'une rangée occulte la rangée suivante. L'auto-ombrage est observé au lever et au coucher du soleil lorsqu'on a des valeurs faibles de la hauteur solaire. L'importance de ce défaut dépend aussi de la saison : par exemple, l'hiver nous avons des hauteurs solaires minimales. Ce défaut parfois

est toléré en raison de la contrainte d'espace, car afin d'éviter l'auto-ombrage il faut séparer les rangées d'une distance suffisante (Figure 2.14), ce qui n'est pas toujours faisable.

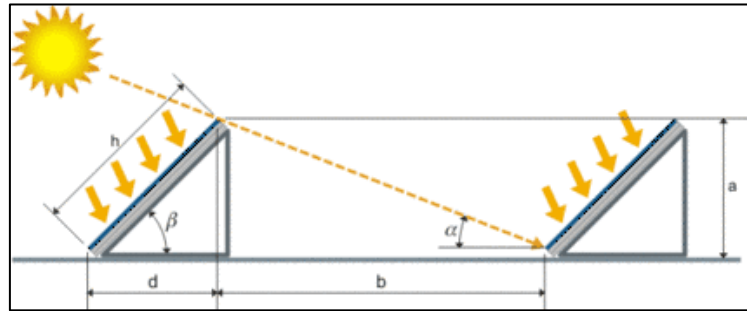


Figure 2.14: Distance inter-rangées à respecter[53]

α : hauteur du soleil.

β : inclinaison du module.

b : distance inter-rangées.

La distance minimale à respecter peut-être calculée par les formules mathématiques suivantes :

$$\tan(\alpha) = \frac{a}{b} \quad (20)$$

$$\sin(\beta) = \frac{a}{h} \quad (21)$$

$$b = h \times \frac{\sin(\beta)}{\tan(\alpha)} \quad (22)$$

Si nous souhaitons éviter l'ombrage pendant toute la journée et durant toute l'année, nous devons dimensionner la distance « b » pour la journée qui possède le minimum absolu de la hauteur solaire « α_{min} ».

$$b_{min} = h \times \frac{\sin(\beta)}{\tan(\alpha_{min})} \quad (23)$$

- Ombrage par objet : rentre dans cette catégorie tous les ombrages qui peuvent être causés par un objet mobile (voiture, avion, oiseau, drone...) ou immobile (bâtiment, arbre, feuille d'arbre...). Ce défaut peut être de deux natures :
 - Ombrage complet : quand un module est entièrement ombré, par conséquent le module ne produit plus de puissance.
 - Ombrage partiel : quand il y a qu'une partie du module qui est ombrée et l'autre partie continue à produire.

Quand une cellule est affectée par un ombrage, le courant qu'elle produit diminue. Les autres cellules non-ombrées continuent à produire une valeur de courant qui est plus élevée que la cellule ombrée. Ces cellules non-ombrées, si elles se trouvent en série avec la cellule ombrée, vont débiter un courant plus élevé dans cette dernière. Cela va forcer la cellule ombrée à basculer en mode récepteur ($I > 0$; $V < 0$). La tension négative de la cellule ombrée peut donc inverser la tension de l'ensemble de série de cellules et ainsi activer la diode by-pass. La Figure 2.15 montre la signature électrique avec l'activation des diodes by-pass.

La Figure 2.15 présente la signature I-V du défaut d'ombrage partiel pour un ensemble de portions de défaut (25%, 50%, 75%).

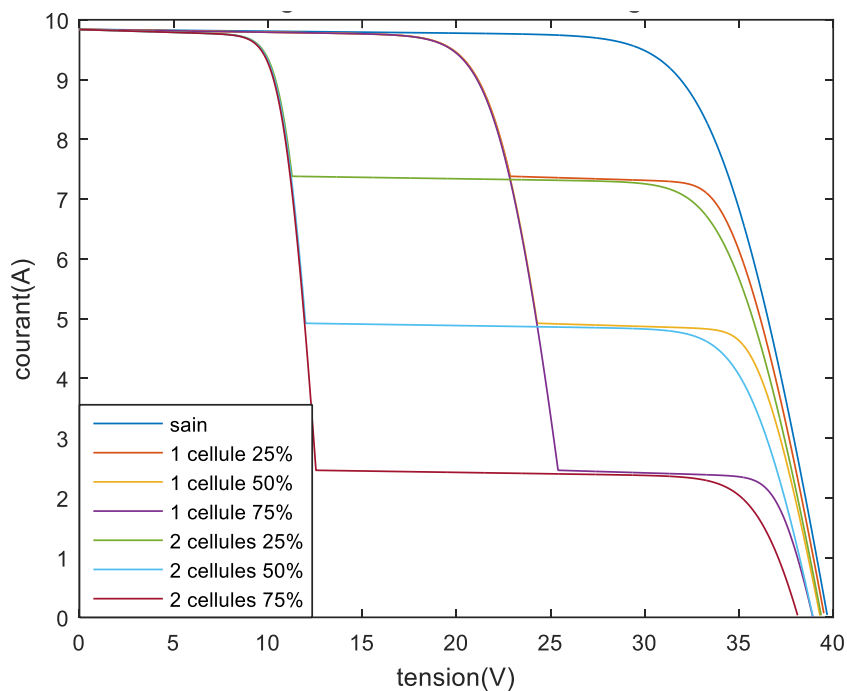


Figure 2.15: Signature I-V du défaut d'ombrage

2.3.2.5 Défaut de salissure

Le défaut de salissure est considéré comme l'un des défauts le plus populaire, usuel et évolutif. Ce défaut dépend fortement de l'environnement et des conditions météorologiques. Son apparition est plus importante dans les zones désertiques ainsi que dans les milieux très humides. On distingue dans ce défaut deux catégories :

- Défaut de salissure homogène : quand la distribution de la salissure sur la surface du module photovoltaïque est uniforme.
- Défaut de salissure non-homogène : quand la distribution de la salissure est non-uniforme. Par conséquent, on trouve des zones où la salissure est plus dense, généralement les périphériques de la surface pour les modules inclinés.

Le défaut de la salissure se caractérise par la diminution de l'éclairement des cellules qui se trouvent dans les zones où la salissure est présente.

La Figure 2.16 montre la signature I-V du défaut de salissure homogène pour plusieurs valeurs de variation d'éclairement (10%, 20%, ..., 90%).

$$I_{cc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}}$$

$$I_{cc} = \frac{\frac{GTI}{1000} \cdot \left(I_{L_{réf}} + \mu_{I_{cc}} \cdot (T_C - T_{réf}) \right)}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}}$$

$$\frac{\partial I_{cc}}{\partial GTI} > 0$$

$$V_{oc} = V_t \times \log \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \Rightarrow$$

$$\frac{\partial V_{oc}}{\partial GTI} > 0$$

Quand **GTI** diminue, **I_{cc}** et **V_{oc}** diminuent aussi.

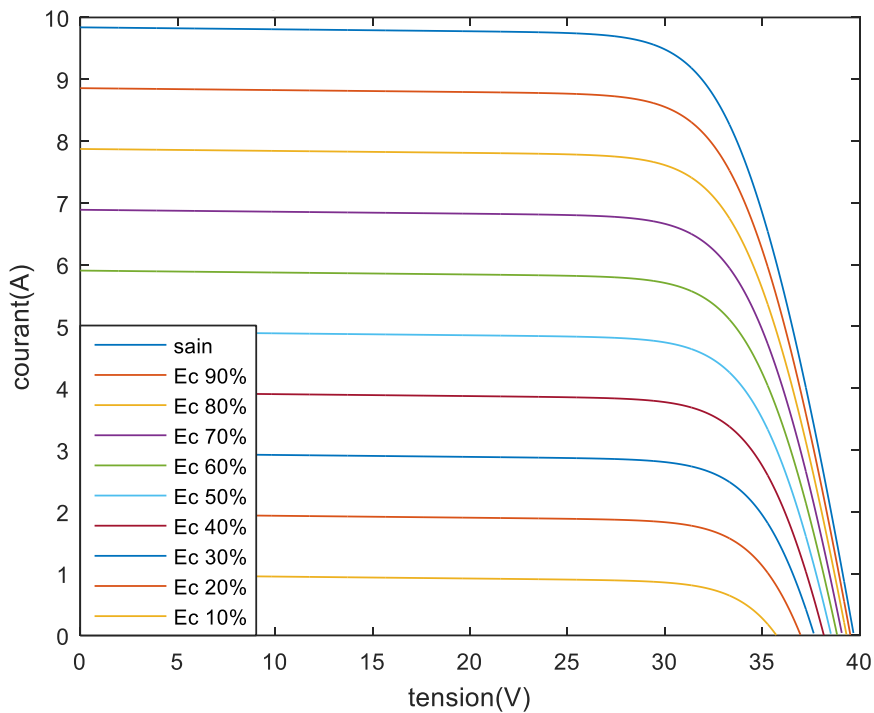


Figure 2.16: Signature I-V du défaut de salissure

2.4 Système expérimental de caractérisation PROMES – Faible puissance

La validation du modèle électrique développé passe par la confrontation des résultats de la simulation (signatures I-V) avec ceux d'expérimentation. La mesure de la signature I-V nécessite un moyen expérimental qui permet de tracer cette signature avec une bonne précision et une résolution suffisante. Les systèmes électroniques de mesure I-V commercialisés aujourd'hui offrent moins de flexibilité en tension, courant et puissance ainsi qu'un nombre de point limité [35]. Par conséquent, nous avons pensé à concevoir et réaliser un traceur I-V dans notre laboratoire. Le traceur développé devrait permettre la mesure des signatures I-V d'un module PV quelconque selon le cahier des charges suivant :

- Puissance maximale de 500W.
- Tension maximale de 100V.
- Courant max de 10 A.
- Résolution minimale de 250 points.

2.4.1 Traceur I-V

Pour réaliser un traceur IV, il est possible d'utiliser soit une structure active (par exemple un convertisseur BUCK/SEPIC, etc.), soit une structure purement capacitive de mesure ou une structure à résistance variable commandée. Le choix de la structure dépendra de la puissance à mesurer mais aussi de la précision de la mesure que nous désirons avoir. Le corollaire de la précision est le type de défauts qu'il sera possible d'identifier.

La solution par structure active a été écartée, car elle génère beaucoup d'harmoniques dans le système[54]. Ce choix ne pouvait pas être sélectionné car la précision de mesure est importante. La solution par mesure capacitive possède de nombreux avantages, entre autre de ne pas générer d'harmoniques, et de pouvoir être utilisée sur une large gamme de puissance. Mais le système n'est que très faiblement commandable [46].

La solution choisie est l'utilisation d'un transistor MOSFET en tant que résistance variable (dynamique) pour effectuer les mesures I-V, même si elle possède certains inconvénients comme une plage plus faible de fonctionnement de puissance et de possibles dérives de température de l'interrupteur.

La structure du système électronique se décompose en trois parties :

- Circuit de puissance.
- Circuit de commande géré par une carte Arduino [55].
- Interface homme machiné gérée par une carte Raspberry [56].

Le traceur a été réalisé et testé sur différents panneaux dont nous disposons au laboratoire. Parmi ces panneaux, il y a le panneau provenant de l'installation de Rivesaltes-Grid (285W ; 39,7V ; 9,84A) [52] et le panneau provenant de l'installations de ZAC-Mitra de ENGIE-Green (435W ; 85,6V ; 6,43A) [57].

2.4.1.1 Circuit de puissance

Le premier travail a été de trouver un composant MOSFET ayant des caractéristiques suffisantes pour fonctionner conformément aux exigences du cahier des charges que nous avons défini.

De nombreux composants ont été testés mais le choix s'est porté sur le transistor naturellement OFF, IXFN110N60P3 [58] (Tableau 2.5) du fabricant IXYS [59]. Ce transistor vérifie tous les critères de dimensionnement en tension, en courant et en puissance. De plus, son package SOT-227 permet de dissiper plus facilement l'énergie lors de sa conduction.

Tableau 2.5: Caractéristiques du transistor IXFN110N60P3

Tension de rupture drain-source	V_{DSS}	600V
Courant continue de fuite	I_D	90A
Dissipation d'énergie	P_D	1500W
Résistance drain-source on	$R_{DS(on)}$	56m Ω
Temps de commutation	t_{rr}	<250ns

À partir de ces informations, un prototype a été réalisé (Figure 2.17). Celui-ci comporte un système de mesure de courant (capteur ACS711EX [60]) et de tension, connecté directement à un Arduino pour la commande et qui utilise le logiciel interne de celui-ci pour la récupération des données acquises.

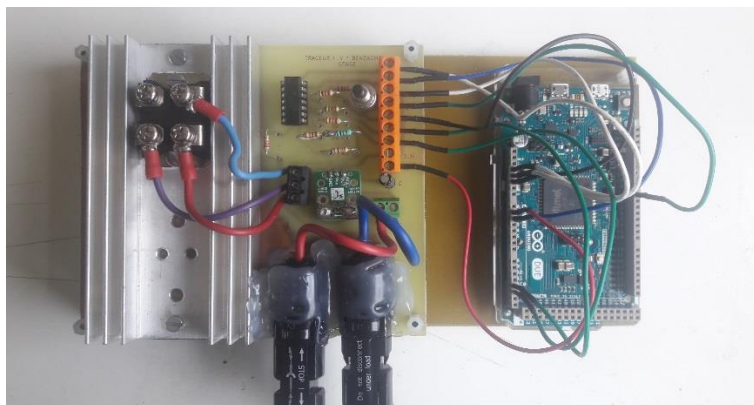


Figure 2.17: Prototype du traceur I-V

Une solution pour sauvegarder les mesures dans une base de données a été proposée. La première étape a été de séparer l'IHM (Interface Homme Machine) et la commande du circuit de puissance. Pour cela, un Raspberry a été choisi pour tout ce qui est interconnexion avec l'extérieur (opérateur, écran et sauvegarde des données). L'Arduino a été, quant à lui, limité aux seules fonctions d'acquisition et de transmission des mesures.

2.4.1.2 Circuit de commande-Arduino

La première étape du travail été de permettre au système d’augmenter le nombre de points de mesures. La carte Arduino utilisée est un Arduino DUE [61] qui peut générer deux tensions analogiques (DAC0 et DAC1). L’idée est de connecter un générateur de rampe (Figure 2.18) à ces deux entrées qui génèrent une tension suffisante pour amorcer le MOSFET (tension variant entre 4 et 5,5V dans notre cas). La première tension V1 provenant du DAC0 est une tension qui augmente pas à pas (formée des 4096 points du DAC). La deuxième tension V2 (DAC1) est une tension de translation qui permet de décaler la tension V1. Cette solution permet d’avoir théoriquement une résolution maximale de 4096x4096 points.

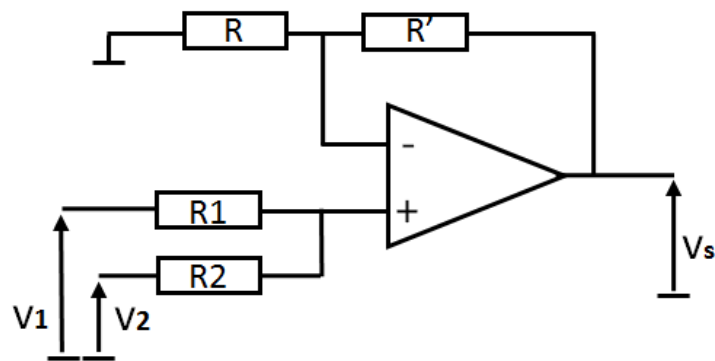


Figure 2.18: Générateur de rampe

La tension de sortie du générateur de rampe est :

$$V_s = \left(1 + \frac{R'}{R}\right) \cdot \left(\frac{R_2 \cdot V_1 + R_1 \cdot V_2}{R_1 + R_2}\right) \quad (24)$$

En effet, les tensions de sortie de la carte Arduino DUE sont à l’origine des sorties de convertisseurs numériques-analogiques (Digital Analog Converter). Ces convertisseurs DAC sont programmés sur 12 bits de sorte que la résolution de tension est égale :

$$\text{résolution} = \frac{3,3V}{2^{12}}$$

$$\text{résolution} = 0,8mV$$

Cette résolution de 0,8mV limitera le nombre de points qu’on peut mesurer. Grâce aux deux résistances R1 et R2, nous pouvons régler indépendamment la résolution des deux signaux $R_2 \cdot V_1$ et $R_1 \cdot V_2$. Ceci permettra de générer une tension de sortie V_s de à très haute résolution. De plus, la tension V_s sera adaptable aux tensions de blocage et saturation du MOSFET.

On choisit le rapport $\frac{R'}{R}$ d’une façon à avoir $\left(\frac{1 + \frac{R'}{R}}{R_1 + R_2}\right) = 1$

Les tensions de sorties de la carte varient pratiquement entre 0,55 V et 2,75V, ce qui revient à une plage de 2,2V. Nous multiplions les deux tensions par deux valeurs de résistance une plus grande que l'unité pour affaiblir la résolution et l'autre plus petite pour augmenter la résolution (Figure 2.19).

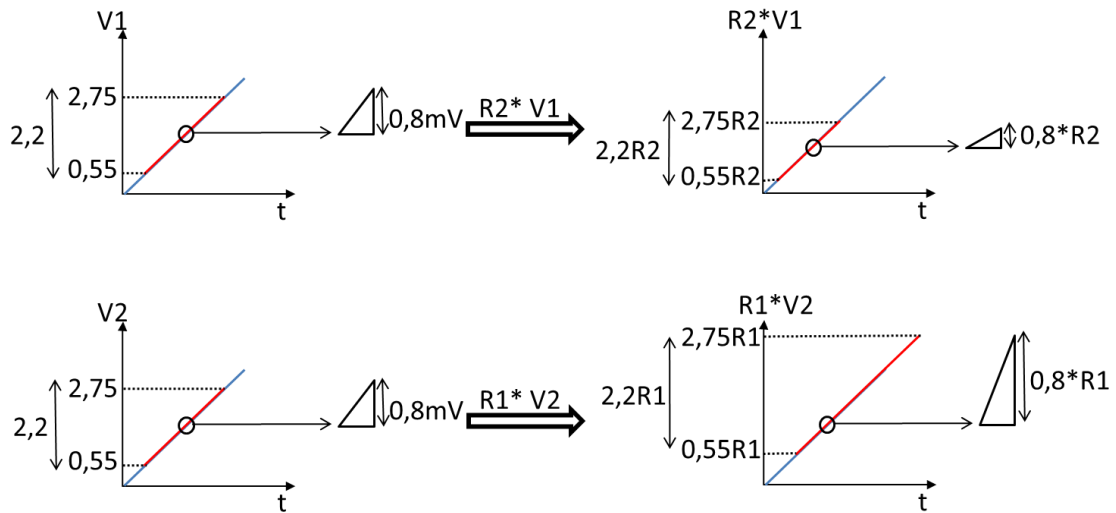


Figure 2.19: Réglages des deux tensions du DAC

Le premier signal $R2 \cdot V1$ ayant la grande résolution est périodique. Le deuxième signal $R1 \cdot V2$ ayant la faible résolution est un escalier qui augmente d'un pas à chaque période de $R2 \cdot V1$ pour translater ce dernier (Figure 2.20).

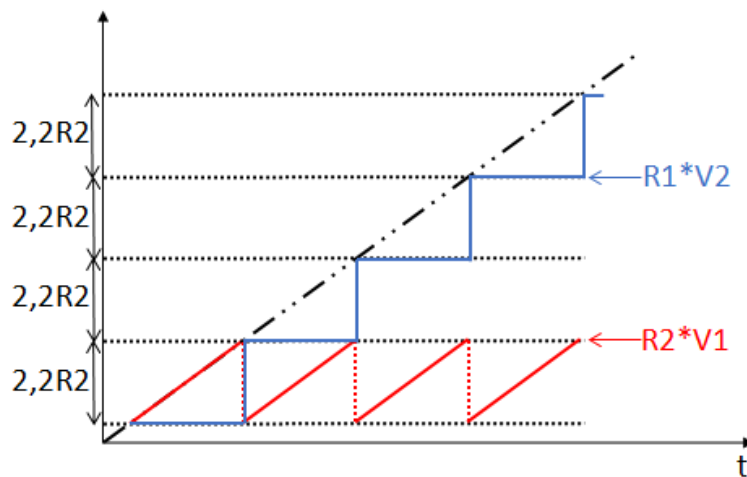


Figure 2.20: Allures des signaux $R2 \cdot V1$ et $R1 \cdot V2$

Le signal résultant V_s est la somme des deux signaux $R2 \cdot V1$ et $R1 \cdot V2$. Ce signal est sous forme d'une pente avec une résolution très élevée (Figure 2.21).

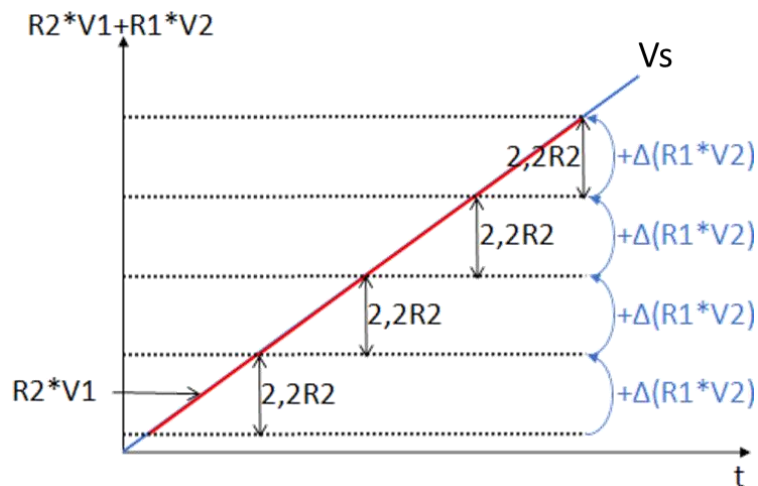


Figure 2.21: Signal résultant attaquant la grille du transistor

Le choix des résistances du générateur est gouverné par le choix de la résolution que l'on désire avoir sur V_s et donc du nombre de points que nous allons obtenir sur la courbe IV. Les calculs des valeurs des résistances se fait suivant le processus présenté ci-après :

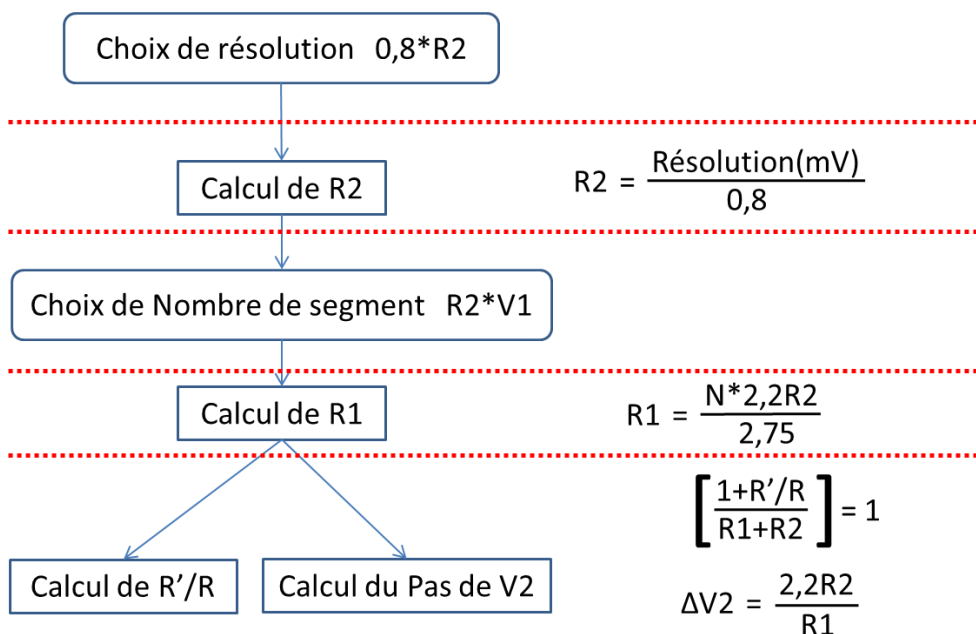


Figure 2.22: Processus de calcul des résistances

Dans la version prototype du traceur I-V (Figure 2.17), le port 7 de la carte Arduino est lié à un bouton-poussoir qui démarre l'exécution du programme d'acquisition. Dans la nouvelle version développée du traceur (Figure 2.23), c'est une commande envoyée par un Raspberry qui démarre le programme d'acquisition. Pour cela, le programme d'origine a été modifié pour attendre une séquence spécifique provenant du port USB. Par défaut, le programme de l'Arduino est en mode attente. Quand il reçoit la commande, il démarre le programme d'acquisition de données et renvoie par le même port USB les mesures acquises.

Dans la version prototype (Figure 2.17), la carte envoie les données de mesures vers le moniteur série via la liaison série avec l'ordinateur. La vitesse de communication utilisée est de 250kbauds. C'est-à-dire qu'à chaque pas de variation du DAC0 et 1, la tension est envoyée vers la grille du transistor et les mesures du courant et de tensions sont collectées pour être envoyées vers le moniteur série. Dans la version industrielle (Figure 2.23), l'Arduino est par défaut en mode attente. Lorsqu'il reçoit l'ordre d'acquisition, le Raspberry est immédiatement positionné en mode réception. Les données de mesure du courant et de tension sont acquises et préformatées avant d'être envoyées au Raspberry. Cette dernière collecte alors les informations séparées par des points virgules (format csv) pour faciliter leur lecture et leur post-traitement. Une fois l'acquisition terminée, l'Arduino envoie une séquence spécifique au Raspberry et repasse en mode attente. Le Raspberry sauvegarde alors les données sur sa carte SD et commute en mode attente pour pouvoir relancer une acquisition si demandée.



Figure 2.23: Nouvelle version du traceur I-V

2.4.1.3 Interface Homme Machine-Raspberry

Le Raspberry utilisé pour l'IHM (Interface Homme Machine) est un Raspberry Pi 3 Model B [62]. Ses caractéristiques sont :

- Processeur Quad Core Broadcom 2837 ARMv8 64bit.
- Vitesse du processeur : 1.2 GHz.
- 1 GB RAM.
- BCM43143 WiFi intégré.
- Bluetooth Low Energy (BLE) intégré.
- 40 broches d'extension GPIO.
- 4 ports USB2.
- Sortie vidéo et stéréo.
- Port caméra CSI pour connecter la caméra Raspberry Pi.
- Port d'affichage DSI pour connecter l'écran tactile Raspberry Pi.
- Lecteur de carte Micro SD pour charger un système d'exploitation et stocker des données.
- Source d'alimentation Micro USB, supporte jusqu'à 2,5A.

Le Raspberry est utilisé comme système d'interface entre l'homme, l'Arduino et aussi le réseau. Pour le premier, il nous permet de commander les acquisitions et d'afficher en temps réel les mesures. La connectivité naturelle de la carte, nous permis d'avoir un écran de visualisation et de pouvoir transférer les données sur le réseau par câble RJ45 ou par WIFI. La structure développée est faiblement consommatrice d'énergie. Si on rajoute la faible consommation de l'Arduino, nous avons un système qui peut parfaitement être utilisé en totale autonomie énergétique.

Le Raspberry utilise comme système d'exploitation Raspbian. C'est un système d'exploitation libre et gratuit basé sur Debian GNU/Linux optimisé pour fonctionner sur les Raspberry Pi. C'est pour cet OS qu'a été développé une interface graphique spécifique pour le système d'acquisition.

2.4.1.4 Interface graphique

L'interface graphique a été écrite en python avec l'ajout des bibliothèques graphiques (Figure 2.24). Le choix a été fait pour la portabilité dans le cas de changement de carte et de mise à jour de l'OS. Le langage étant interprété, les possibilités de « casse » suite à une mise à jour sont très faibles par rapport à un langage compilé.

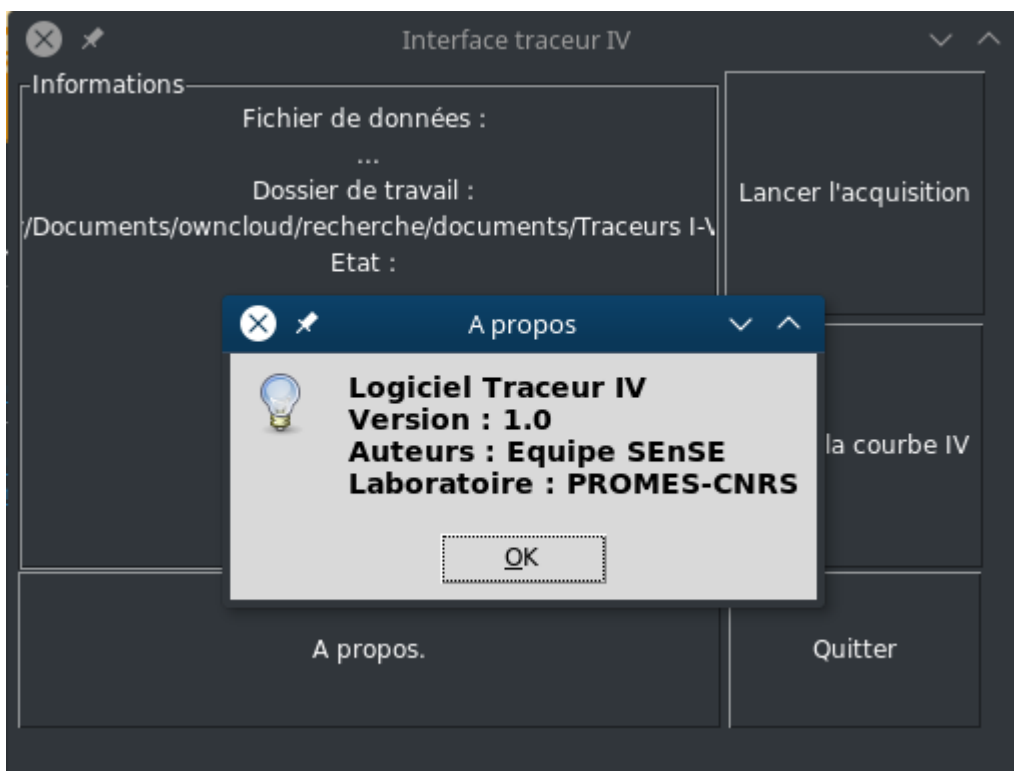


Figure 2.24: Interface graphique du traceur I-V

Le programme gère les communications avec l'Arduino, mais aussi le formatage des informations provenant du microcontrôleur. Il s'occupe aussi de la sauvegarde sur la carte SD et de l'horodatage des données.

2.4.2 Caractérisation expérimentale

La validation du système expérimental a été faite sur un ensemble de panneaux (Tableau 2.6) que nous disposons au laboratoire :

- Panneau de l'installation de Rivesaltes-grid : on dispose d'un certain nombre de module *Sunmodule Plus SW285* [52] récupérés par l'équipe de recherche SENSE de l'installation de ENGIE (Rivesaltes-grid [63]). Ces panneaux ont été changés lors d'une tempête qui a frappé l'installation. Certains panneaux ont été cassés (EVA). D'autres avait uniquement des problèmes de support et qui peuvent fonctionner en mode sain.
- Panneau de l'installation de Zac-Mitra : nous avons reçu deux panneaux neufs de *SPR-E20-435-COM*. Les mêmes modules sont installés dans l'installation de ENGIE-Green de Zac-Mitra [64].
- Panneau de PROMES : Nous avons aussi en stock deux panneaux neufs de *XM460280 I+35* [65].

Tableau 2.6: Modules utilisés pour la caractérisation

	<i>Sunmodule Plus SW 285</i>	<i>SPR-E20-435-COM</i>	<i>XM460280 I+35</i>
Fabricant	SolarWorld	SunPower	Sunerg Solar Energy
Puissance (W)	285	435	280
Courant de court-circuit (A)	9.84	6.43	9.15
Tension de circuit ouvert (V)	39.7	85.6	38.22

2.4.2.1 Caractérisation du module sain

Plusieurs caractérisations en mode sain ont été effectuées. Les données météorologiques sont récupérées de la station météorologique du laboratoire PROMES.

2.4.2.1.1 Sunmodule Plus SW285

Une caractérisation en mode sain de ce module a été effectuée sous un éclairage de 893W/m². La température de la cellule a été estimée à 60°C. La Figure 2.25 et la Figure 2.26 présentent les signatures I-V et P-V. la puissance maximale mesurée est de 201W. Le courant de court-circuit mesuré est de 8,79A. La tension de circuit ouvert mesurée est de 35,15V. Nous remarquons que les points I-V mesurés sont réparti de la tension de circuit ouvert jusqu'une tension faible et non nulle (1,2V). Par conséquent, le point de court-circuit n'est pas atteint. Cela est dû au fait que quand le MOSFET est saturé, sa résistance dynamique ($R_{DSon}=19m\Omega$) est trop faible mais non nulle. Cette résistance empêche le traceur de tracer le point de court-circuit. De plus, dans la version prototype du traceur. La tension appliquée sur la grille du transistor varie entre 3,5 et 5V. Dans la version mobile du traceur, le transistor *IXFN210N30P3* utilisé possède une résistance drain-source à l'amorçage moins faible (14m Ω) et la tension appliquée sur la grille du transistor varie entre 4,5 et 5,5V. Cette augmentation en valeur de

tension de saturation a permis d'atteindre le courant de court-circuit comme nous le remarquons sur les mesures des deux modules : *SPR-E20-435-COM* et *XM460280 I+35*.

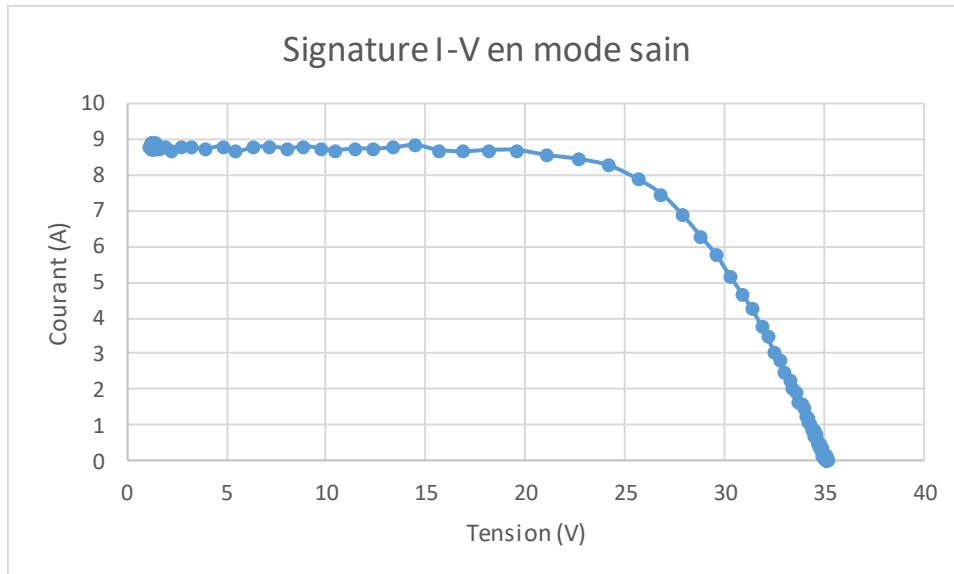


Figure 2.25: Signature I-V en mode sain de sunmodule plus SW 285

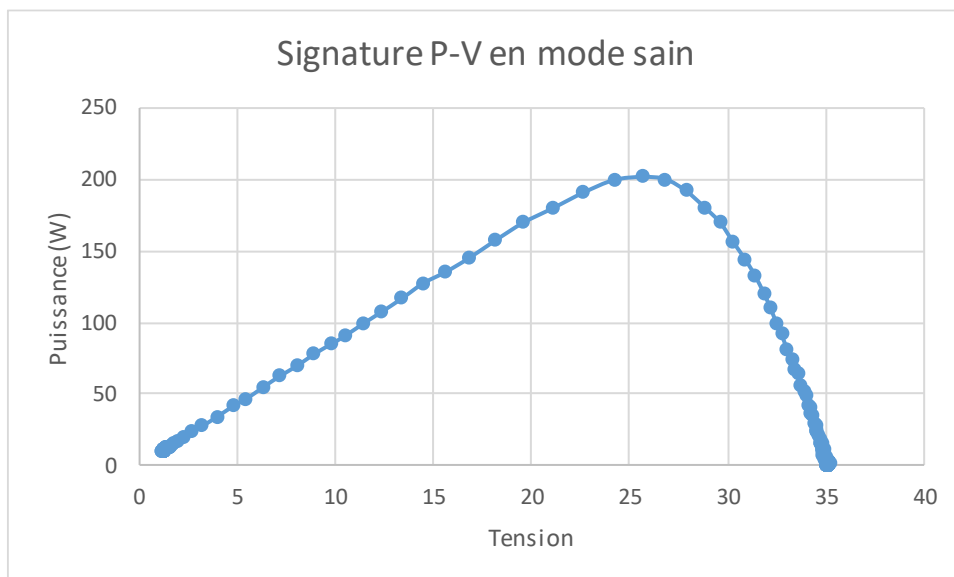


Figure 2.26: Signature P-V en mode sain de sunmodule plus SW 285

2.4.2.1.2 XM460280 I+35

Une caractérisation en mode sain de ce module sous un ensoleillement de 734 W/m^2 et une température de cellule de 21°C a donné une puissance maximale de 186W , un courant de court-circuit de $6,71\text{A}$ et une tension de circuit ouvert de $38,29\text{V}$. La Figure 2.27 et Figure 2.28 présentent les signatures I-V et P-V.

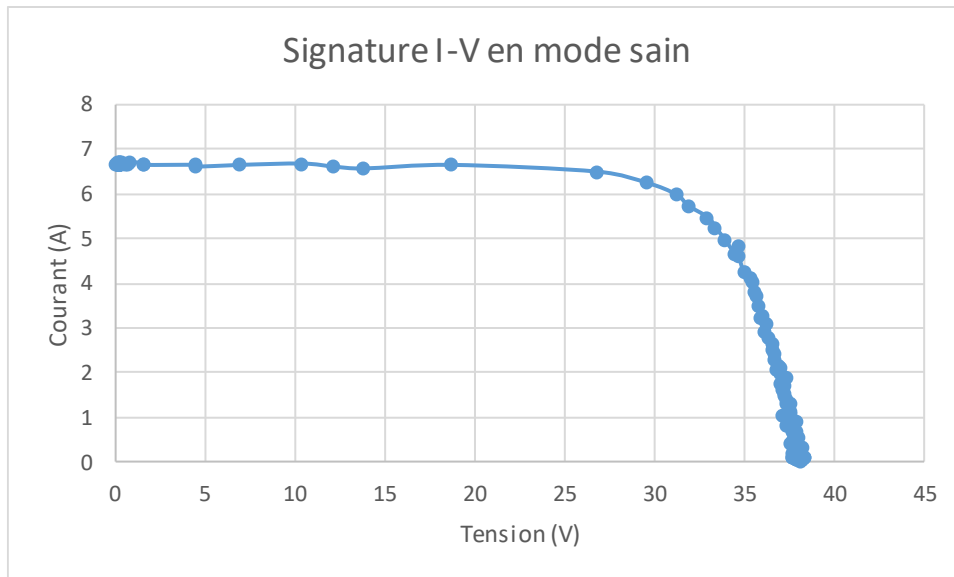


Figure 2.27: Signature I-V en mode sain de XM460280 I+35

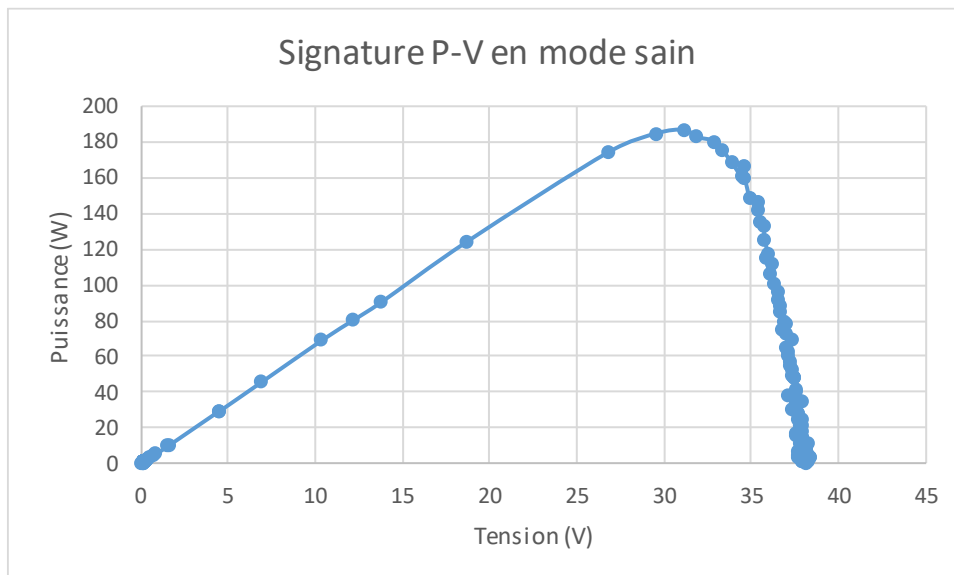


Figure 2.28: Signature P-V en mode sain de XM460280 I+35

2.4.2.1.3 SPR-E20-435-COM

Ce module a été caractérisé sous un éclairement de 738W/m^2 . La température de la cellule a été estimée à 34°C . La Figure 2.29 et Figure 2.30 présentent les signatures I-V et P-V. la puissance maximale mesurée est de 320W . Le courant de court-circuit mesuré est de $5,18\text{ A}$. La tension de circuit ouvert mesurée est de $80,79\text{V}$.

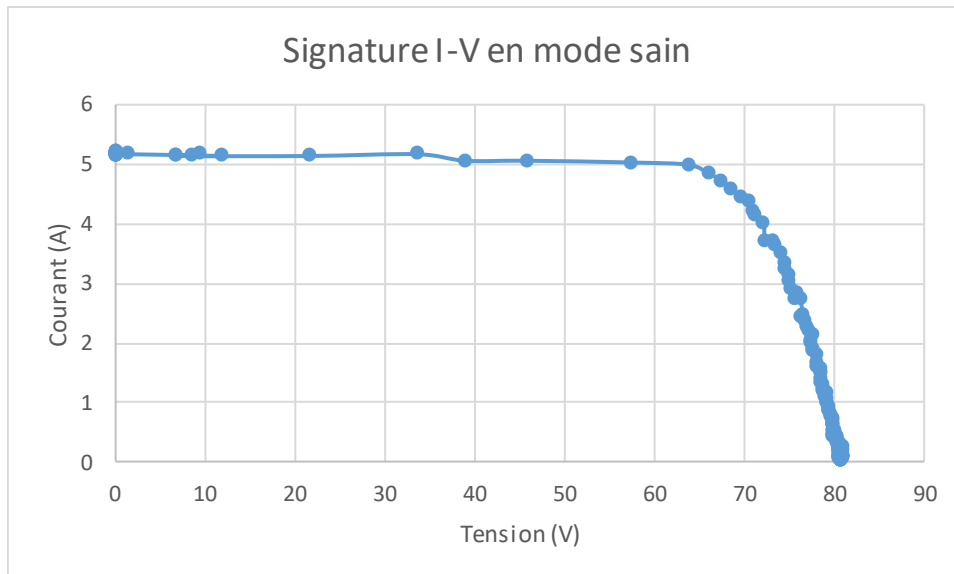


Figure 2.29: Signature I-V en mode sain de SPR-E20-435-COM

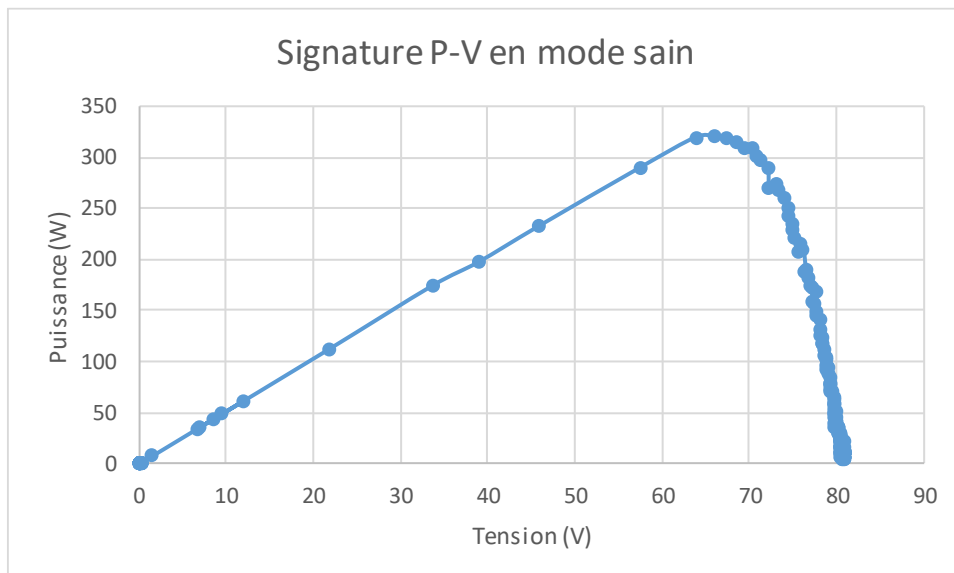


Figure 2.30: Signature P-V en mode sain de SPR-E20-435-COM

2.4.2.2 Caractérisation du module défaillant

Après avoir testé le système expérimental sur les différents modules en fonctionnement sain. Le système a été testé aussi sur les modules PV en fonctionnement défaillant. Le défaut usuel d'ombrage a été choisi en raison de sa facilité de mise en œuvre.

2.4.2.2.1 Sunmodule Plus SW285

Différents cas d'ombrage ont été réalisés sur le module *Sunmodule plus SW 285* comme le montre la Figure 2.31. Le premier cas est un ombrage partiel. Nous avons collé un morceau de carton de forme triangle pour essayer d'occulter 50% de la cellule choisie. La conséquence de ce défaut comme le montre la Figure 2.32 est l'activation de la diode by-pass numéro 1. La diode est activée à partir d'une valeur de courant de 3,59A, cette valeur représente 40% du courant de court-circuit (8,79A).

Théoriquement il devrait y avoir une activation de diode by-pass à 50% du courant de court-circuit. Cependant, cette condition ne peut être réalisée que si le morceau de carton occulte le pourcentage précis de 50%, empêche la diffusion de lumière de tous les côtés, sur le verre et sur l'EVA (encapsulant) du module, ce qui est très difficile à réaliser.

Le deuxième cas d'ombrage réalisé est l'ombrage complet d'une seule cellule. A l'identique du cas précédent, la diode by-pass numéro 1 est activée. Mais, l'activation s'est produite cette fois à partir d'une valeur faible de courant : 0,37 A (4% du courant de court-circuit).

Dans le troisième et le quatrième cas, le même type et forme d'ombrage ont été réalisés. Sauf que dans le troisième cas les trois morceaux de carton ont été collés sur trois cellules verticales comme montre la Figure 2.31. Par contre, dans le quatrième cas les ombrages ont été appliqués sur trois cellules horizontales (Figure 2.31).

Le résultat du troisième cas est l'activation d'une seule diode by-pass. En effet, le module *Sunmodule plus SW 285* possède 3 diodes by-pass. Chaque diode est branchée en parallèle à 20 cellules. Les deux premières colonnes à gauche du module sont protégées par la diode by-pass numéro 1, les deux colonnes du milieu sont protégées par la diode numéro 2 et les deux dernières par la diode numéro 3. Quand les trois cellules verticales ont été occultées (cas 3), la diode by-pass numéro 1 est activée comme le montre la Figure 2.32. Par contre, dans le quatrième cas, les deux premières cellules occultées ont activé la diode by-pass numéro 1 et la troisième cellule qui fait partie du groupe de colonnes du milieu a activé la diode by-pass numéro 2. La conséquence est donc l'activation de deux diodes comme le montre la Figure 2.32.

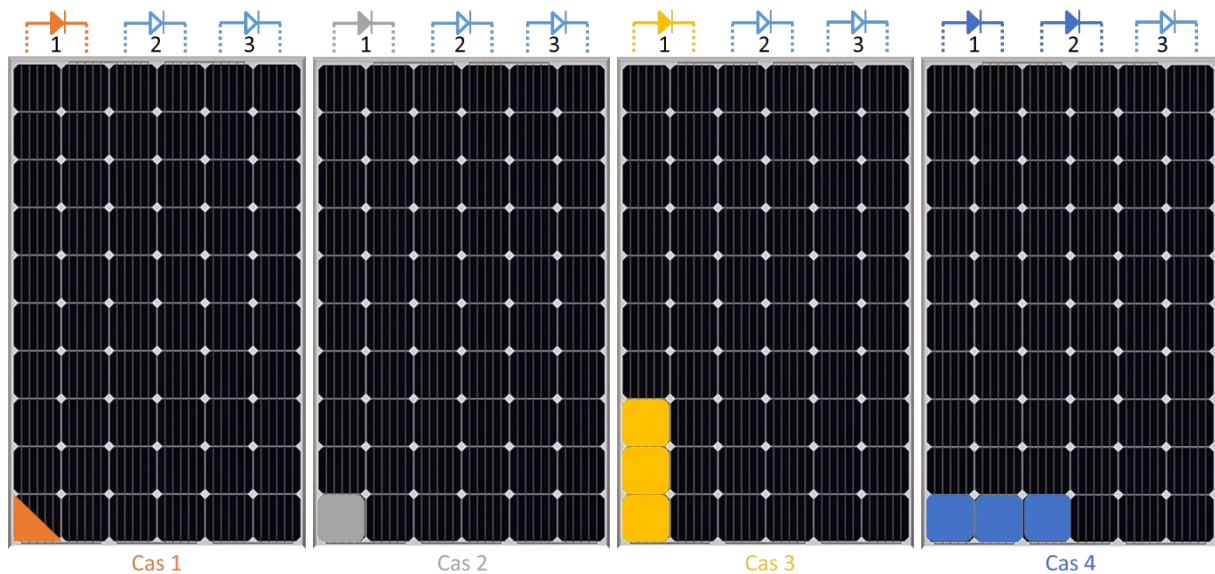


Figure 2.31: Les cas d'ombrage de sunmodule plus SW 285

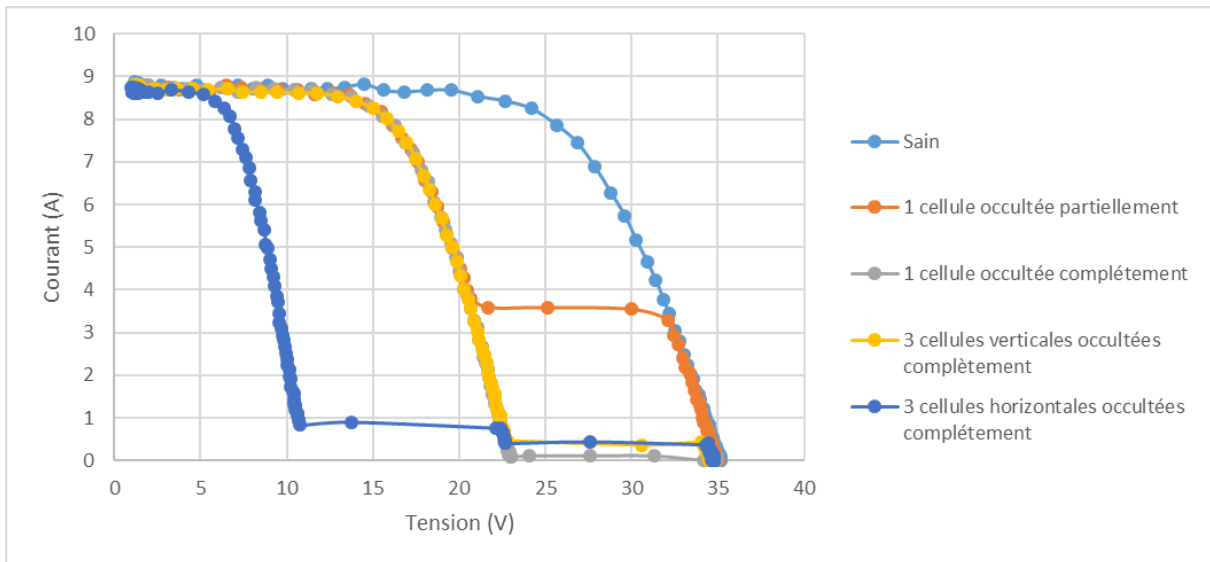


Figure 2.32: Signatures I-V de sunmodule plus SW285

La Figure 2.33 montre que le défaut d'ombrage conduit à des signatures de puissance (P-V) avec plusieurs pics de puissance. Par conséquent, la signature P-V possède un maximum global et un ou plusieurs maximum locaux. Cette multitude de points de puissance maximale peut influencer le bon fonctionnement du MPPT de l'onduleur. Si nous prenons par exemple le deuxième cas (ombrage partiel). La courbe de puissance montre deux maximums :

- Maximum global : (16,13V ; 126,78W).
- Maximum local : (29,97V ; 106,39W).

Si l'algorithme de MPPT effectue la recherche du point de puissance maximale au voisinage du maximum local, l'algorithme pourrait prendre ce point comme point optimal et faire fonctionner le module dans ce point de fonctionnement. Cette décision amènera donc à un gaspillage de puissance de 20,39W ($126,78W - 106,39W = 20,39W$). Les nouvelles génération d'onduleurs sont munis d'algorithmes MPPT multipoints. Ces algorithmes permettent de scanner la totalité des points de puissance pour choisir le maximum global et optimal.

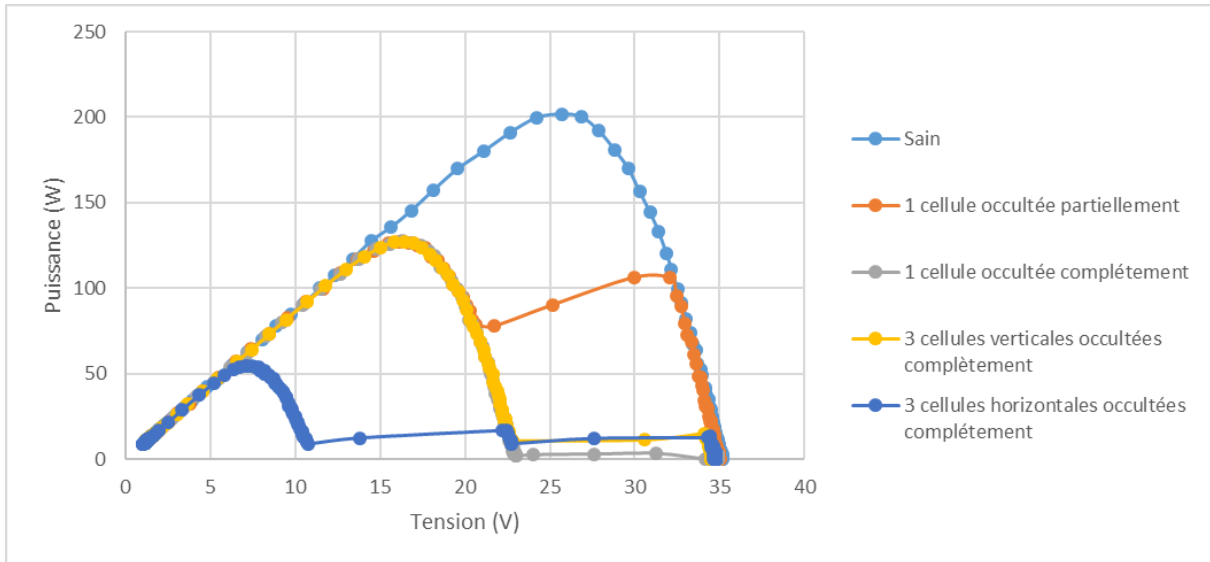


Figure 2.33: Signatures P-V de sunmodule plus SW285

2.4.2.2.2 XM460280 I+35

Le module XM460280 I+35 a été caractérisé en mode défaillant en faisant varier les pourcentages d'occultation d'une cellule. Les résultats de caractérisation sont présentés dans la Figure 2.34 et la Figure 2.35. Les déviations du courant de court-circuit et de tension de circuit ouvert sont dues aux variations météorologiques (éclairage, température et vitesse du vent).

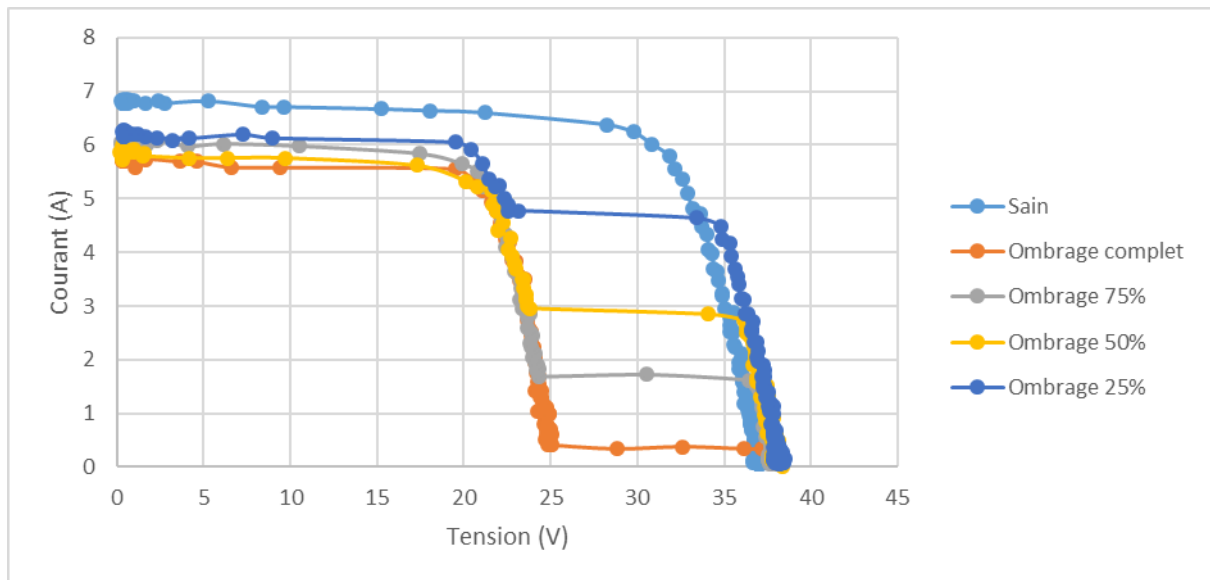


Figure 2.34: Signatures I-V de XM460280 I+35

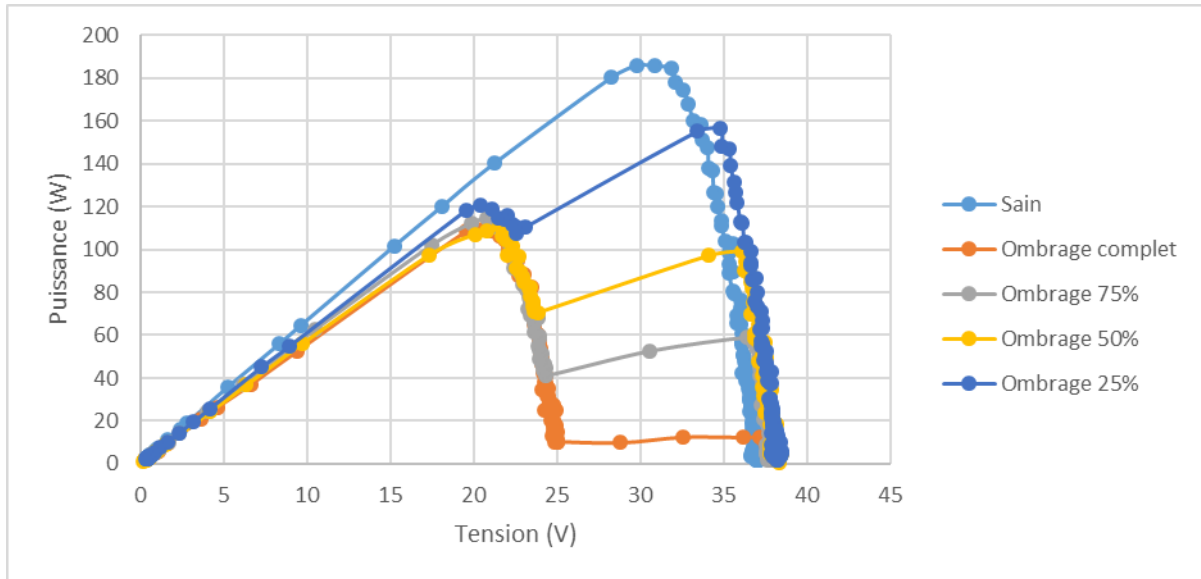


Figure 2.35: Signatures P-V de XM460280 I+35

2.4.2.2.3 SPR-E20-435-COM

Le module *SPR-E20-435-COM* a été caractérisé en mode défaillant avec différent nombre de cellules occultées. Au début nous avons occulté une seule cellule. Puis, nous avons augmenté le nombre de cellules ombrées. La première conclusion issue des résultats obtenus avec 1, 2, 3 et 4 cellules occultées (Figure 2.37, Figure 2.38) est que le module possède au moins 4 diodes by-pass. Après la vérification du datasheet et l'inspection visuelle de la boîte de jonction du module. La conclusion annoncée a été contredite, car, le module *SPR-E20-435-COM* ne possède que trois diodes by-pass.

Nous avons changé la disposition des ombrages effectués sur les 4 cellules et nous avons remarqué que la signature change également :

- Disposition 1 (*) : Il apparaît une chute de tension de circuit ouvert d'environ 20V, cette chute monte jusqu'au point de puissance maximale (Figure 2.37, Figure 2.38).
- Disposition 2 (**): Il apparaît une chute de tension du circuit ouvert (20V). Par contre, la signature I-V change la pente et atteint le point de puissance maximal du cas de 3 cellules (Figure 2.37, Figure 2.38).

Dans le modèle électrique du module que nous avons développé, nous mettons une diode par groupe de N_d cellule.

Avec :

$$N_d = \frac{N_s}{\text{Nombre de diode by - pass}} \quad (25)$$

N_s : nombre de cellule en série.

La configuration de mise en parallèle des diodes by-pass avec les cellules ne peut pas modéliser le comportement de ce module (SPR-E20-435-COM) en mode défaillant en subissant le défaut d'ombrage.

Entre autres, la configuration en chevauchement des diodes est utilisée dans certains modules (Figure 2.36) [66]. Cette configuration conduit à des effets d'ombrage différents à la configuration classique (en parallèle) [67].

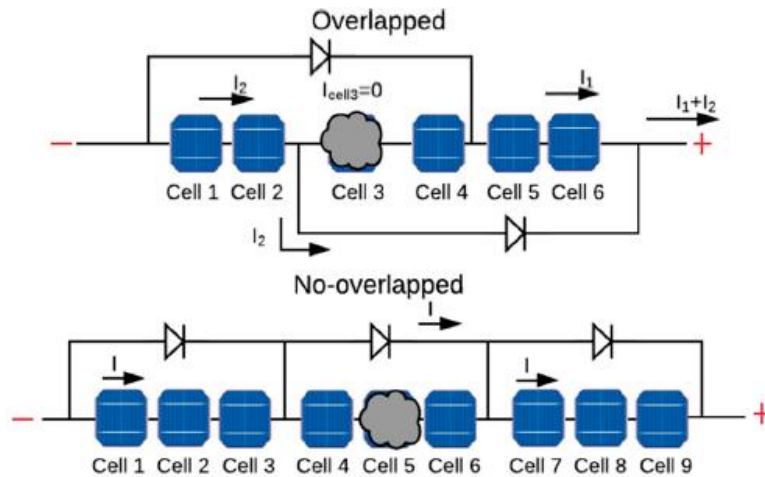


Figure 2.36: Configuration en parallèle et en chevauchement des cellules[67]

Dans notre cas, nous ne connaissons ni la configuration des diodes by-pass ni le câblage entre les différentes cellules, car les contacts métalliques inter-cellules ne sont pas aussi visible (Figure 2.39).

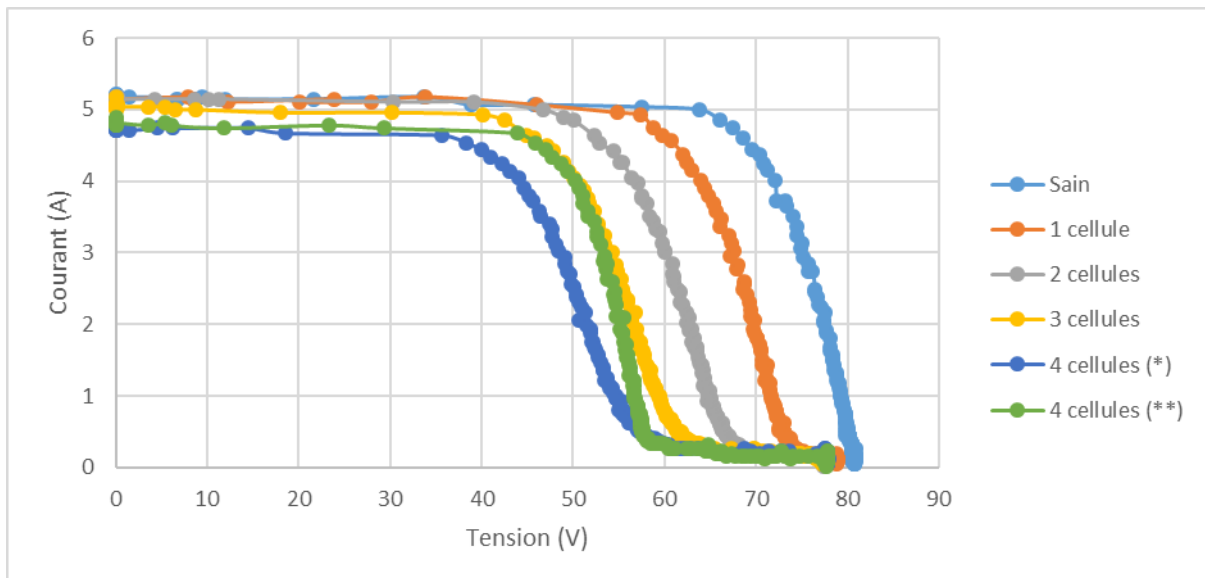


Figure 2.37: Signatures I-V de SPR-E20-435-COM

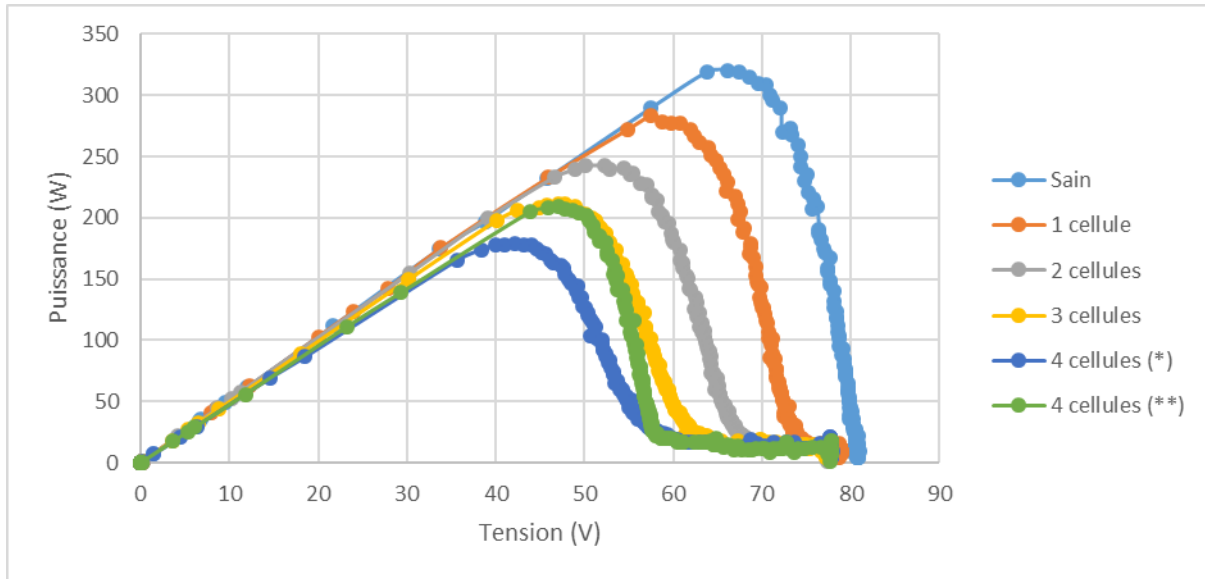


Figure 2.38: Signatures P-V de SPR-E20-435-COM

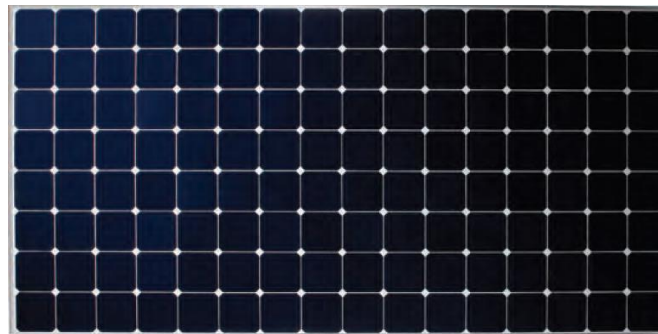


Figure 2.39: Photo du module SPR-E20-435-COM

2.5 Comparaison simulation/expérimentation

Dans un premier temps, nous allons présenter les courbes de courant-tension et puissance-tension obtenus en mode sain en les comparant aux résultats expérimentaux. Puis, nous présenterons les modes défectueux.

2.5.1 Mode sain

2.5.1.1 Sunmodule Plus SW285

Pour le module *Sunmodule Plus SW285*, le modèle de la Figure 2.6 a été utilisé avec le paramétrage des valeurs présentées dans le Tableau 2.3. Les paramètres météorologiques (893W/m^2 , 60°C) mentionnés dans la partie 2.4.2.1.1 ont été paramétrés dans le modèle électrique.

La Figure 2.40 et Figure 2.41 présentent la comparaison (simulation/mesure) des deux signatures I-V et P-V. La déviation que nous remarquons aux voisinages du point de puissance maximale est due aux facteurs suivants :

- Les paramètres électriques configurés dans le modèle électrique ne représentent pas fidèlement les grandeurs réelles du module (R_s , R_{sh} , ...).
- Lors du fonctionnement des modules, ses paramètres changent. Or, les modules que nous avons utilisés ont déjà fonctionné pendant une certaine durée.
- La connexion du traceur I-V avec le module PV se fait par des câbles d'une longueur moyenne de 2 mètres. Ces câbles présentent une résistance non nulle. Cette résistance joue le même rôle que l'augmentation de la résistance série du module. Et comme nous l'avons montré au paragraphe 2.3.2.1, le défaut de résistance série provoque la même déviation que nous remarquons sur la Figure 2.40.

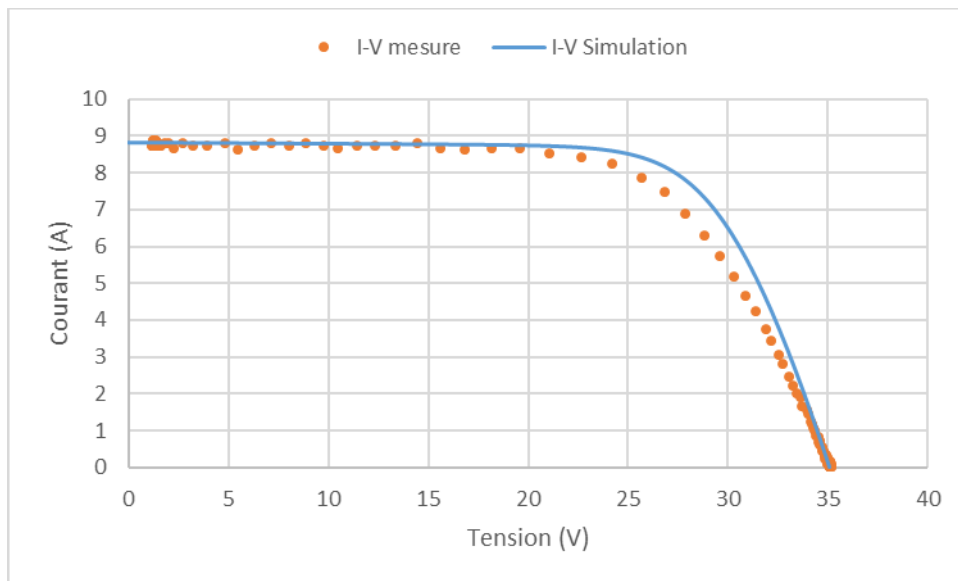


Figure 2.40: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de Sunmodule plus SW 285 en mode sain

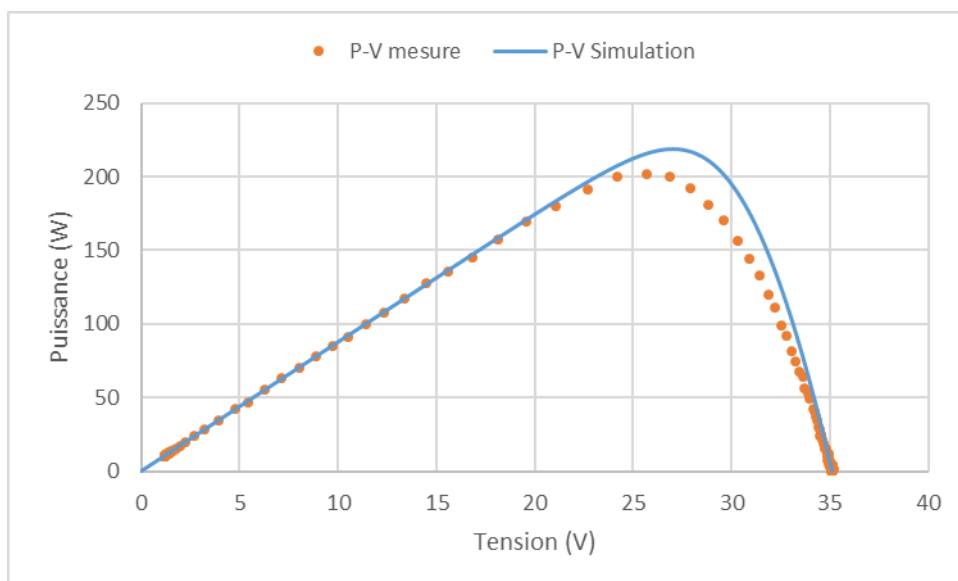


Figure 2.41: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de Sunmodule plus SW 285 en mode sain

La déviation engendrée par les facteurs cités ci-dessus peut être corrigée par la modification du modèle électrique. Cette correction consiste à ajouter une résistance en série avec le modèle du module (Figure 2.42). Nous faisons varier la valeur de la résistance ajoutée jusqu'à ce que le point de puissance maximale de simulation soit ramené au point de puissance de mesure. Dans l'exemple du module *Sunmodule Plus SW285*, la valeur de la résistance qui a permis de corriger la déviation et ramener la puissance maximale simulée à celle mesurée (Figure 2.43, Figure 2.44) est de $0,26\Omega$.

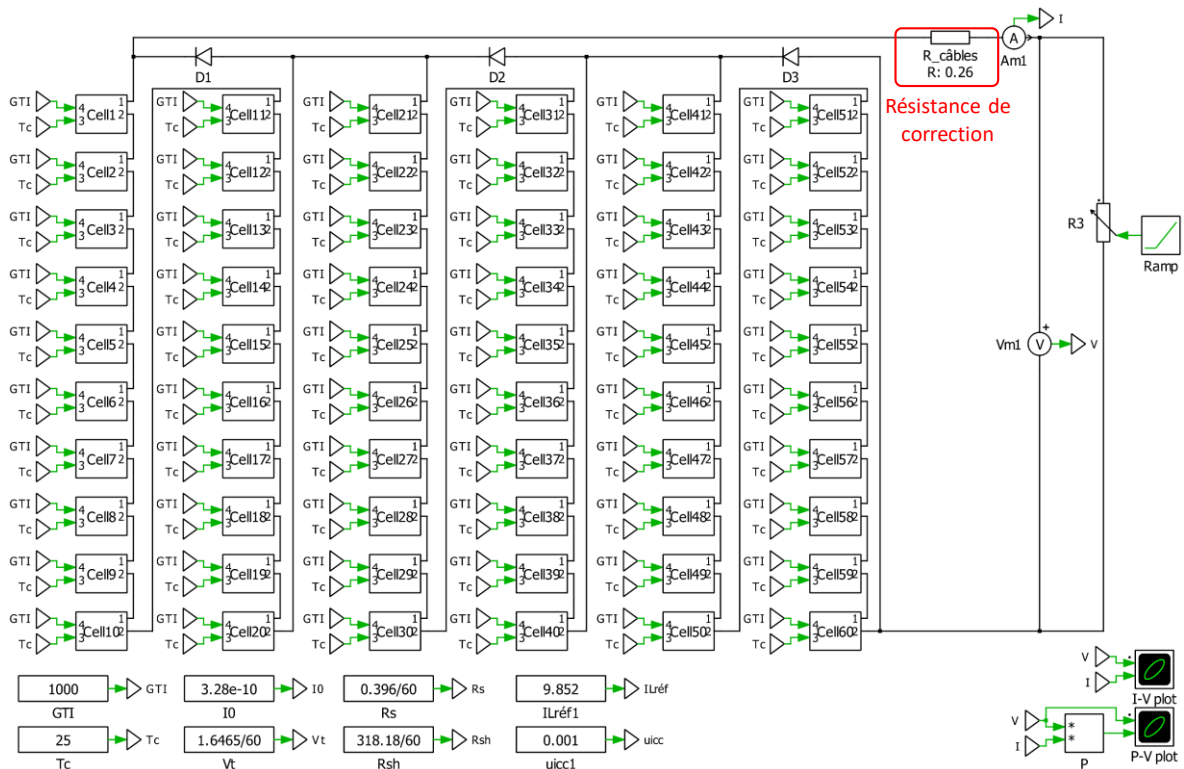


Figure 2.42: Modèle électrique corrigé de Sunmodule Plus SW285

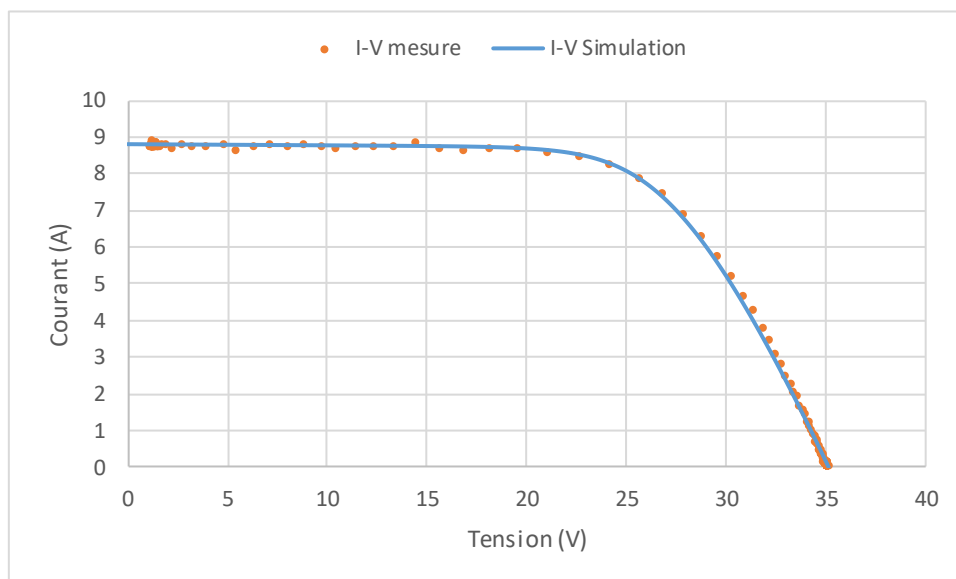


Figure 2.43: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de Sunmodule plus SW 285 après la correction

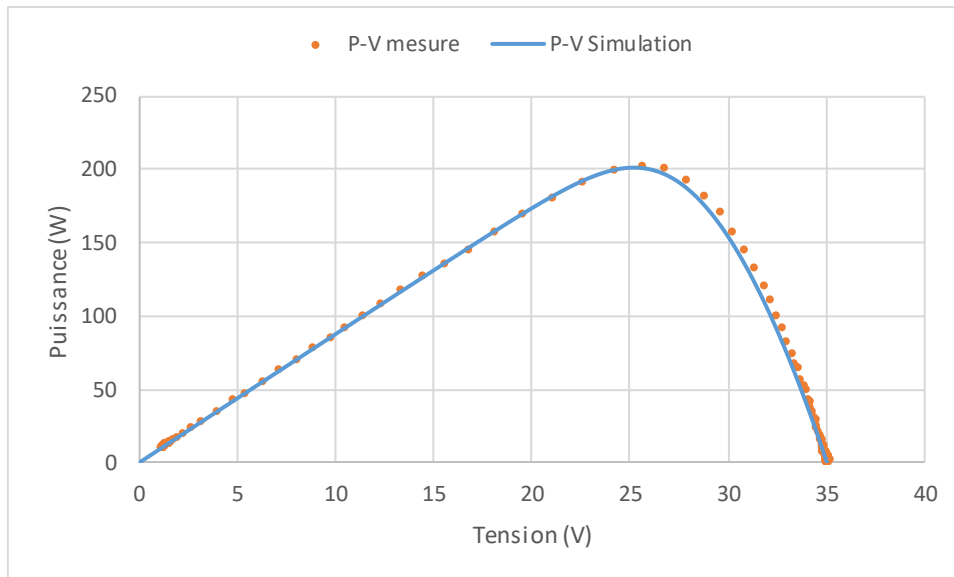


Figure 2.44: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de Sunmodule plus SW 285 après la correction

La correction du modèle électrique que nous avons effectuée peut-être appliquée sur l'ensemble des modules (*Sunmodule Plus SW285*, *XM460280 I+35*, *SPR-E20-435-COM*) selon la méthodologie appliquée au module *Sunmodule Plus SW285*. Dans le reste du manuscrit nous présenterons les signatures I-V (de simulation) sous forme brute et sans correction.

2.5.1.2 XM460280 I+35

Le module *XM460280 I+35* possède la même architecture du module *Sunmodule Plus SW285*, les deux modules possèdent le même nombre de cellule, le même type d'assemblage de cellule, le même nombre de diode by-pass et la même configuration de branchement de ces dernières. Par conséquent, le même modèle de *Sunmodule Plus SW285* est utilisé pour modéliser et simuler le module *XM460280 I+35*. Nous n'avons modifié que les valeurs des paramètres électriques et météorologiques. Les paramètres électriques sont présentés dans le Tableau 2.7. Les données météorologiques sont : (734W/m^2 , 21°C).

Tableau 2.7 : Paramètres électriques de *XM460280 I+35*

Paramètre de référence (STC)	Symbole	Valeur
Photo-courant	I_L	9,16A
Courant de saturation	I_0	$3 \cdot 10^{-10}\text{A}$
Tension thermique	V_t	1,59V
Résistance série	R_s	0,28 Ω
Résistance shunt	R_{sh}	300 Ω
Nombre de cellule en série	N_s	60
Nombre de diode by-pass	-	3

La comparaison simulation/mesure des deux signatures I-V et P-V est présentée dans la Figure 2.45 et Figure 2.46. La déviation observée sur la signature I-V est similaire à celle du module *Sunmodule Plus SW285*. Cette déviation est due aux mêmes facteurs expliqués au cas précédent (*Sunmodule Plus SW285*).

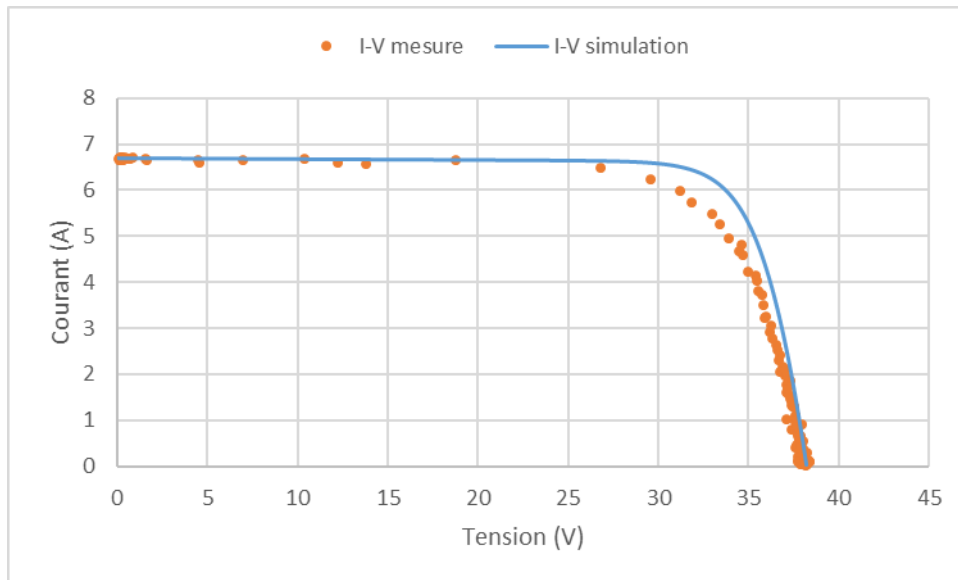


Figure 2.45: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de XM460280 I+35 en mode sain

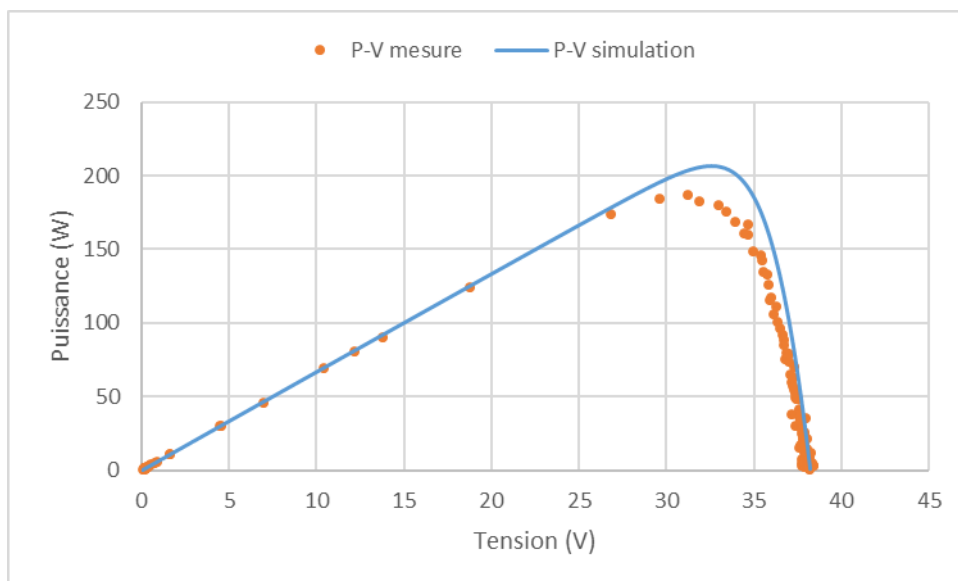


Figure 2.46: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de XM460280 I+35 en mode sain

2.5.1.3 SPR-E20-435-COM

Un modèle électrique à 128 cellules a été développé et simulé sur *Plecs*, En raison du manque d'information sur la configuration des diodes by-pass de ce module (*SPR-E20-435-COM*). Nous avons simulé le modèle sans diodes by-pass. Puisque les diodes by-pass ne réagissent que dans le fonctionnement défaillant. Le choix de simulation sans diodes by-pass a pu décrire le fonctionnement

en mode sain. Cependant, ce modèle ne peut pas décrire le fonctionnement du module en mode défaillant (défaut d'ombrage par exemple). Les paramètres électriques configurés dans le modèle électrique du module *SPR-E20-435-COM* sont donnés dans le Tableau 2.8.

Tableau 2.8: Paramètres électriques de *SPR-E20-435-COM*

Paramètre de référence (STC)	Symbole	Valeur
Photo-courant	I_L	9,16A
Courant de saturation	I_0	$3 \cdot 10^{-10} \text{A}$
Tension thermique	V_t	1,59V
Résistance série	R_s	0,252 Ω
Résistance shunt	R_{sh}	456,33 Ω
Nombre de cellule en série	N_s	128
Nombre de diode by-pass	-	3

La Figure 2.47 présente la comparaison (mesure/simulation) de la signature I-V. Et la Figure 2.48 présente la comparaison (mesure/simulation) de la signature P-V.

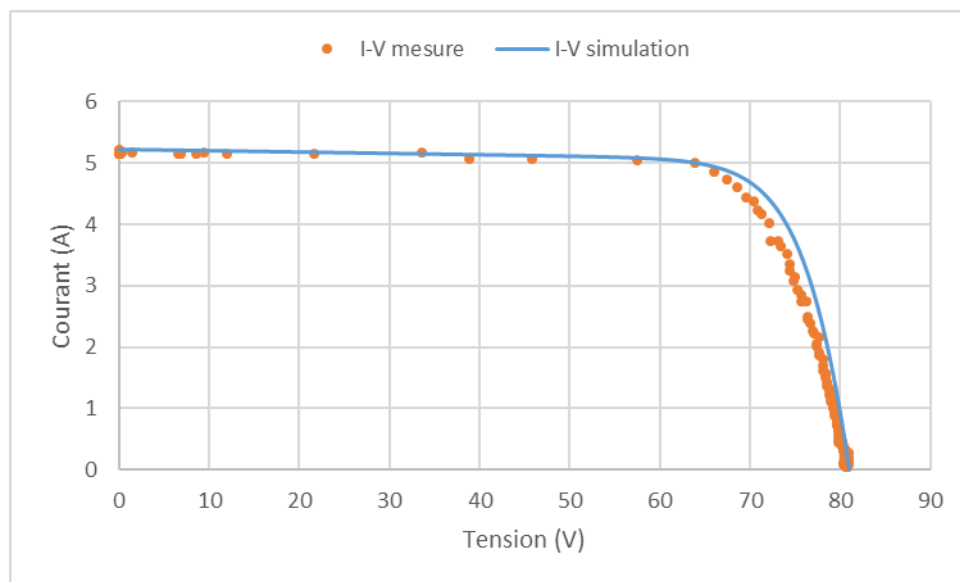


Figure 2.47: Comparaison simulation/mesure de la signature I-V de *SPR-E20-435-COM* en mode sain

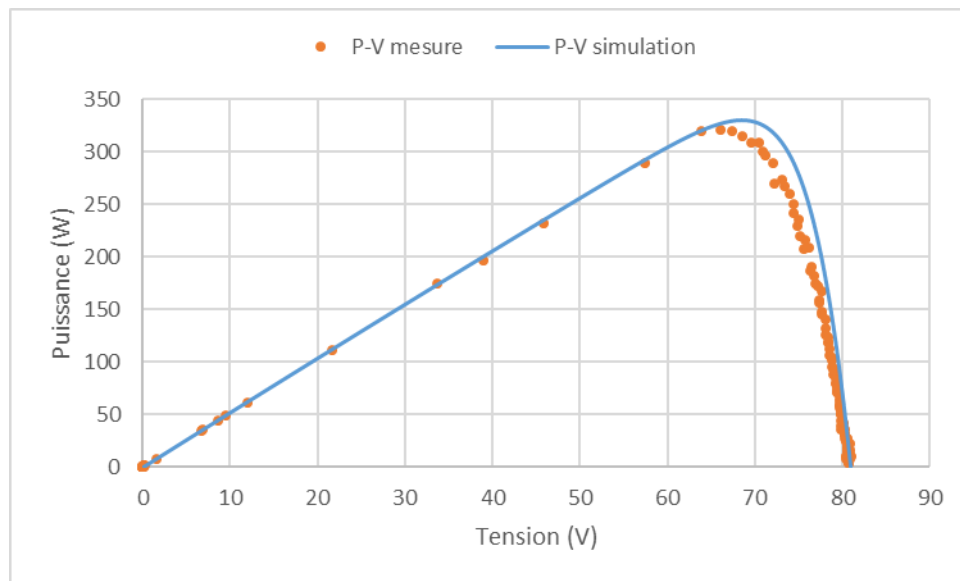


Figure 2.48: Comparaison simulation/mesure de la signature P-V de SPR-E20-435-COM en mode sain

2.5.2 Mode défaillant

Le module *Sunmodule Plus SW285* a été choisi pour faire la comparaison simulation/expérimentation en mode défaillant. Les quatre cas d'ombrage présentés dans la Figure 2.31 seront étudiés ci-dessous.

2.5.2.1 Ombrage partiel d'une seule cellule

Ce défaut a été modélisé par la réduction à 40% de l'éclairement reçu par la cellule occultée (Figure 2.49). La comparaison entre les deux signatures I-V simulée et mesurée (Figure 2.50) montre une déviation similaire au cas sain, dont nous avons expliqué les causes.

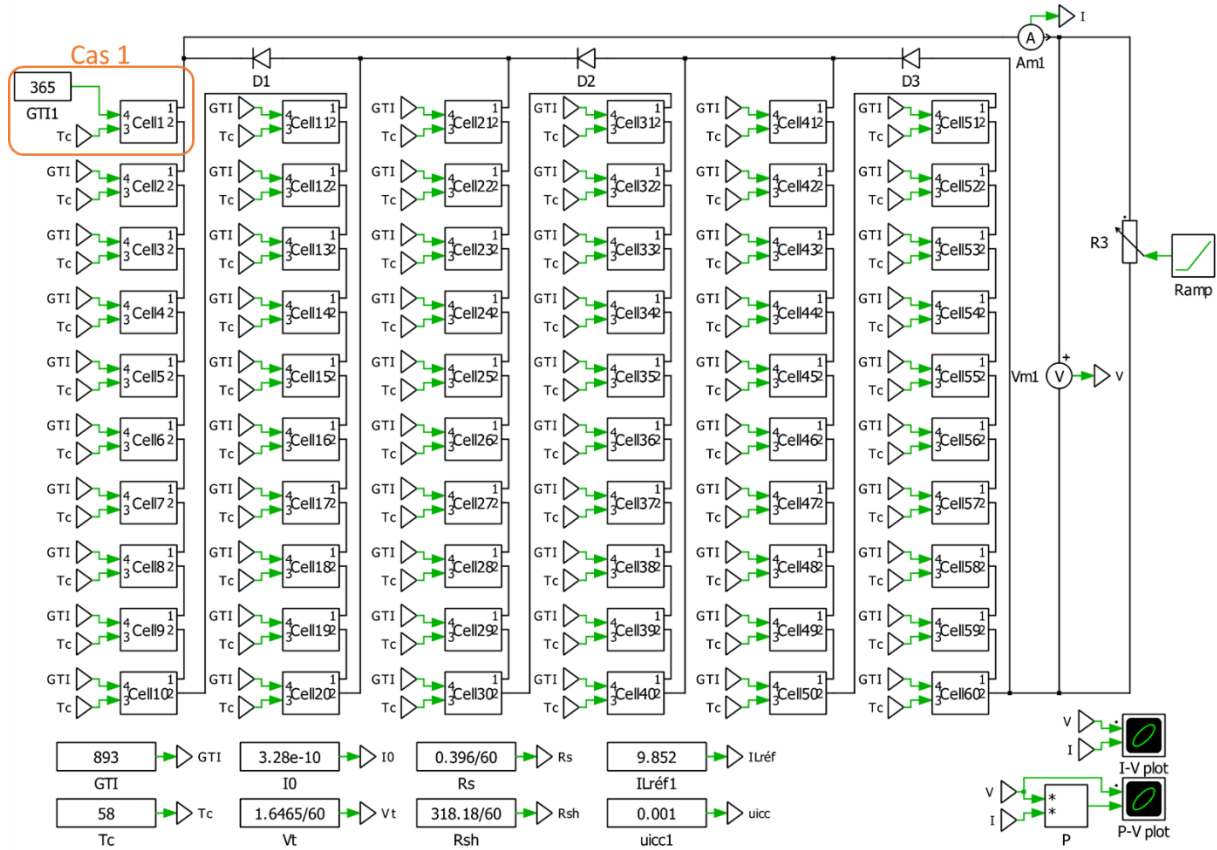


Figure 2.49: Modèle du défaut d'ombrage partiel d'une seule cellule

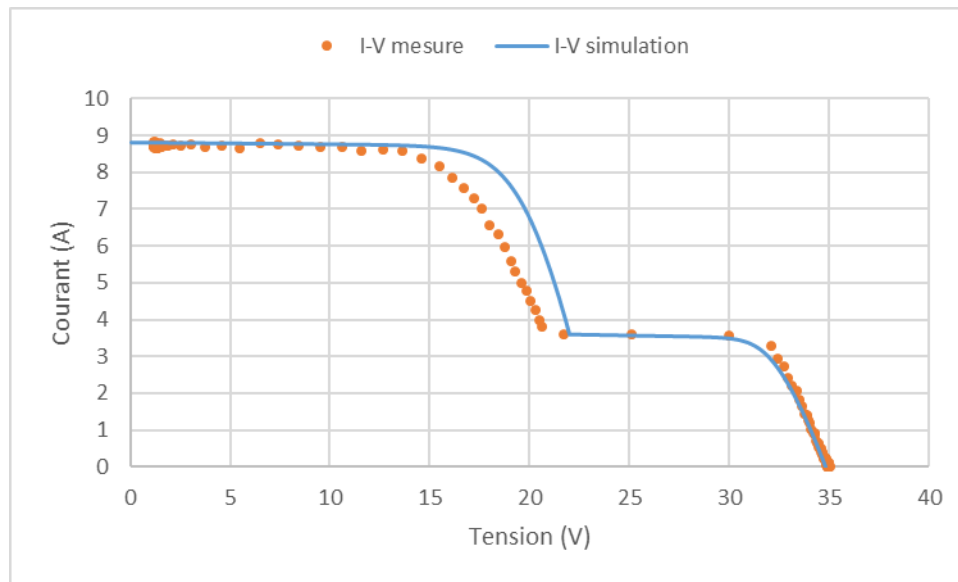


Figure 2.50: Comparaison simulation/mesure 1 cellule partiellement ombrée

2.5.2.2 Ombrage complet d'une seule cellule

Théoriquement la modélisation du défaut d'ombrage complet devrait se faire par l'affectation d'un éclairement nul à la cellule occultée. Or, les ombrages que nous produisons sur les cellules ne correspondent pas parfaitement aux ombrages complets, car, une partie de l'éclairement diffuse par

les bords des objets occultant. Une autre partie d'éclairage est diffusée aussi sur le verre et l'EVA. Cela conduit à l'apparition des éclairagements parasites qui atteignent la cellule et qui donne lieu à un courant non nul au moment de l'activation de la diode by-pass. Dans notre cas, l'éclairage parasite a été estimé à 12 W/m^2 (Figure 2.51). La Figure 2.52 présente la comparaison des deux signatures (mesurée/simulée).

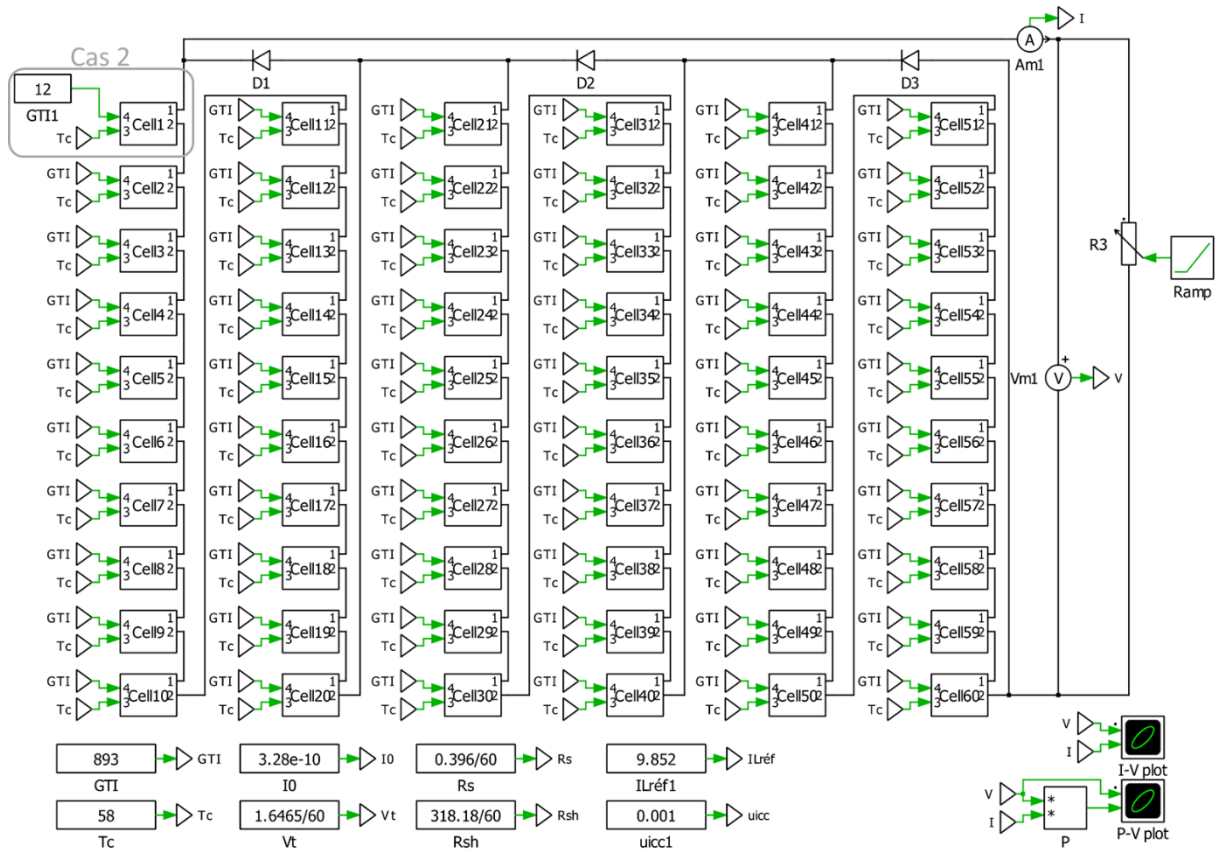


Figure 2.51: Modèle du défaut d'ombrage complet d'une seule cellule

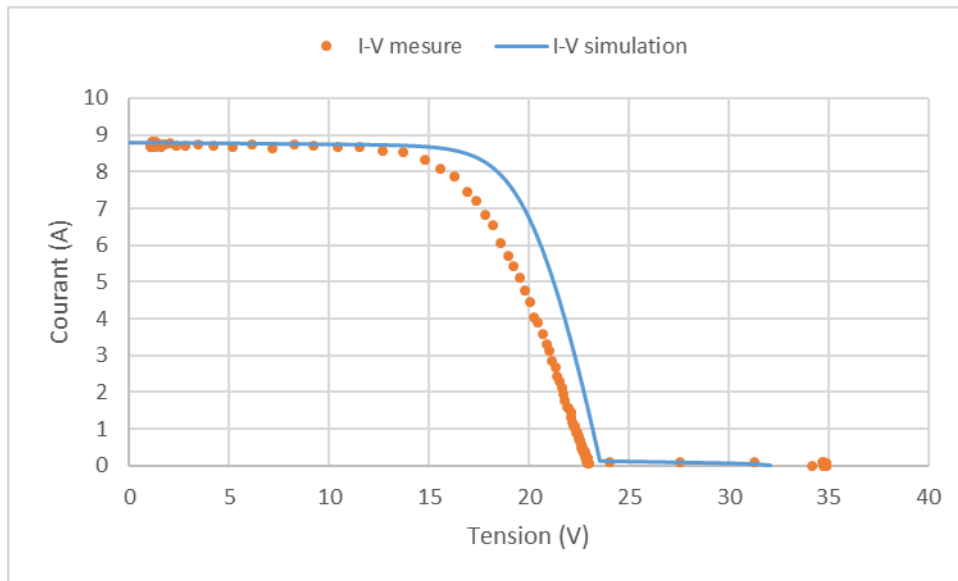


Figure 2.52: Comparaison simulation/mesure 1 cellule complètement ombrée

2.5.2.3 Ombrage de trois cellules verticales

Dans le cas des trois cellules verticales, les trois cellules en série se trouvent en parallèle à la diode by-pass D1 et reçoivent un éclairage de 40W/m^2 (Figure 2.53). La Figure 2.54 présente le résultat de la comparaison.

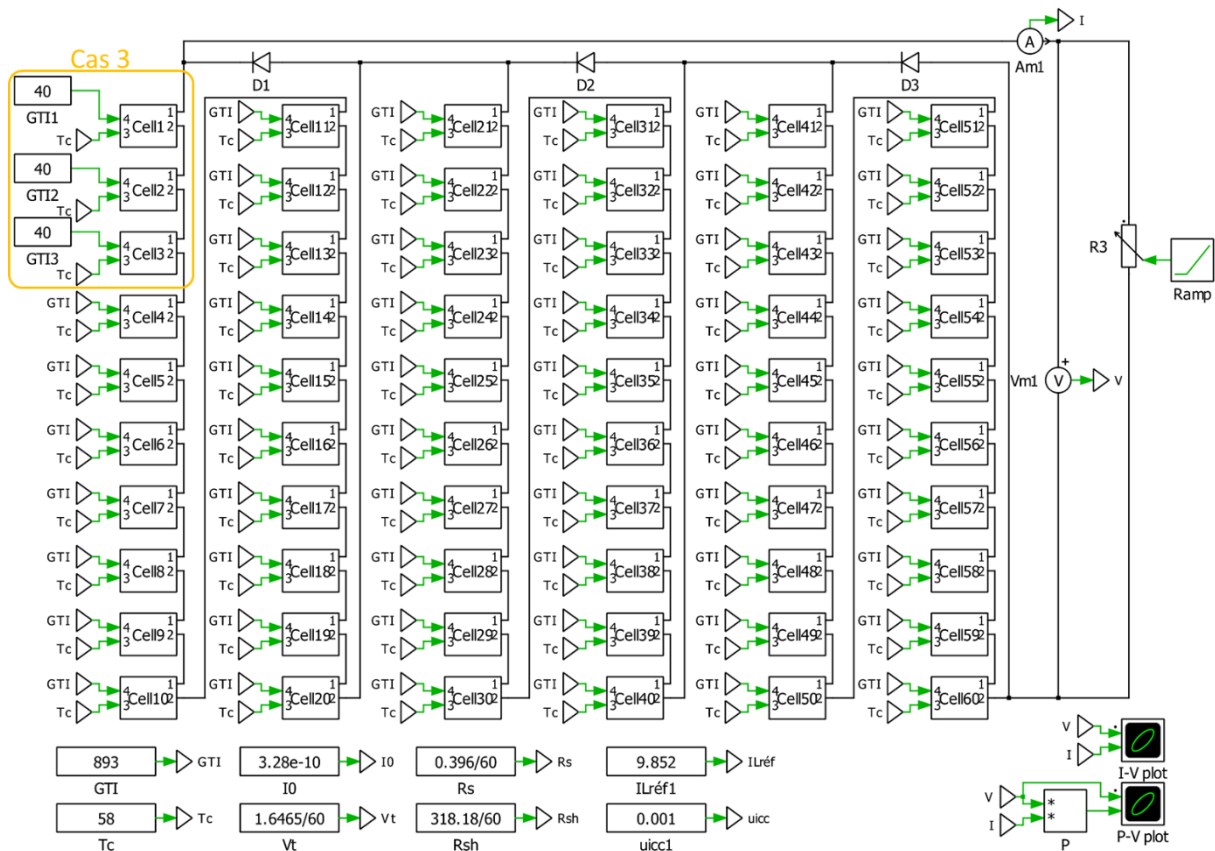


Figure 2.53: Modèle du défaut d'ombrage de 3 cellules verticales

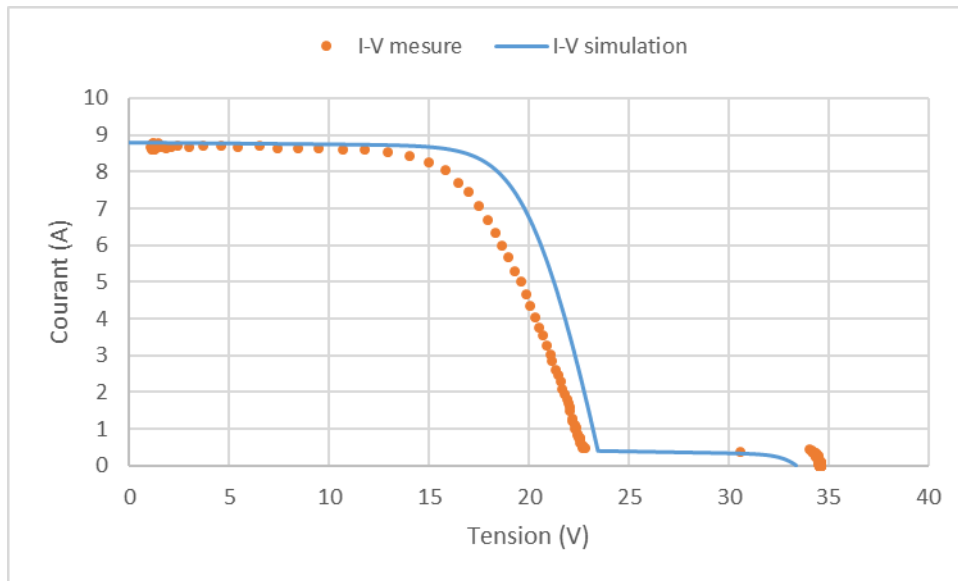


Figure 2.54: Comparaison simulation/mesure d'ombrage de 3 cellules verticales

2.5.2.4 Ombrage de trois cellules horizontales

Dans le cas des trois cellules horizontales, les deux premières cellules activent la diode by-pass D1 et la troisième active la diode D2 (Figure 2.55). La Figure 2.56 présente la comparaison des deux signatures (mesure/simulation). Tous les facteurs mentionnés ci-dessus qui conduisent à des déviations et des perturbations sont présent sur ces cas d'ombrages. Or, un autre facteur joue également un rôle important, c'est l'absence d'information sur les diodes by-pass. Etant donné que les différentes caractéristiques du module sont issues du datasheet ou de la base de données NREL, aucune information n'est connue sur les caractéristiques des diodes by-pass. Cela nous a obligé à modéliser les diodes avec un modèle idéal (Tension de seuil $V_s=0$; Résistance $R=0$), cette hypothèse n'est pas réelle et influence par conséquent la cohérence entre les résultats de simulation et de mesure (pente, tension d'activation...).

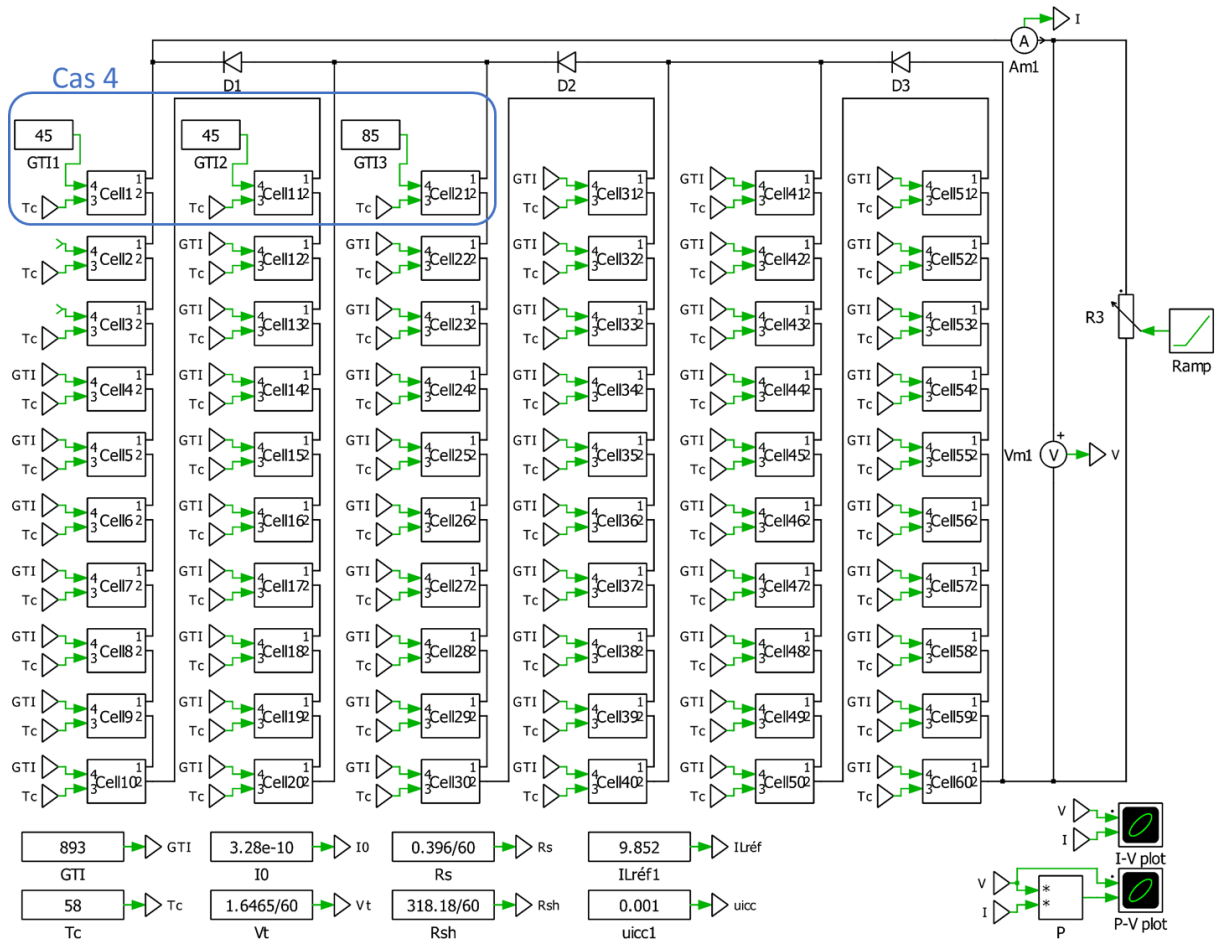


Figure 2.55: Modèle du défaut d'ombrage de 3 cellules horizontales

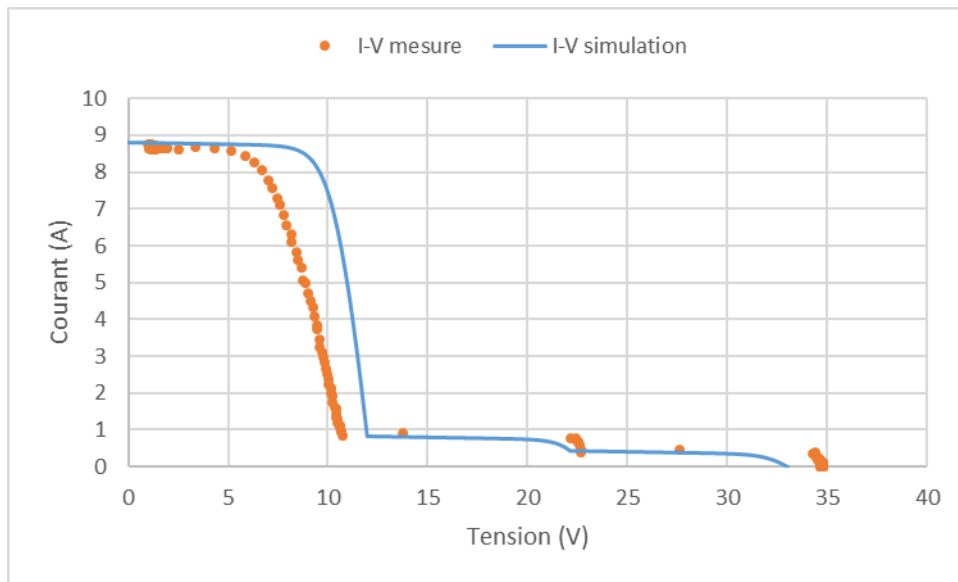


Figure 2.56: Comparaison simulation/mesure d'ombrage de 3 cellules horizontales

2.6 Modélisation inverse

Comme montré précédemment, la modélisation de la cellule ou du module, permet de décrire leur comportement en mode sain et en mode défaillant. En conséquence, le processus peut être présenté de cette manière : à partir du modèle électrique, nous pouvons paramétrer les caractéristiques intrinsèques et configurer les conditions météorologiques pour tracer la signature I-V, celle-ci reflète le mode de fonctionnement de la cellule ou du module. La question qui se pose alors est celle du processus inverse, c'est-à-dire, si nous avons une signature I-V, sommes-nous en capacité de retrouver les paramètres du modèle (photo-courant, courant de saturation, résistance série, etc.) ? Pour répondre à cette question, nous allons développer un modèle de calcul inverse (de la signature au modèle) [68]–[71].

Le passage (inverse) de la signature I-V au modèle électrique implique le calcul des cinq paramètres (Tableau 2.1) du modèle qui figurent dans l'équation $I=f(V)$ (26).

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + IR_s}{A \frac{kT}{q}} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (26)$$

Calcul des paramètres :

On pose :

$$B = \frac{q}{AkT} \quad (27)$$

L'équation devient alors :

$$I = I_L - I_0 (\exp(B(V + IR_s)) - 1) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (28)$$

On remplace l'équation (28) aux deux points $(I_{cc}, 0)$ et $(0, V_{oc})$:

$$\begin{cases} I_{cc} = I_L - I_0 (\exp(BI_{cc}R_s) - 1) - \frac{I_{cc}R_s}{R_{sh}} \\ 0 = I_L - I_0 (\exp(BV_{oc}) - 1) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \end{cases} \quad (29)$$

On pose :

$$A_1 = \exp(BV_{oc}) \quad (30)$$

$$A_2 = \exp(BI_{cc}R_s) \quad (31)$$

Et on fait la soustraction des deux équations du système (29), on obtient :

$$I_{cc} = I_0(A_1 - 1) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_0(A_2 - 1) - \frac{I_{cc}R_s}{R_{sh}} \quad (32)$$

$$I_0(A_1 - A_2) = I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (33)$$

$$I_0 = \frac{I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{(A_1 - A_2)} \quad (34)$$

Et on a aussi :

$$I_L = I_0(A_1 - 1) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (35)$$

Le photo-courant peut être exprimé aussi par la relation suivante :

$$I_L = \frac{GTI}{1000} \times \left(I_{L_{réf}} + \mu_{I_{cc}} \times (T_c - T_{réf}) \right) \quad (36)$$

On dérive l'équation (28) par rapport au courant :

$$\frac{d}{dI} \left(I = I_L - I_0(\exp(B(V + IR_s)) - 1) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (37)$$

$$\frac{dI}{dI} = \frac{dI_L}{dI} - I_0 \frac{d(B(V + IR_s))}{dI} (\exp(B(V + IR_s)) - 1) - \frac{1}{R_{sh}} \frac{d(V + IR_s)}{dI} \quad (38)$$

$$\frac{dI}{dI} = \frac{dI_L}{dI} - I_0 \left[B \frac{dV}{dI} + BR_s \frac{dI}{dI} \right] (\exp(B(V + IR_s)) - 1) - \frac{1}{R_{sh}} \left[\frac{dV}{dI} + R_s \frac{dI}{dI} \right] \quad (39)$$

$$1 = -I_0 \left[B \frac{dV}{dI} + BR_s \right] (\exp(B(V + IR_s)) - 1) - \frac{1}{R_{sh}} \left[\frac{dV}{dI} + R_s \right] \quad (40)$$

Nous remplaçons l'équation (40) au deux points (I_{cc} , 0) et (0, V_{oc}) :

$$\begin{cases} 1 = -I_0 \left[B \left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} + BR_s \right] (\exp(BV_{oc}) - 1) - \frac{1}{R_{sh}} \left[\left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} + R_s \right] \\ 1 = -I_0 \left[B \left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{cc}} + BR_s \right] (\exp(BI_{cc}R_s) - 1) - \frac{1}{R_{sh}} \left[\left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{cc}} + R_s \right] \end{cases} \quad (41)$$

Nous posons :

$$R'_s = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} \quad (42)$$

$$R'_{sh} = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{cc}} \quad (43)$$

Les deux valeurs de tangentes R'_s et R'_{sh} peuvent être déterminées géométriquement (Figure 2.57) :

$$R'_s = -\frac{\Delta V}{\Delta I} = -\left. \frac{V(i+1) - V(i)}{I(i+1) - I(i)} \right|_{oc} ; R'_{sh} = -\frac{\Delta V}{\Delta I} = -\left. \frac{V(i+1) - V(i)}{I(i+1) - I(i)} \right|_{cc} \quad (44)$$

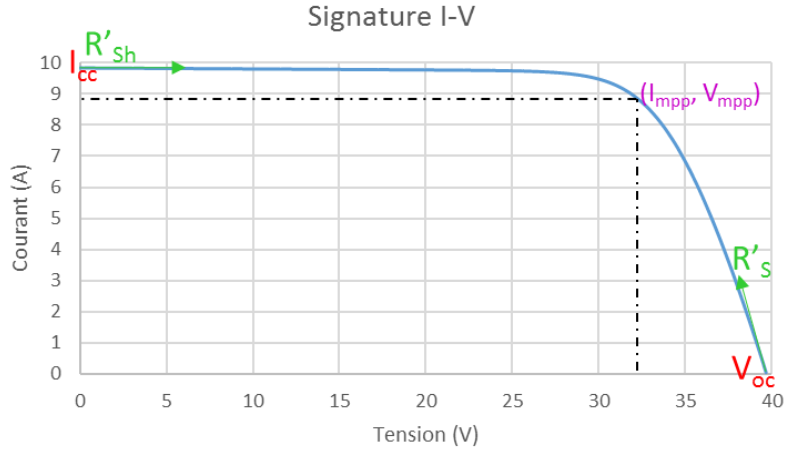


Figure 2.57: Les tangentes de la signature I-V

Le système d'équations (41) devient alors :

$$\begin{cases} 1 = -I_0[-BR'_s + BR_s](A_1 - 1) - \frac{1}{R_{sh}}[-R'_s + R_s] \\ 1 = -I_0[-BR'_{sh} + BR_s](A_2 - 1) - \frac{1}{R_{sh}}[-R'_{sh} + R_s] \end{cases} \quad (45)$$

$$\begin{cases} 1 = -[R_s - R'_s] \left[BI_0(A_1 - 1) + \frac{1}{R_{sh}} \right] \\ 1 = -[R_s - R'_{sh}] \left[BI_0(A_2 - 1) + \frac{1}{R_{sh}} \right] \end{cases} \quad (46)$$

La simplification des équations du système (46) permet de trouver :

$$R_s = R'_s - \frac{1}{\frac{1}{R_{sh}} + BI_0(A_1 - 1)} \quad (47)$$

Et

$$R_{sh} = \frac{1}{\frac{1}{R'_{sh} - R_s} - BI_0(A_2 - 1)} \quad (48)$$

On remarque que les deux équations (47) et (48) sont dépendantes, d'où l'intérêt de séparer par approximation la dépendance d'une des deux.

On pose :

$$J = \frac{1}{BR_{sh}} + I_0(A_1 - 1) \approx \frac{1}{BR_{sh}} + I_0A_1 \quad (49)$$

$$J = I_0 \exp(BV_{oc}) + \frac{1}{BR_{sh}} \quad (50)$$

$$J = I_L + I_0 - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + \frac{1}{BR_{sh}} \quad (51)$$

$$J \approx I_L + \frac{1}{BR_{sh}} \approx I_{cc} \quad (52)$$

L'équation (47) devient :

$$R_s \approx R'_s - \frac{1}{BI_{cc}} \quad (53)$$

Après avoir déterminé les quatre paramètres I_s , I_{ph} , R_s , R_{sh} , il ne nous reste que la détermination du facteur d'idéalité, et pour cela nous allons remplacer les ordonnées du point de puissance maximale (I_{MPP} , V_{MPP}) dans l'équation (28) :

$$I_{MPP} = I_L - I_0 \left(\exp(B(V_{MPP} + I_{MPP}R_s)) - 1 \right) - \frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{R_{sh}} \quad (54)$$

$$I_0 \exp(B(V_{MPP} + I_{MPP}R_s)) = I_L + I_0 - I_{MPP} - \frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{R_{sh}} \quad (55)$$

$$\exp(B(V_{MPP} + I_{MPP}R_s)) = \frac{I_L + I_0 - I_{MPP} - \frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{R_{sh}}}{I_0} \quad (56)$$

$$A = \frac{q(V_{MPP} + I_{MPP}R_s)}{kT \log \left(\frac{I_L + I_0 - I_{MPP} - \frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{R_{sh}}}{I_0} \right)} \quad (57)$$

Grâce aux équations : (34), (36), (47), (48) et (57), nous pouvons déterminer les cinq paramètres du modèle électrique. En effet, nous extrairons six informations de la signature I-V :

- I_{cc} : courant de court-circuit.
- V_{oc} : tension de circuit ouvert.
- I_{MPP} : courant du point de puissance maximale.
- V_{MPP} : tension du point de puissance maximale.
- R'_{sh} : tangente au point de court-circuit.
- R'_s : tangente au point de circuit ouvert.

Ces informations sont remplacées dans les cinq équations (34, 36, 46, 47, 57) pour déterminer les cinq paramètres du modèle. Le même modèle de calcul inverse sera utilisé plus tard dans le chapitre 4 pour effectuer l'identification des défauts.

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les deux types de modélisation : énergétique et physique. Les limites de la modélisation énergétique ont été illustrées, ce qui a justifié le choix du modèle électrique (physique). Le modèle électrique adopté a permis d'effectuer les simulations dont les résultats ont été utilisés pour construire une base de connaissances des comportements de la cellule et du module en mode sain et en mode défaillant. Plusieurs défauts ont été simulés (résistance série, résistance shunt...). L'influence de ces défauts sur la caractéristique a été démontrée mathématiquement à l'aide des équations du modèle.

Un système expérimental de caractérisation a été développé. Ce système permet de mesurer la signature de tout module PV de puissance inférieur à 500W indépendamment de sa technologie et ses dimensions. Plusieurs mesures expérimentales en mode sain et en mode défaillant ont été effectuées. Les signatures I-V mesurées (expérimentation) ont été comparées aux signatures simulées (modélisation), ce qui a permis de valider le modèle électrique développé.

Un modèle de calcul inverse a été développé, ce modèle permet de remonter aux paramètres électrique du module ou de la cellule à partir de leurs signatures I-V. En effet, si nous avons un module PV dont les paramètres électriques ne sont pas connus, nous pouvons utiliser le système expérimental de caractérisation pour mesurer sa signature I-V, puis, le modèle inverse calculera les paramètres électriques du module à partir de la signature mesurée.

3 Chapitre 3 : Du string au système, modélisation, simulation et expérimentation

3.1 Introduction

Dans le chapitre précédent « modélisation, simulation et expérimentation du module au système », nous avons présenté les travaux de modélisation, de simulation, de développement du système de caractérisation expérimental, ainsi que le modèle de calcul inverse pour la cellule et le module PV. Dans ce chapitre, nous allons poursuivre la même méthodologie pour le string et le système PV. Un modèle électrique du string sera développé, puis celui du système. Ces modèles seront implémentés dans le logiciel *Plecs* pour effectuer les différentes simulation (mode sain et mode défaillant). Deux systèmes de mesures expérimentaux seront présentés dans ce chapitre, le premier est conçu pour effectuer les mesures I-V des string PV, le second est conçu pour faire le suivi de puissance des systèmes PV. Enfin, la méthode d'application du modèle inverse sur le système PV sera présentée.

3.2 Modélisation

Les modèles physiques de la cellule et du module développés au chapitre précédent sont utilisés pour construire le modèle du string et du système PV. En suivant la même méthodologie de passage du modèle de la cellule au modèle du module, nous construisons le modèle du string qui sera associé par la suite au modèle d'onduleur pour construire le modèle du système PV.

3.2.1 Modélisation du string

Comme nous l'avons vu au chapitre précédent le module PV est constitué d'un assemblage en série de plusieurs cellules. Le string photovoltaïque constitue à son tour une association en série de plusieurs modules photovoltaïques (Figure 3.1). Chaque string est connecté en série avec une diode anti-retour. Celle-ci empêche le string ayant la faible tension de passer en mode récepteur et d'absorber un courant inverse.

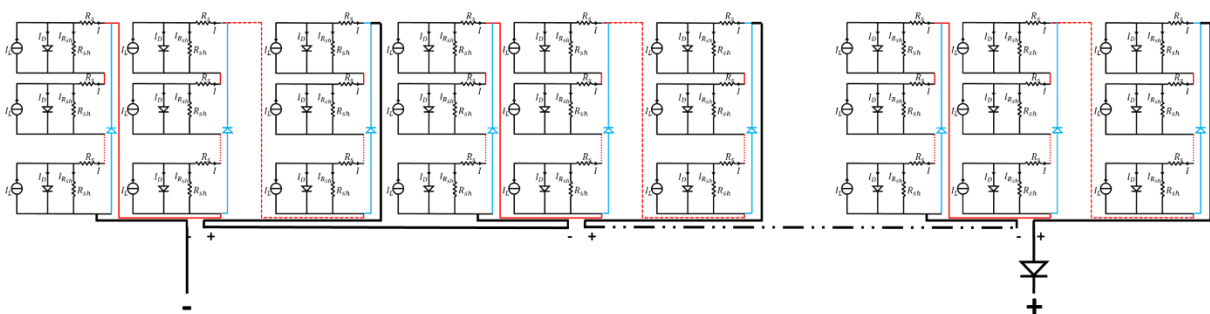


Figure 3.1: Modèle du string PV

3.2.2 Modélisation du système complet

Le système PV est constitué de plusieurs éléments (modules, diodes anti-retour, boîte de jonction, fusibles, disjoncteurs, onduleurs...). Ces éléments peuvent être classés en deux catégories :

- Éléments actants (modules, diodes anti-retour, onduleur) : qui régissent le fonctionnement du système et qui sont interactifs avec les contraintes et les conditions de fonctionnement.
- Éléments passifs (fusibles, disjoncteurs, parafoudre, etc.) : qui ont un rôle de protection ou de configuration et qui n'influencent pas le comportement du système PV lors de leurs fonctionnements.

Dans la suite du travail, nous ne tiendrons compte dans les modèles électriques que les éléments actants. La Figure 3.2 présente le modèle du système PV (string + diode anti-retour + onduleur)

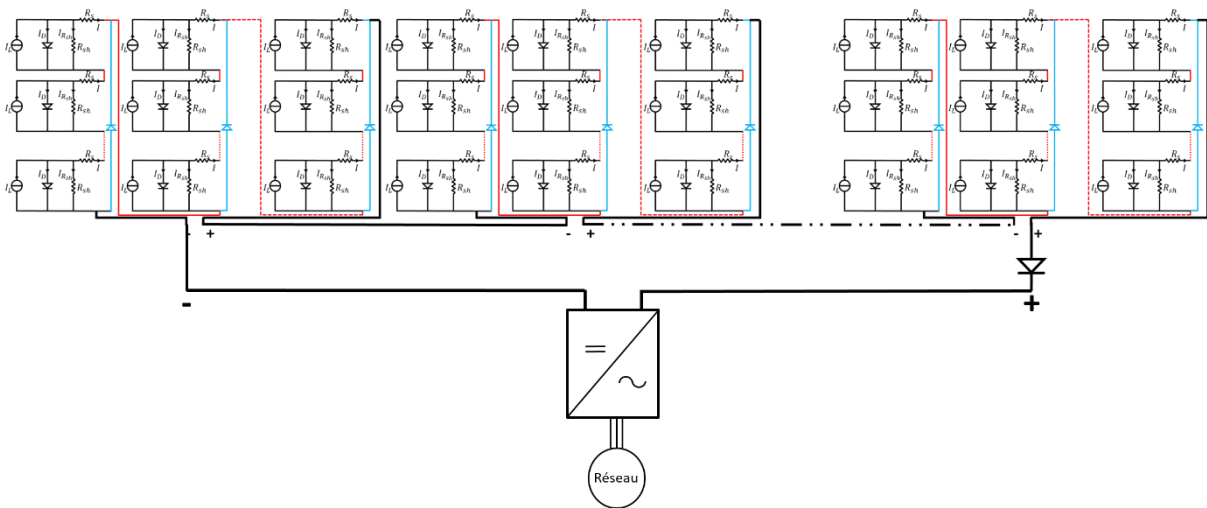


Figure 3.2: Modèle du système PV

3.3 Simulation

Le modèle générique du string présenté dans la Figure 3.1 est implémenté dans le logiciel *PLECS* (Figure 3.3) afin de simuler le comportement du string PV en mode sain et en mode défaillant.

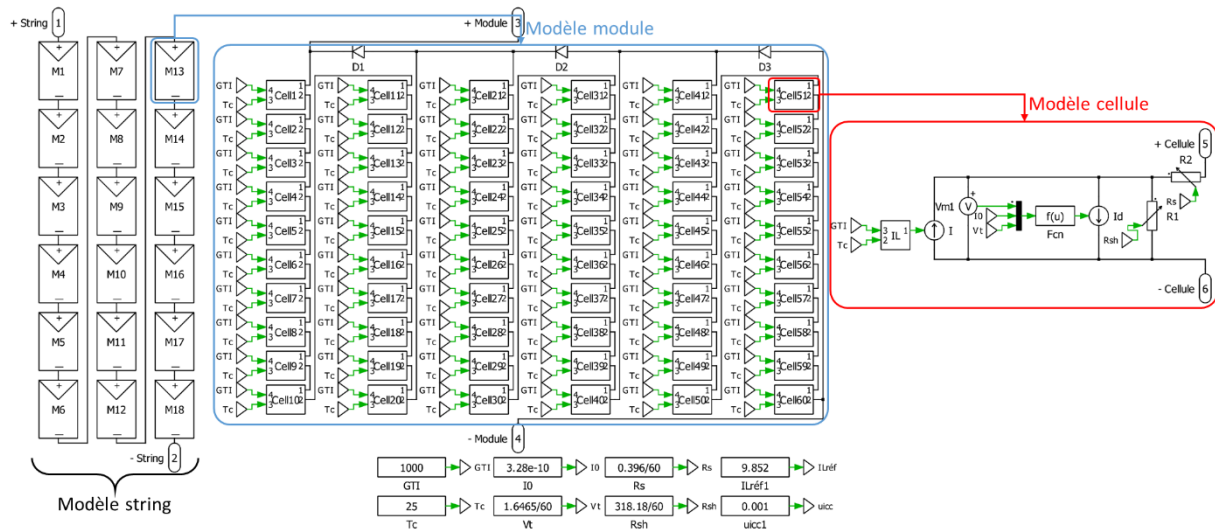


Figure 3.3: Modèle string à 1080 cellules sous plecs

Comme pour les modèles de cellule et du module simulés au chapitre précédent, nous avons utilisé le même exemple de panneau (*Sunmodule Plus SW285*) pour paramétrer les caractéristiques du modèle générique du string (Figure 3.3).

Le modèle du string schématisé sur la Figure 3.3 offre la possibilité de modifier les paramètres de chaque cellule individuellement parmi les 1080 cellules (60 cellules/panneau x 18 panneaux) formant le string, ainsi que de modifier l'éclairement et la température de chaque cellule. Néanmoins, ce modèle à 1080 cellules complique la simulation en augmentant significativement son temps d'exécution. Comme nous l'avons déjà montré au chapitre précédent, le modèle globalisé du module PV minimise le nombre de paramètre du modèle, ce qui réduit largement le temps de simulation. Pour la plupart des défauts (résistance série, résistance shunt, salissure uniforme, température, etc.), le modèle globalisé garanti la même précision et fiabilité que le modèle à multi-cellules (1080 cellules). Par conséquent, le modèle à 1080 cellules ne sera utilisé que dans les cas où nous aurons des paramètres cellulaires intrinsèques différents ou des conditions météorologiques inhomogènes (défaut d'ombrage par exemple). Pour le reste des défauts le modèle globalisé (Figure 3.4) sera utilisé.

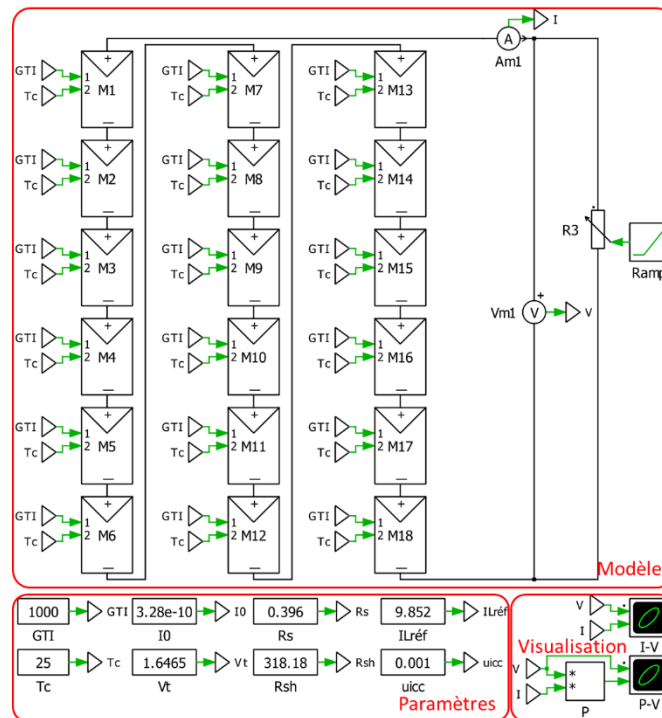


Figure 3.4: Modèle du string globalisé sous plecs

Le modèle du string développé est associé au modèle d'onduleur pour former le modèle du système PV (Figure 3.5). Nous avons utilisé le modèle de l'onduleur prédéfini dans le logiciel Plecs [72].

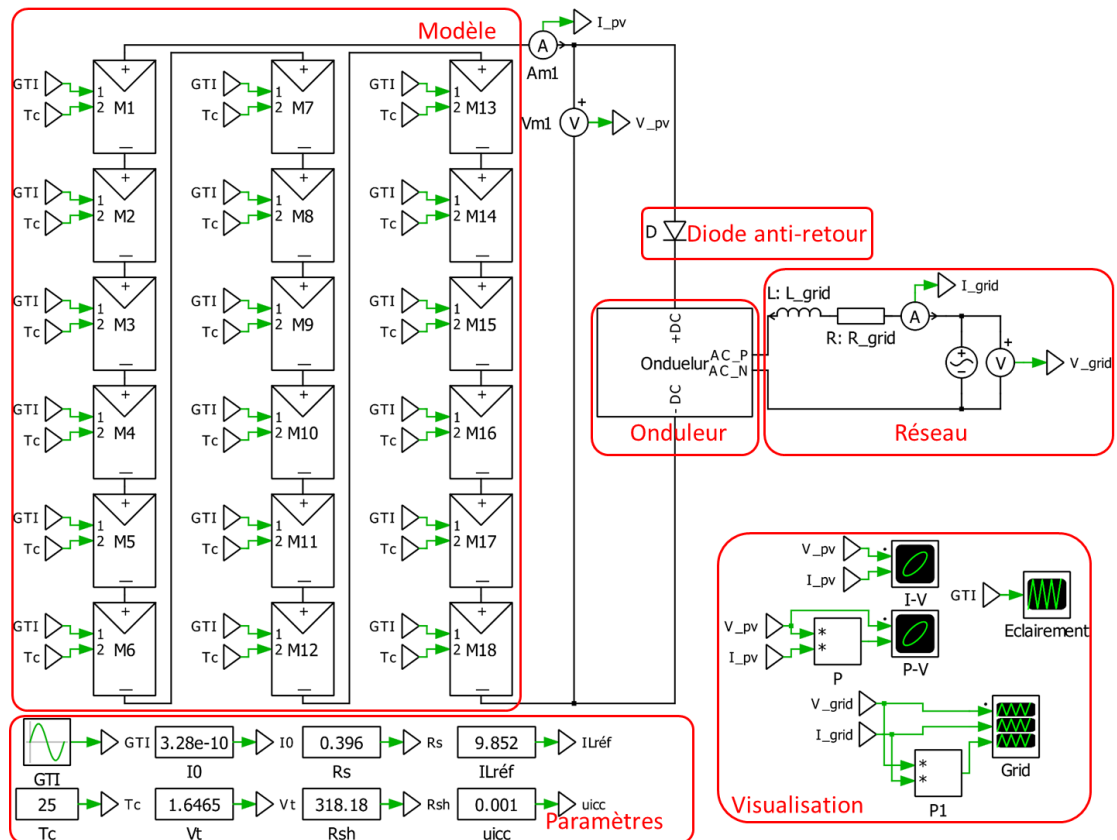


Figure 3.5: Modèle système sous plecs

Dans le chapitre précédent, nous avons montré les résultats de multiples simulations pour différents modes de fonctionnement. L'ensemble des simulations ont été effectuées avec des éclairagements constants « statiques » (1000W/m^2 , 900W/m^2 , 723W/m^2 ...). Cependant, la simulation du système PV s'effectue avec des éclairagements variables « dynamiques ». Nous avons choisi de modéliser le profil journalier par une fonction gaussienne (Figure 3.6). Il figure que l'éclairagement commence au lever du soleil et atteint sa valeur maximale de 1000W/m^2 à midi solaire, ensuite il décroît jusqu'à son annulation au coucher du soleil.

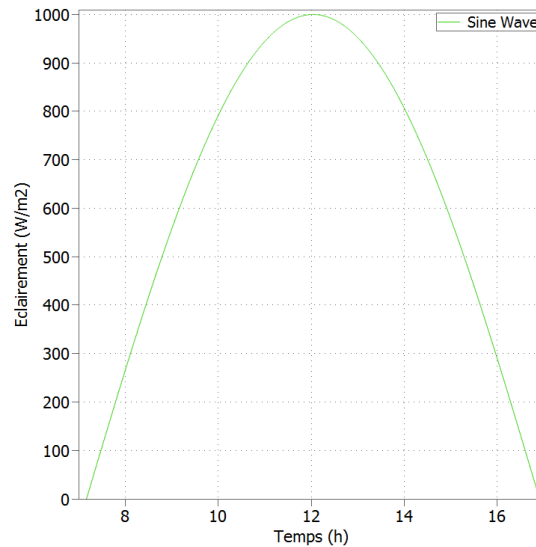


Figure 3.6: Profil journalier de l'éclairagement

A l'identique de l'éclairagement, la température était constante pour la simulation statique. Dans le cas de la simulation dynamique nous avons le choix soit d'utiliser une hypothèse simplificatrice en attribuant une valeur constante à la température, ou bien, modéliser le profil journalier de la température. Dans le cas où nous voulons modéliser le profil journalier de la température, il faut avoir un modèle de calcul de température ainsi que des enregistrements journaliers de la température et de la vitesse du vent. Dans notre cas, nous avons adopté l'hypothèse simplificatrice.

3.3.1 Simulation en mode sain

3.3.1.1 String PV

La Figure 3.7 présente la signature I-V simulée en mode sain sous les Conditions Standard de Test (1000W/m^2 ; 25°C). la signature P-V correspondante aux mêmes conditions météorologiques (STC) est présentée dans la Figure 3.8.

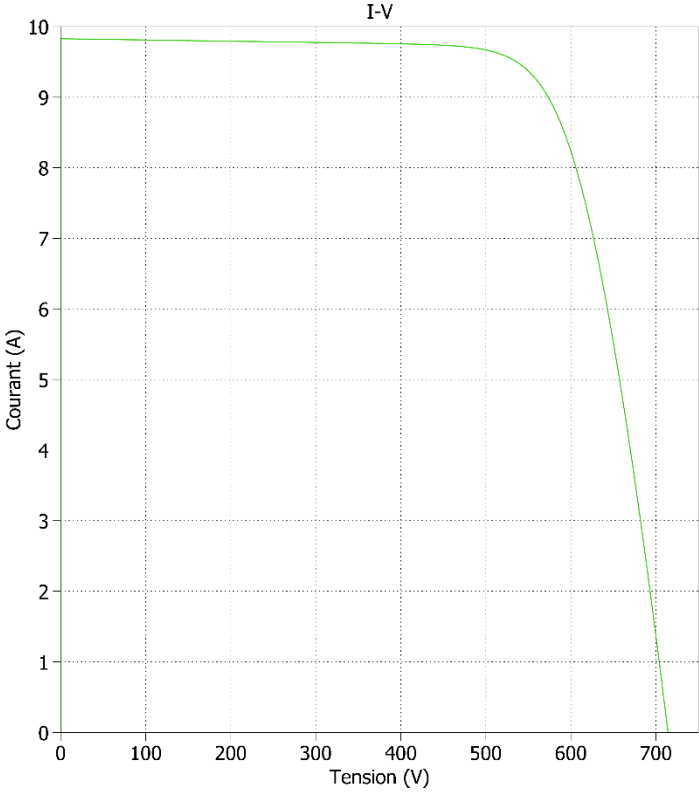


Figure 3.7: Signature I-V du string PV en mode sain

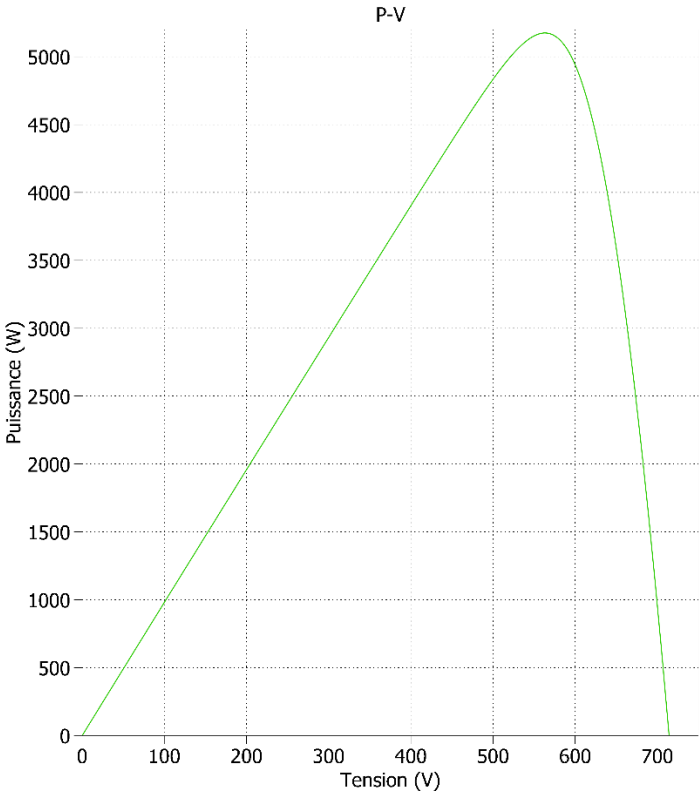


Figure 3.8: Signature P-V du string PV en mode sain

3.3.1.2 Système PV

La simulation du système PV présenté dans la Figure 3.5 permet de suivre l'évolution de la puissance au niveau du bus de tension DC. Cette évolution a été simulée pour un string de 18 modules (*Sunmodule Plus SW285*) pendant une demi-journée. L'évolution de l'éclairement commence au lever du soleil jusqu'à sa valeur maximale atteinte à midi solaire. Ensuite, l'éclairement décroît jusqu'à s'annuler au coucher du soleil. Nous avons donc une symétrie axiale de l'éclairement par rapport au midi solaire (Figure 3.6), ce qui justifie notre choix d'effectuer la simulation sur une demi-journée.

La Figure 3.9 présente les résultats de simulation (suivi de puissance du bus de tension DC) en mode sain. Le démarrage de l'onduleur (Puissance < 1400W) est caractérisé par la recherche de la puissance maximale sur la quasi-totalité de plage de tension [$V=0$; $V=V_{oc}$]. Une fois que l'éclairement dépasse un certain seuil (280W/m^2 dans notre cas), la recherche se poursuit sur un intervalle plus restreint en tension [$V=500$; $V=620$].

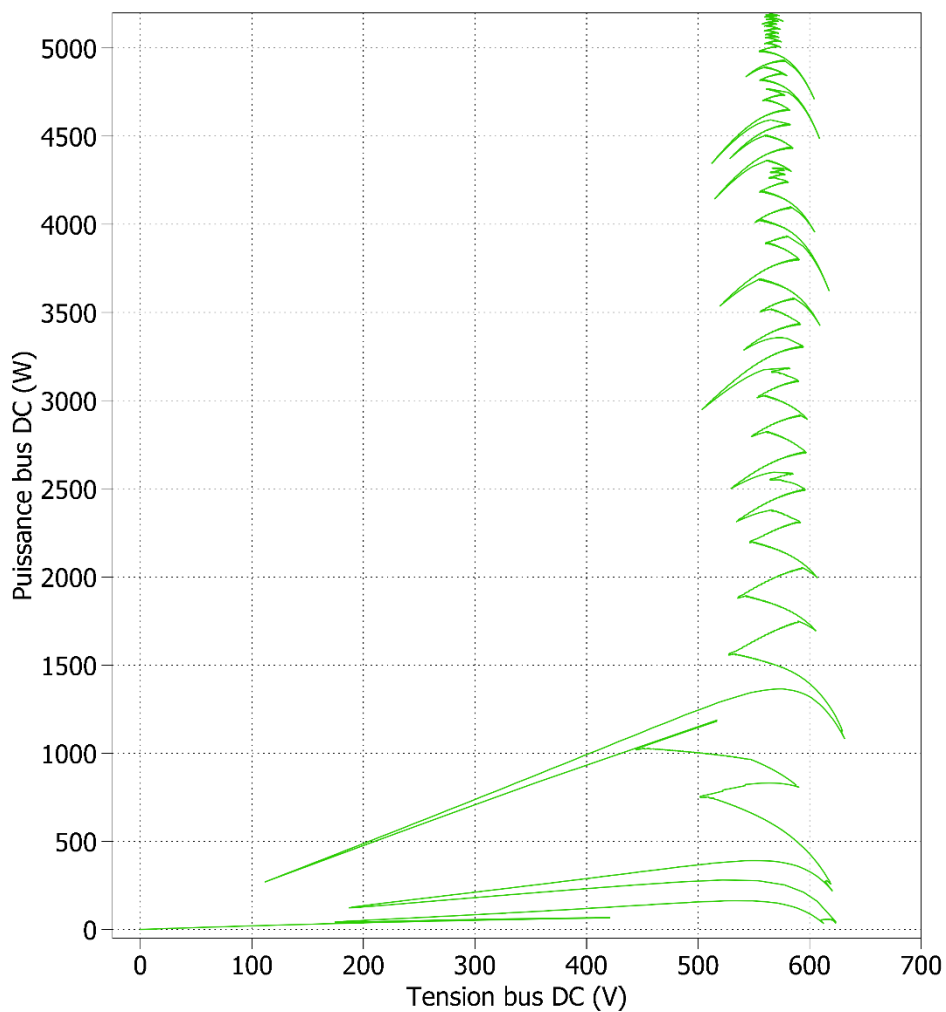


Figure 3.9: Evolution de puissance sur le bus DC

3.3.2 Simulation en mode défaillant

3.3.2.1 String PV

3.3.2.1.1 Défaut de résistance série

Similairement à la simulation du module effectuée (cf. Chapitre2), nous avons varié la valeur de la résistance série globale du string par rapport à sa valeur en mode sain ($18 \times 0,396\Omega$) de 10, 20, ..., 100%.

Les résultats de ces simulation sont présentés dans la Figure 3.10.

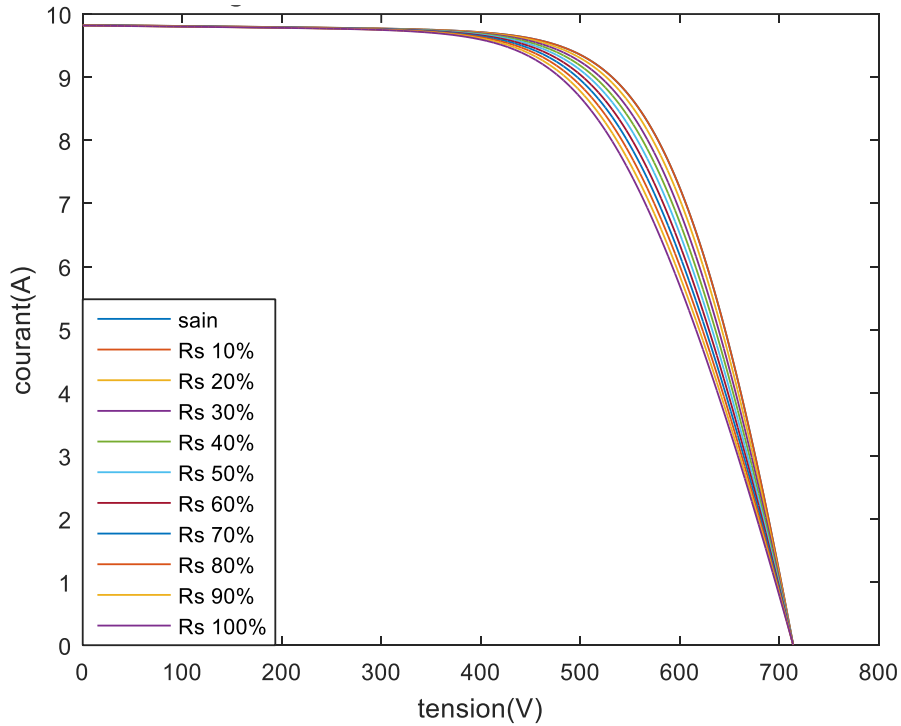


Figure 3.10: Signature I-V du défaut de résistance série-string

3.3.2.1.2 Défaut de résistance shunt

La valeur de la résistance shunt du string a été réduite de 10 à 90% par rapport à sa valeur en mode sain ($18 \times 318,18\Omega$). Les signatures correspondantes sont présentées dans la Figure 3.11.

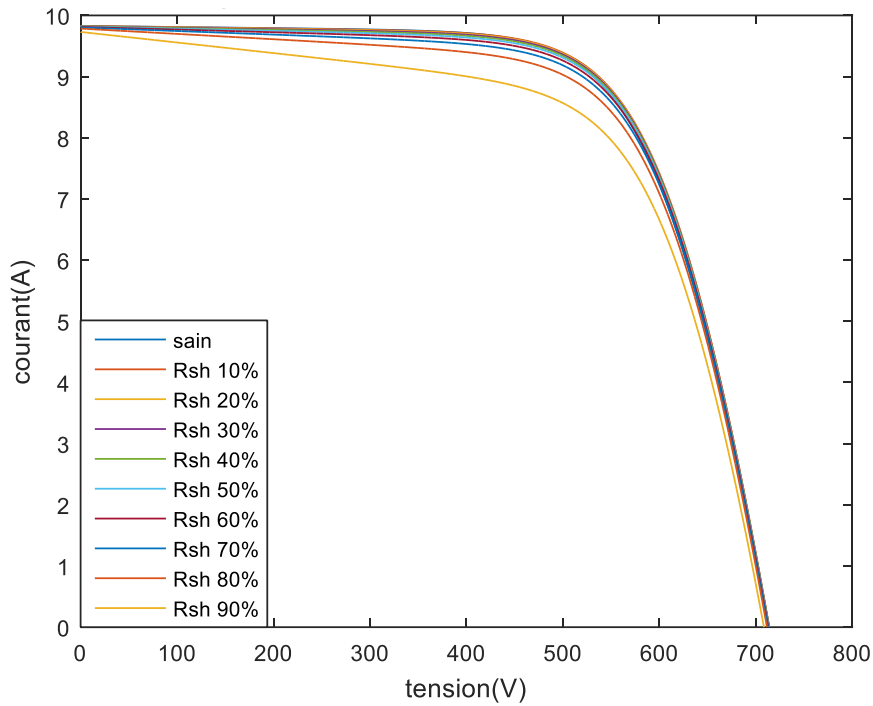


Figure 3.11: Signature I-V du défaut de résistance shunt-string

3.3.2.1.3 Défaut de température

En plus de sa fréquence élevée, le défaut de température est considéré comme un défaut général qui affecte souvent l'ensemble des panneaux simultanément. L'influence de ce défaut sur la signature I-V est simulée au niveau du string, en augmentant sa température de 5° à chaque simulation (25°C, 30°C, ..., 70°C). La Figure 3.12 présente les résultats des simulations effectuées.

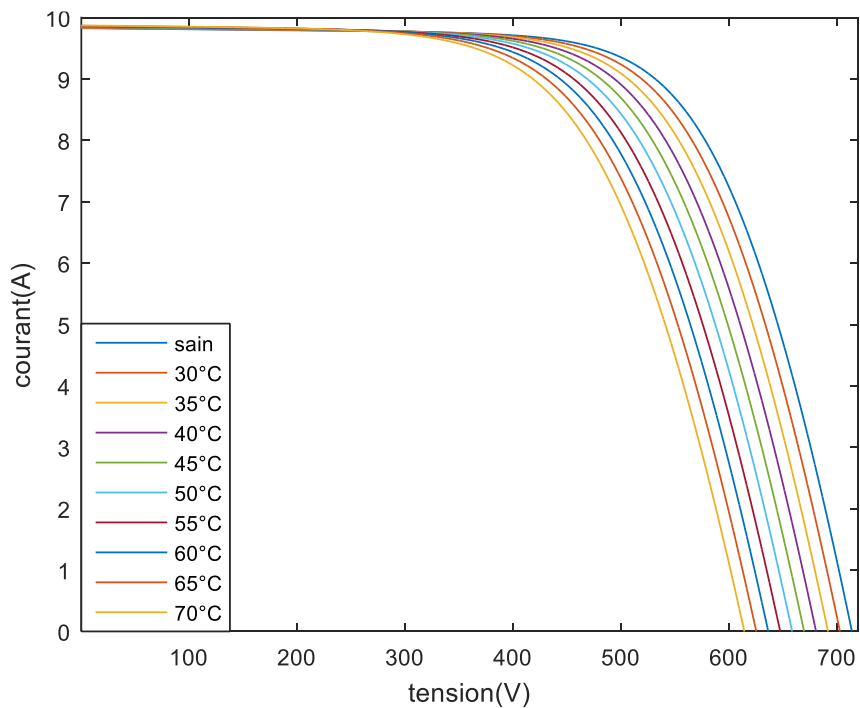


Figure 3.12: Signature I-V du défaut de température-string

3.3.2.1.4 Défaut d'ombrage

Les scénarios d'ombrages simulés pour le module PV (cf. Chapitre2) ont été reproduit pour le string PV. La Figure 3.13 présente les résultats de simulation des différents scénarios.

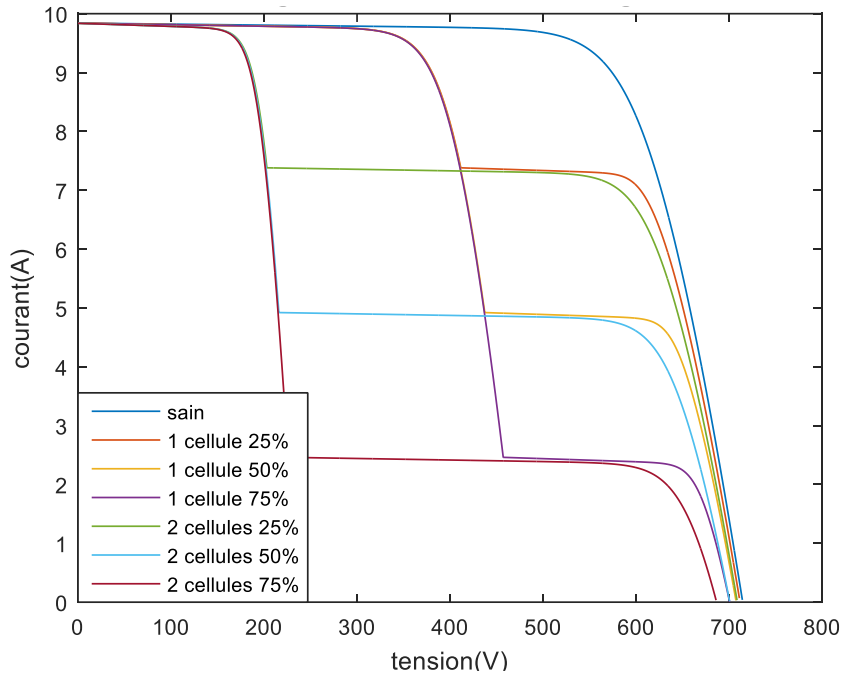


Figure 3.13: Signature I-V du défaut d'ombrage-string

3.3.2.1.5 Défaut de salissure

Le défaut de salissure homogène a été appliqué sur le string PV. Plusieurs variations d'éclairement (10, 20, ..., 90%) ont été simulés. La Figure 3.14 présente les résultats des simulations.

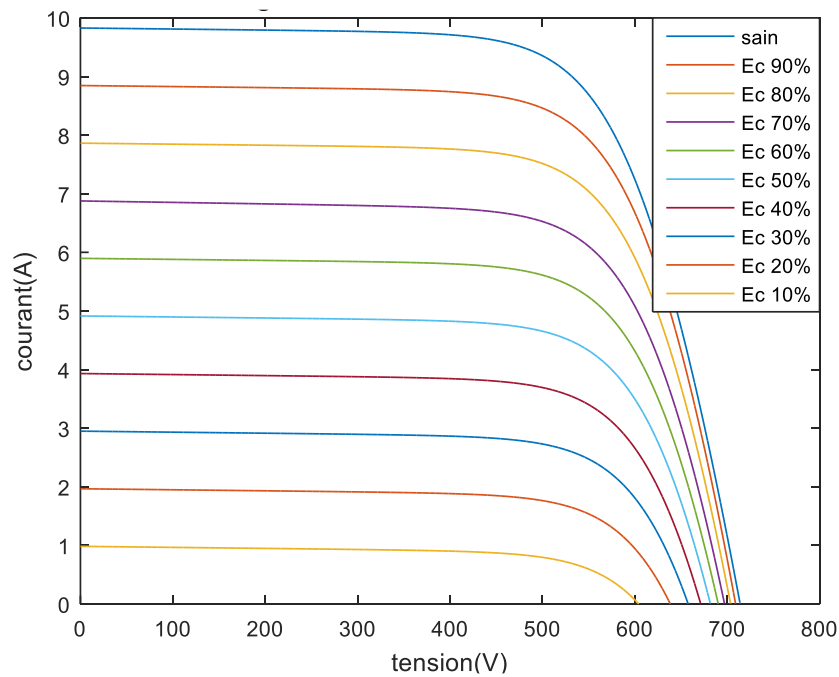


Figure 3.14: Signature I-V du défaut de salissure-string

3.3.2.2 Système PV

3.3.2.2.1 Défaut d'ombrage

Nous avons appliqué un défaut d'ombrage partiel de 50% sur 6 modules dans le string PV (string de 18 modules). Comme nous l'avons montré précédemment, le défaut d'ombrage partiel conduit à l'activation des diodes by-pass ce qui génère une courbe de puissance avec deux pics (deux maximums : local et global). Nous avons activé le défaut d'ombrage au cours de fonctionnement du système PV. Le démarrage de l'onduleur s'est effectué en mode sain, l'algorithme MPPT de l'onduleur recherche le point de puissance maximale en suivant l'évolution de l'éclairement depuis le lever du soleil (Figure 3.15). Quand l'éclairement atteint la valeur de $900\text{W}/\text{m}^2$ (Figure 3.16), le défaut est activé et l'algorithme MPPT régit avec le nouveau mode de fonctionnement. L'activation du défaut entraîne une perte de puissance. Cela conduit à un déplacement du point de puissance maximale. Le MPPT a re-scanné la courbe de puissance pour déterminer son nouveau maximum. Ensuite, l'onduleur reprend le suivi de l'évolution de l'éclairement jusqu'à sa valeur maximale ($1000\text{W}/\text{m}^2$) à midi solaire.

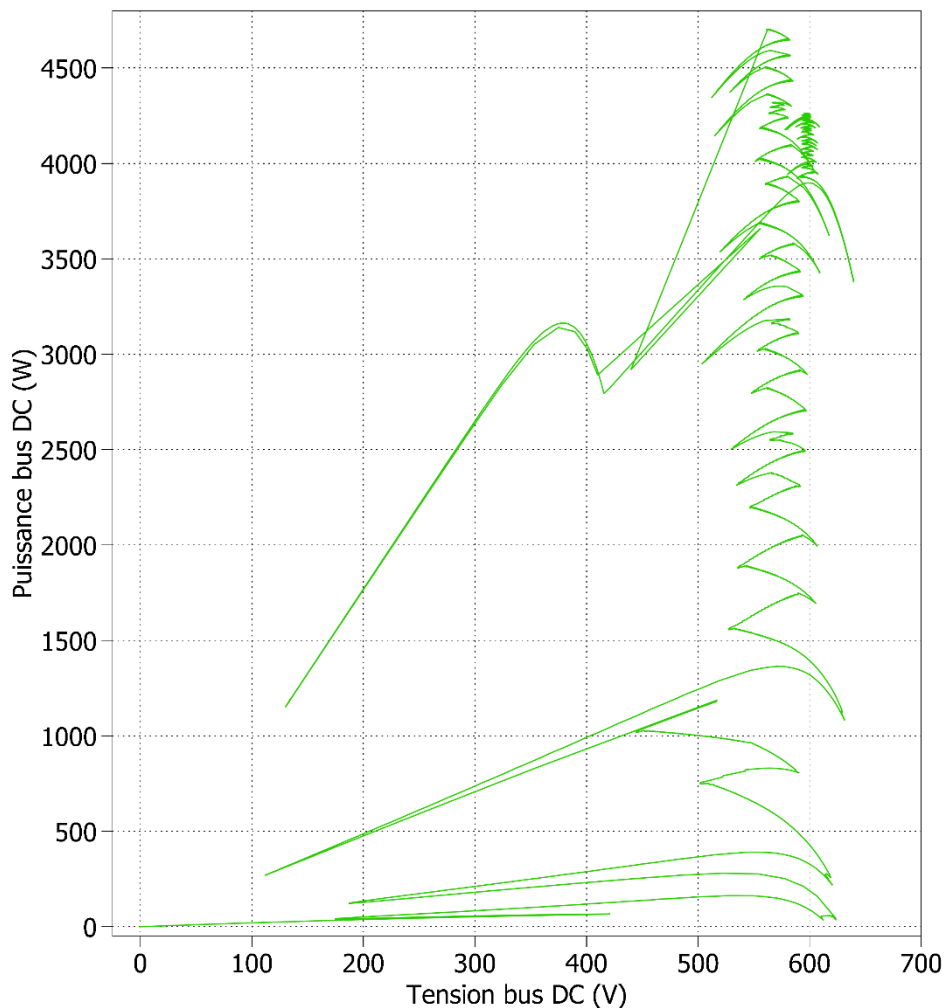


Figure 3.15: Evolution de puissance du système avec le défaut d'ombrage

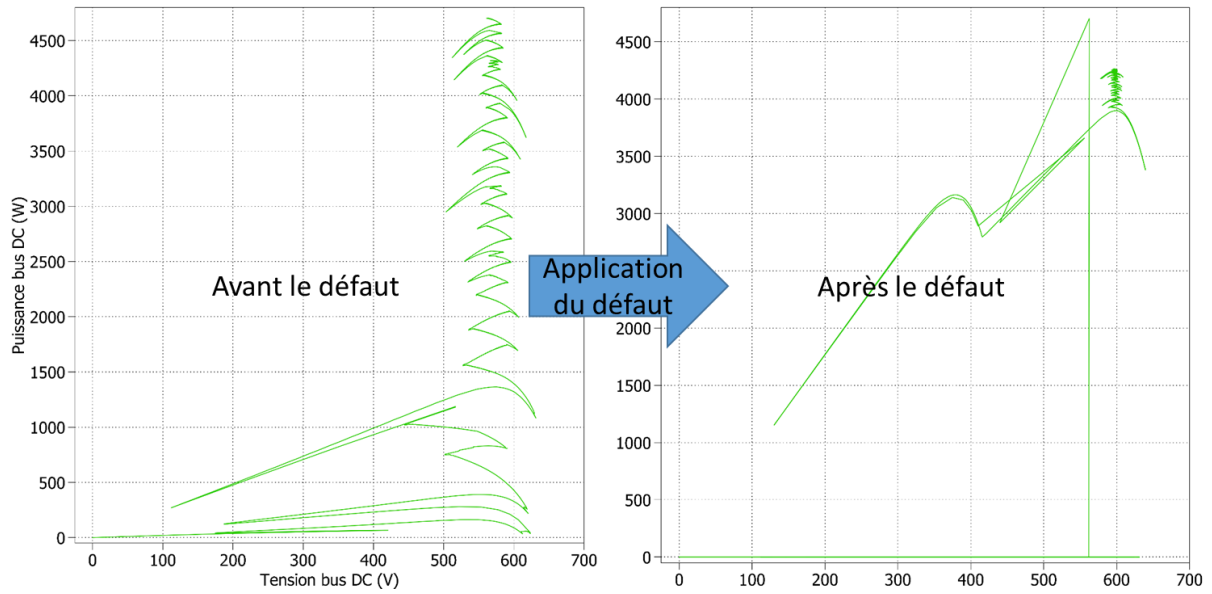


Figure 3.16: Réaction du MPPT avec le défaut d'ombrage

3.3.2.2.2 Défaut de résistance série

La méthodologie employée pour appliquer le défaut de résistance série sur le système PV est identique à celle du défaut d'ombrage présentée ci-dessus. A partir de $GTI=900W/m^2$, la valeur de la résistance série de 6 modules a été multiplié par 2 ($2*0,396\Omega$). La valeur de la variation de la résistance était trop faible. Par conséquent, le point de puissance maximale a été légèrement décalé à gauche (Figure 3.17).

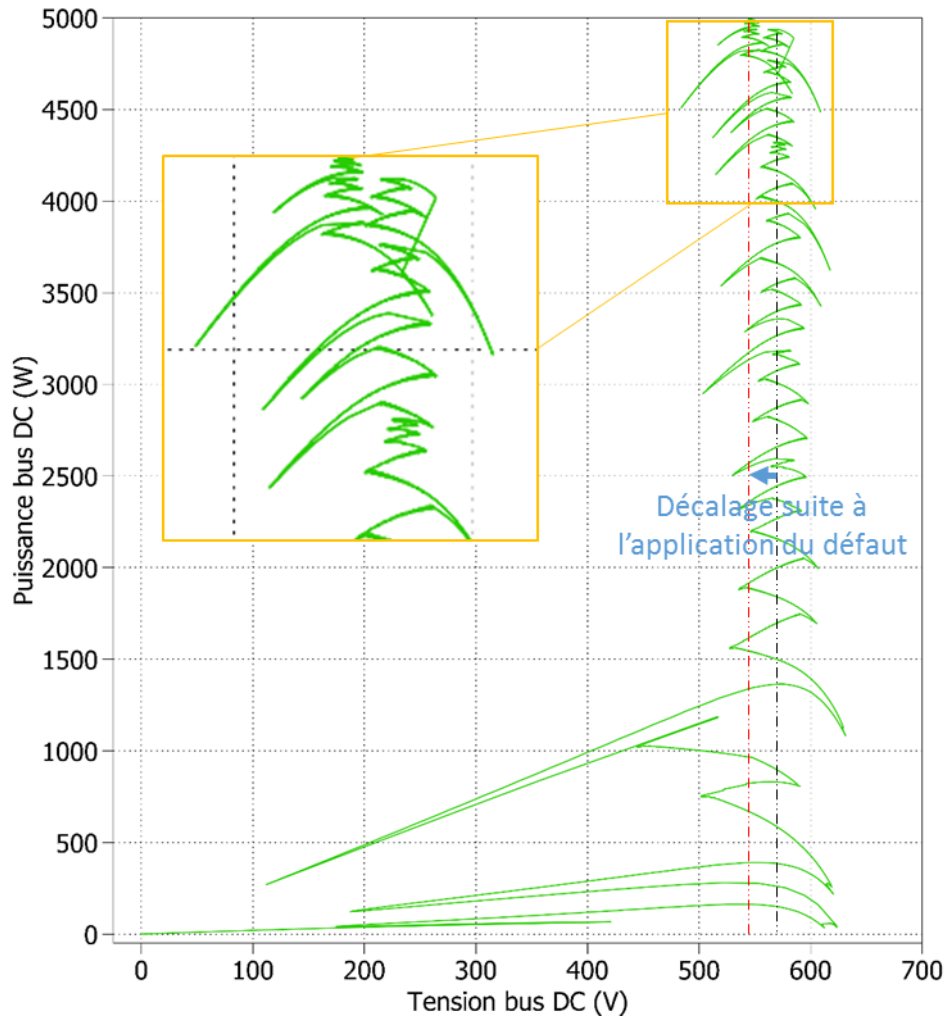


Figure 3.17: Evolution de puissance du système avec le défaut de résistance série (faible valeur)

Nous avons répété la simulation du défaut de résistance série selon la même méthodologie avec une nouvelle valeur de variation. Nous avons simulé un cas avec une forte variation de résistance série, en augmentant sa valeur de 30Ω . La Figure 3.18 présente le résultat de la deuxième simulation. Nous remarquons que la forte variation de résistance série a décalé largement le point de puissance maximale, ceci est dû aux pertes excessives par effet joule dans la résistance. Par conséquent, la recherche du nouveau point de puissance maximale menée par le MPPT couvre une plage de tension plus large que celui du cas précédent (faible variation).

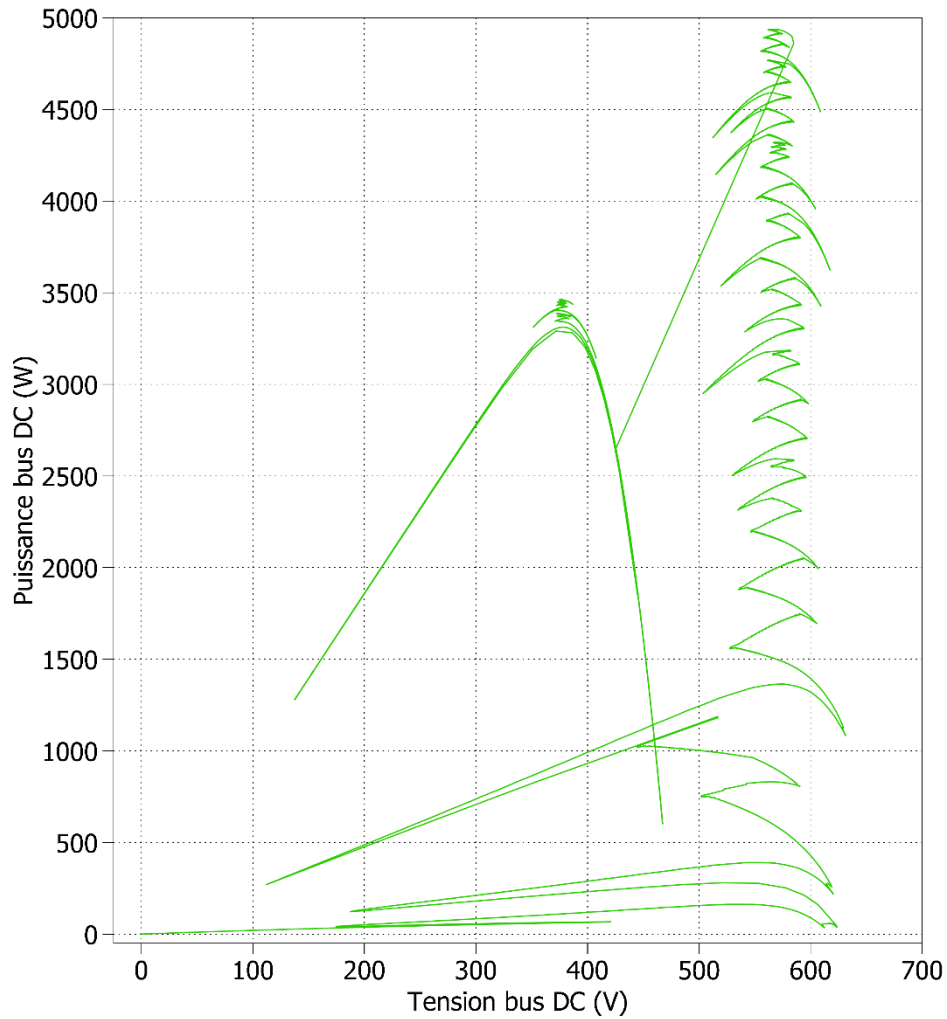


Figure 3.18: Evolution de puissance du système avec le défaut de résistance série (forte variation)

3.3.2.2.3 Défaut de résistance shunt

Similairement au défaut de résistance série, les petites variations de résistance shunt décalent légèrement le point de puissance maximale. Tandis que, les fortes variations de la résistance shunt provoquent des décalages importants du point de puissance maximale. La Figure 3.19 présente l'effet de la variation de la résistance shunt. L'exemple simulé correspond à une valeur de R_{Sh} de 2Ω (contre $318,18\Omega$ en fonctionnement sain).

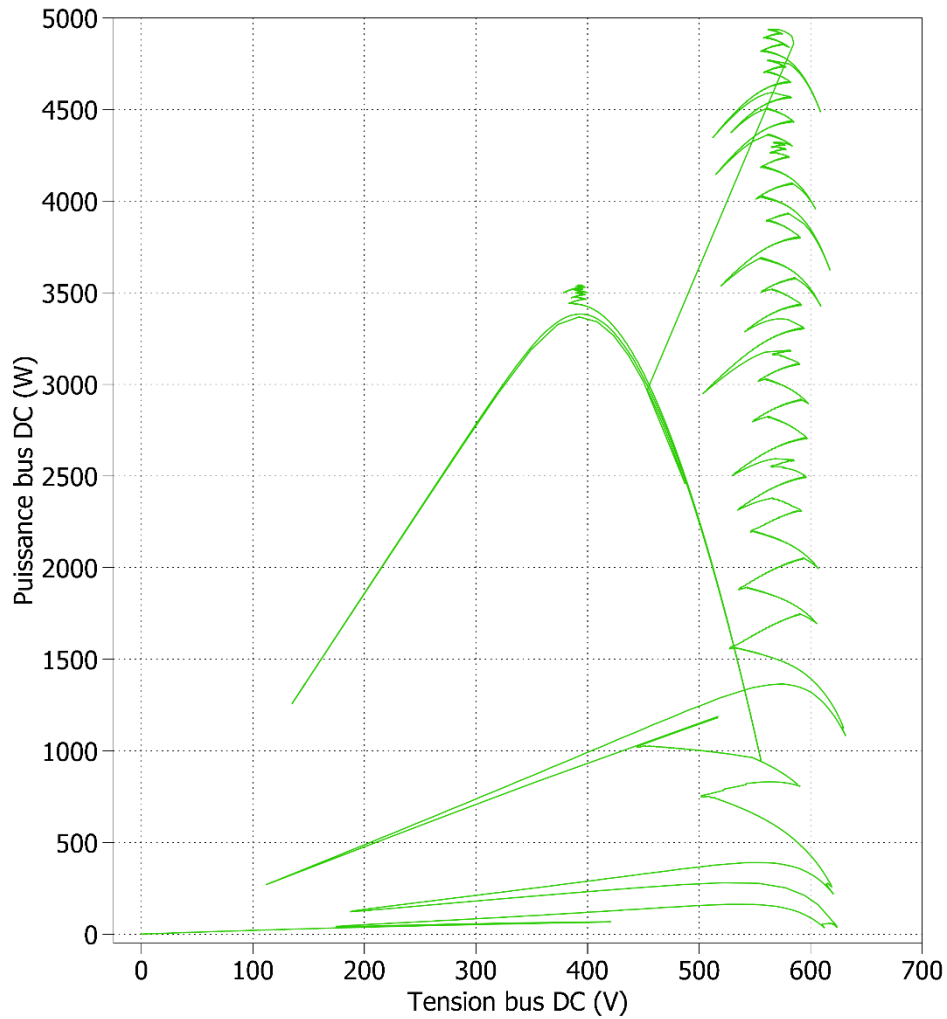


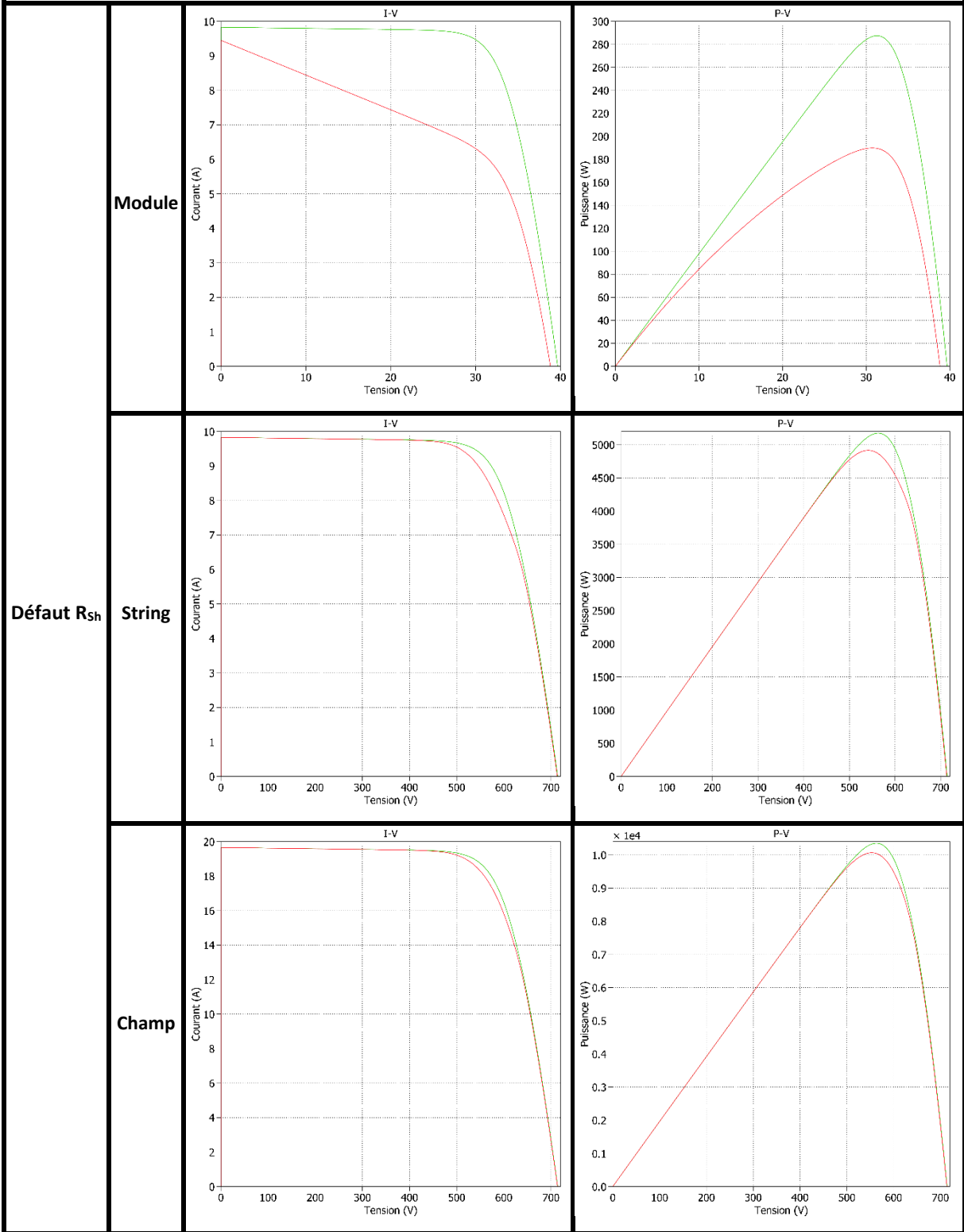
Figure 3.19: Evolution de puissance du système avec le défaut de résistance shunt

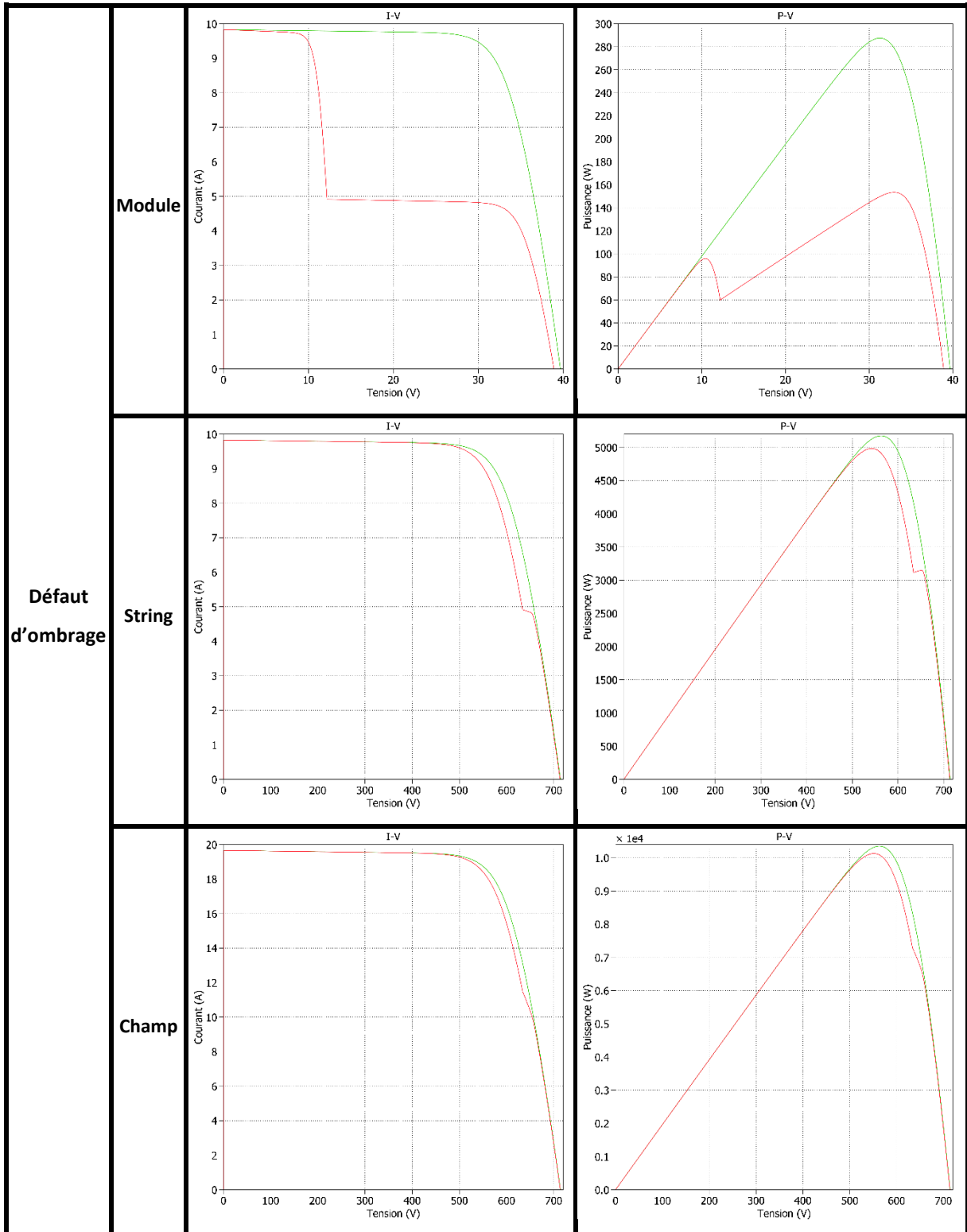
3.3.3 Propagation du défaut

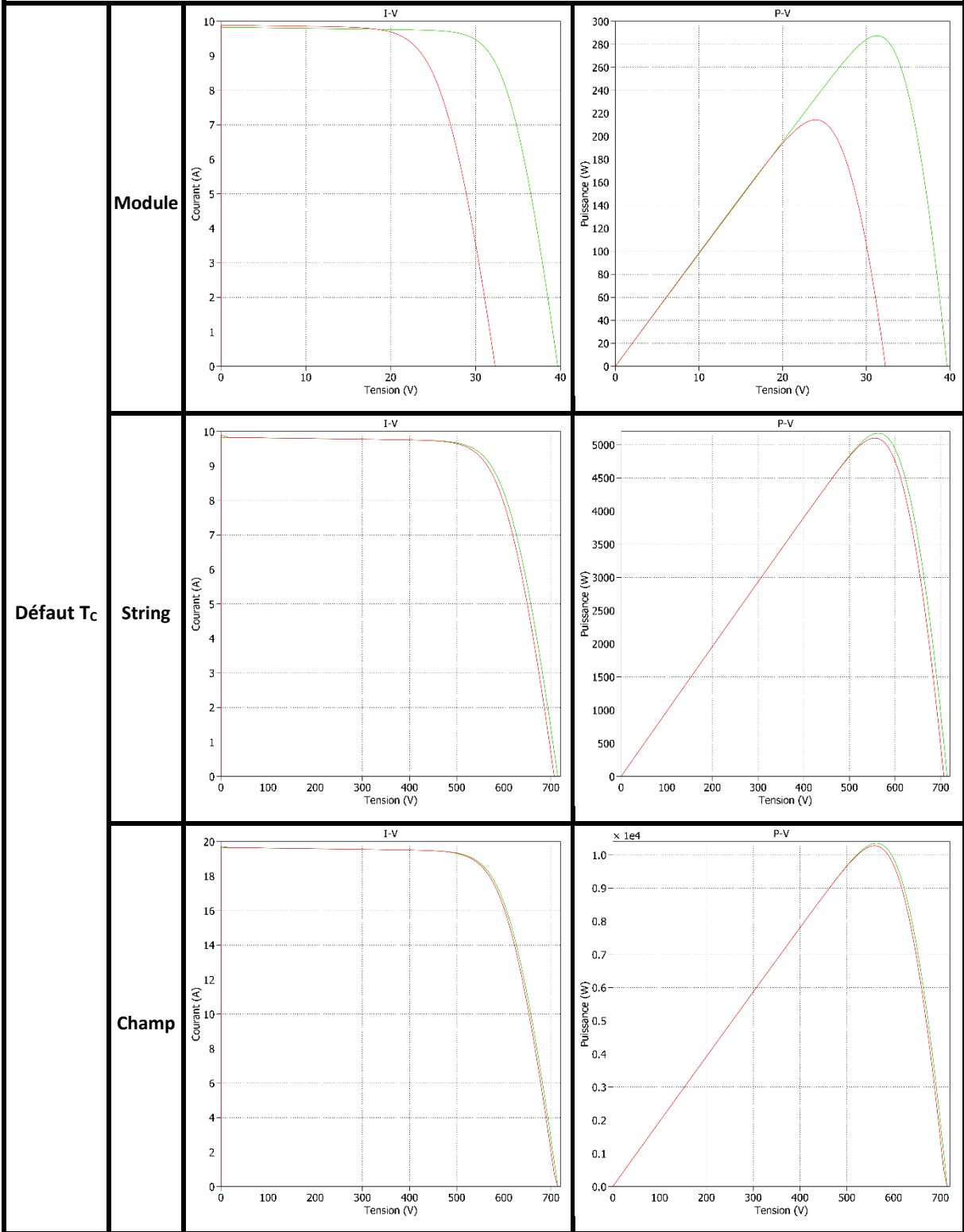
Les modèles électriques développés permettent d'évaluer l'impact d'un défaut quelconque sur l'ensemble des éléments (Module/String/Champ). Donc, nous pouvons observer et analyser comment se propage les défauts du niveau du module PV au niveau champ PV. En effet, si un défaut se produit dans un module PV, nous pouvons voir son effet sur la signature I-V à l'échelle du module, du string et du système PV. L'idée est de créer un défaut sur le module PV et d'analyser son impact sur la signature I-V du module, du string et du champ PV. Le Tableau 3.1 illustre la propagation des défauts du module au champ PV.

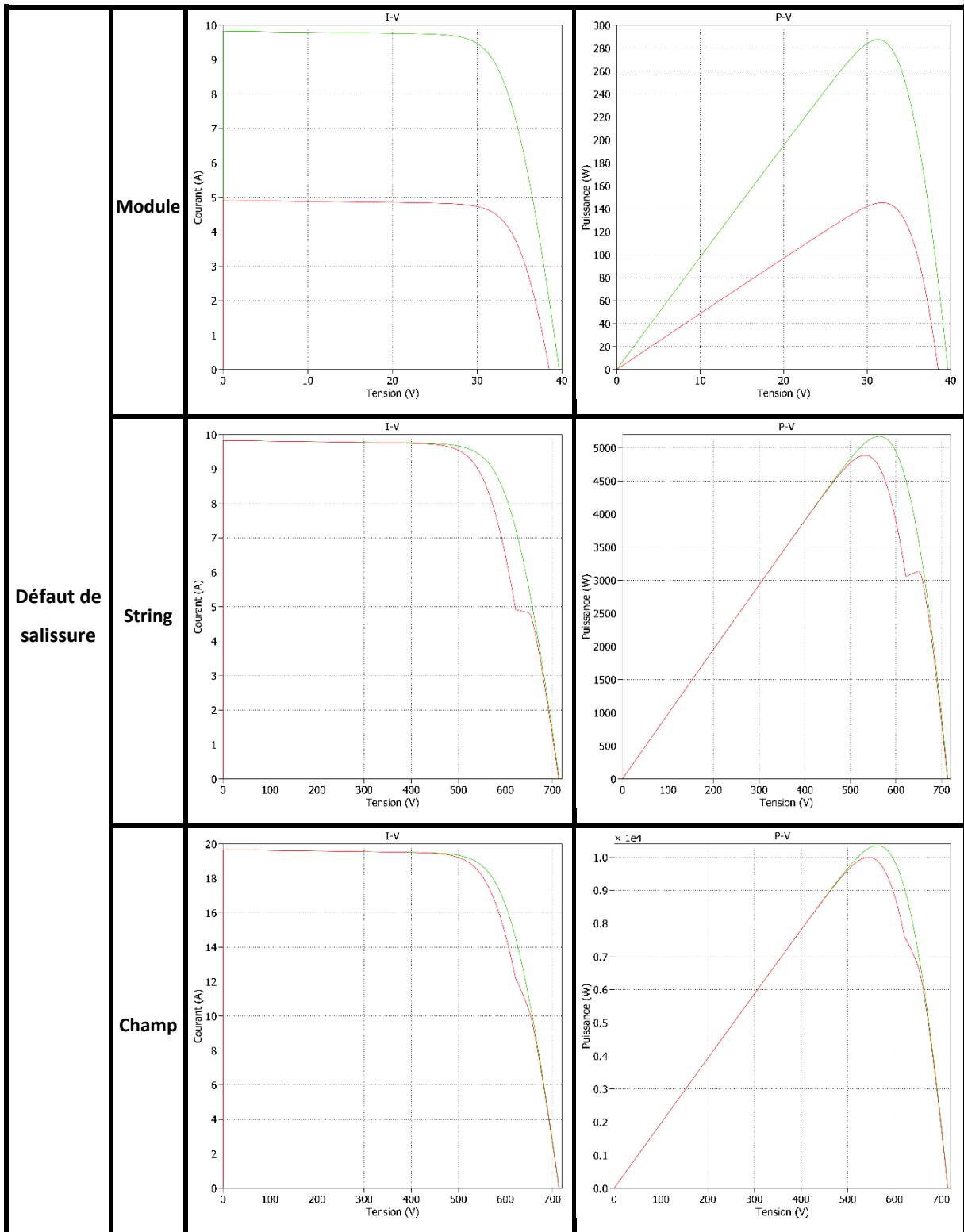
Tableau 3.1 : Propagation des défauts sur les signatures I-V

Défaut	Elément	Signature	
		I-V	P-V
Défaut R_s	Module		
	String		
	Champ		









On constate que l'impact du défaut sur la signature I-V du module PV est très visible. Tandis que, cet impact diminue lors du passage au niveau du string PV ou du champ PV. Il s'avère donc, que la détection d'un module PV défectueux à partir d'une signature I-V du string ou du champ PV nécessite une évaluation très précise de l'écart entre la signature saine et la signature défaillante. Par

conséquent, La détection de défaut est délicate. Quant à elle, l'identification du défaut est plus complexe.

3.4 Système expérimental de caractérisation PROMES – Forte puissance

3.4.1 Installation de PROMES

L'installation de PROMES est une centrale photovoltaïque de puissance totale de 7,5 kW. Les modules photovoltaïques sont montés sur deux tentes agricole. Cette centrale a été installée en 2011 par le laboratoire d'essais et d'étalonnage (CESP [73], laboratoire rattaché à l'université de perpignan). Le système expérimental de mesure I-V présenté au chapitre 2 dans la section 2.4 a été utilisé pour caractériser les modules PV de puissance inférieure à 500W (faible puissance). Dans cette section le système de mesure I-V sera utilisé pour réaliser des caractérisations des strings PV de puissance de 1,26kW (forte puissance). Nous avons installé le système de mesure dans la centrale photovoltaïque de PROMES (Figure 3.20).



Figure 3.20: Installation PV de PROMES

L'installation PV de PROMES est composée de deux champs PV de puissance de 3780W chacun. Chaque champ PV est constitué de 3 strings de 6 Modules en parallèle.

Les caractéristiques du module PEPV 210 [74] de l'installation PV de PROMES sont indiquées dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2: Les caractéristiques du module PEPV 210

Puissance	P_{MPP}	210W
Courant de court-circuit	I_{CC}	7,76A
Tension de circuit ouvert	V_{OC}	35,64V
Courant de MPP	I_{MPP}	7,18A
Tension de MPP	V_{MPP}	29,21V
Rendement	η	12,54%
Nombre de cellule	-	60
Nombre de diodes by-pass	-	3

Le schéma électrique de l'installation de PROMES est illustré dans la Figure 3.21

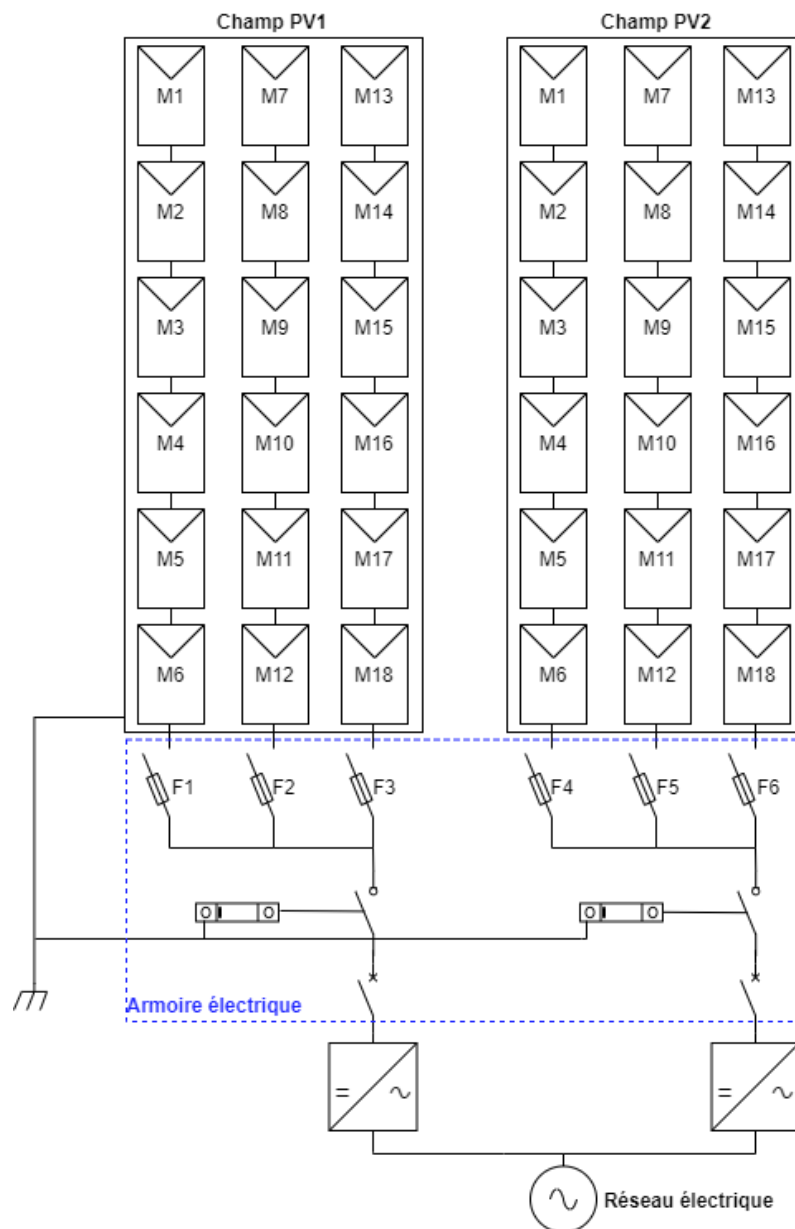


Figure 3.21: Schéma électrique de l'installation PV de PROMES

3.4.2 Système de mesure

le système de mesure (forte puissance) a été connecté à l'armoire électrique du système PV pour réaliser les caractérisations des différents strings du champ PV1 (Figure 3.22).

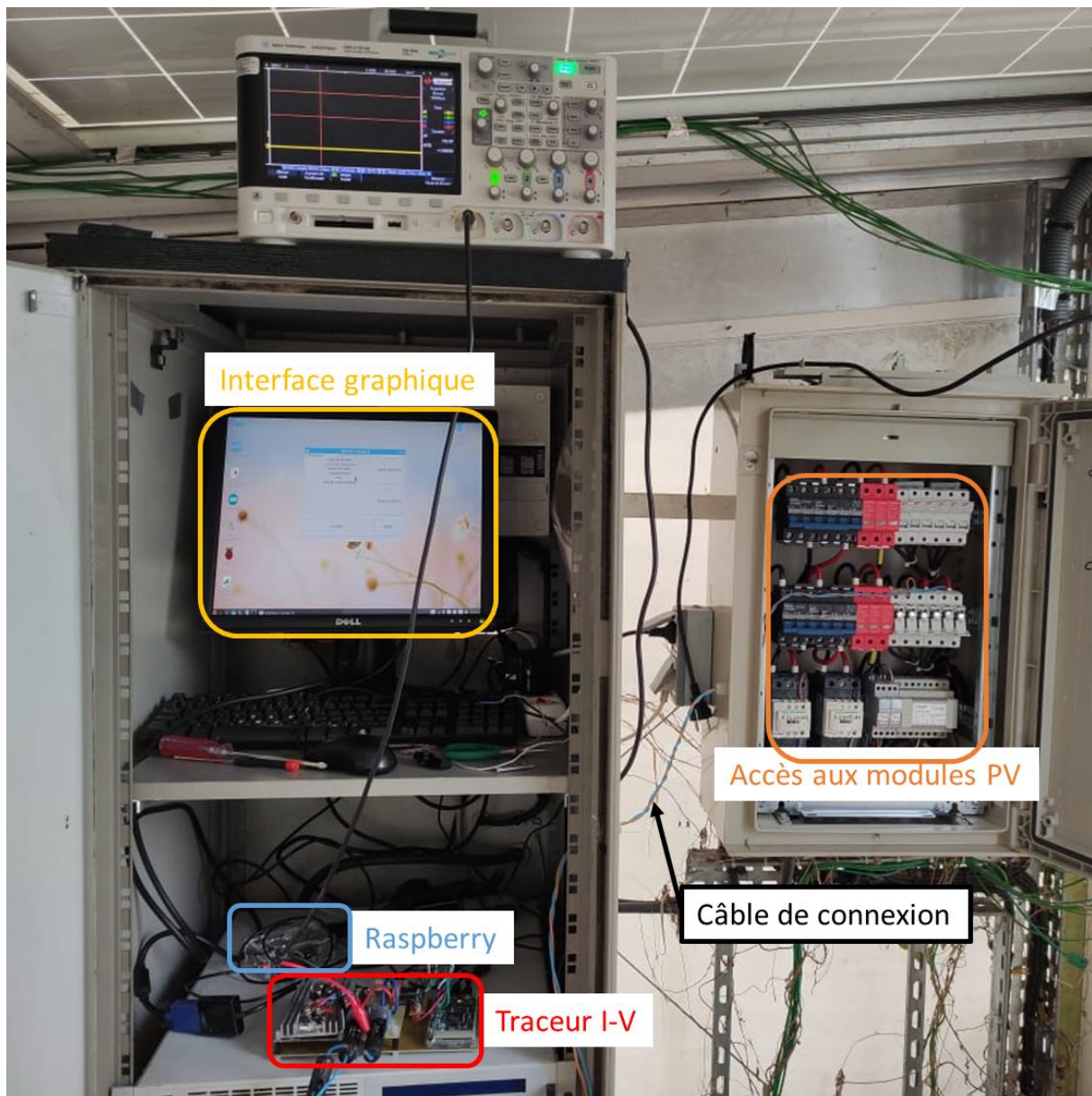


Figure 3.22: Système de mesure installé dans la centrale PV PROMES

3.4.3 Caractérisation expérimentale

3.4.3.1 Caractérisation en mode sain

Lors de la première vague de mesure, nous avons commencé par la caractérisation d'un seul module, puis nous avons caractérisé plusieurs modules en série (2,3,4) jusqu'au string complet (6 modules). Cette augmentation progressive du nombre de modules caractérisés a permis de vérifier la tenue en puissance, en courant et en tension du système de mesure.

Le Tableau 3.3 présente quelques résultats expérimentaux des caractérisations effectuées.

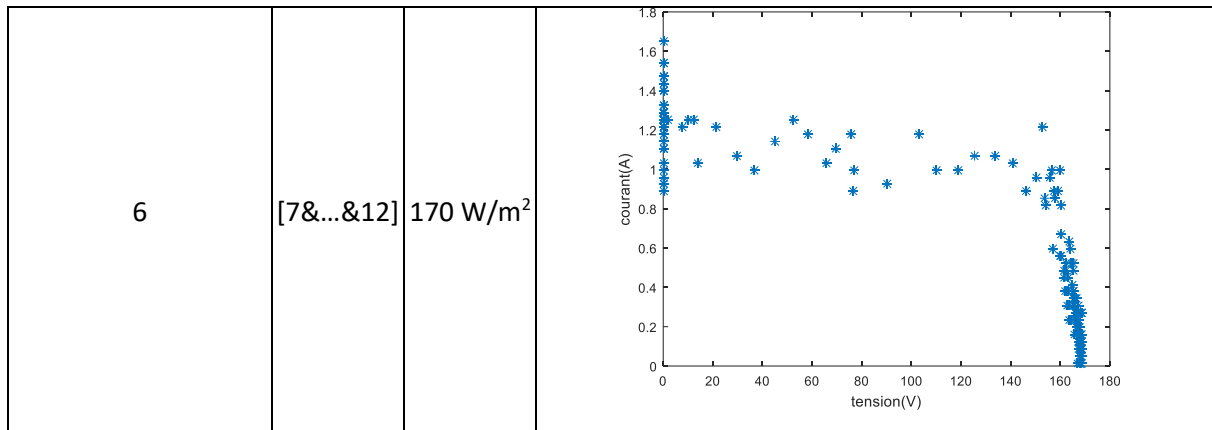
Chapitre 3 : Du string au système, modélisation, simulation et expérimentation

Tableau 3.3 : Mesures expérimentales de l'installation PV de PROMES (1/3)

Nombre de modules	N° (*)	GTI	Signature I-V
1	1	355 W/m ²	
1	7	527 W/m ²	
1	13	350 W/m ²	
2	1&2	312 W/m ²	

<p>2</p>	<p>7&8</p>	<p>326 W/m²</p>	
<p>2</p>	<p>13&14</p>	<p>313 W/m²</p>	
<p>3</p>	<p>7&8&9</p>	<p>294 W/m²</p>	
<p>3</p>	<p>7&8&9</p>	<p>305 W/m²</p>	

<p>3</p>	<p>7&8&9</p>	<p>308 W/m²</p>	
<p>4</p>	<p>7&8&9</p>	<p>335 W/m²</p>	
<p>4</p>	<p>7&8&9</p>	<p>332 W/m²</p>	
<p>4</p>	<p>7&8&9</p>	<p>328 W/m²</p>	



(*) : N° indique le numéro du module dans les 3 strings du champ PV1 (Figure 3.21).

Les signatures I-V mesurées (Tableau 3.3) présentent des fluctuations. Or, ces fluctuations deviennent fortes quand on atteint des valeurs de courant élevées ($I \approx I_{cc}$). Ces perturbations peuvent être dues à plusieurs facteurs :

- Défauts de mismatch dans les string (inhomogénéité des caractéristiques des différents modules).
- Salissure des modules (salissure non-uniforme).
- Fluctuation du rayonnement durant la mesure.
- Potentiel de référence (pour les modules non reliés au potentiel de référence).
- Défauts de délamination.
- Effet inductif des câbles.
- Qualité des modules.

En effet, l'inspection visuelle du système PV a permis de révéler plusieurs défauts. L'installation PV de PROMES a été longtemps abandonnée et non entretenue, une grande quantité du sable (salissure) a été accumulée sur les module notamment sur les bornes. Les strings PV sont constitués de panneaux ayant des caractéristiques suffisamment différentes (mismatch). Le Tableau 3.4 présente les caractéristiques relevées des 18 modules du champ PV1. La plupart des modules avaient des symptômes du défaut de délamination (Figure 3.23). Certaines boîtes de jonction avaient aussi des connexions mal-serrées, ce qui peut modifier la résistance série du module.

Lors des mesures I-V du string de 6 modules, le transistor a été endommagé à plusieurs reprises. Pour protéger le système de mesure et notamment le transistor MOSFET. Nous nous limiterons dans les prochaines mesures à 4 modules en série.

Chapitre 3 : Du string au système, modélisation, simulation et expérimentation

Tableau 3.4: Caractéristiques des modules du champ PV1

N° du Module	I_{cc} (A)	V_{oc} (V)	I_{MPP} (A)	V_{MPP} (A)
1	8,18	36,16	7,71	28,55
2	8,22	36,18	7,70	29,11
3	8,18	36,21	7,71	28,51
4	8,21	36,30	7,72	29,23
5	7,73	36,58	7,20	29,24
6	7,59	37,01	7,06	29,79
7	8,25	36,15	7,67	29,21
8	8,24	36,22	7,82	28,64
9	8,23	36,31	7,67	28,94
10	8,22	36,19	7,72	29,06
11	7,70	37,13	7,14	29,42
12	7,71	37,02	7,16	29,40
13	8,26	36,22	7,78	28,85
14	8,26	36,21	7,82	28,55
15	8,21	36,32	7,74	28,64
16	8,21	36,30	7,74	28,65
17	7,71	37,05	7,15	29,41
18	7,73	36,87	7,19	29,26



Figure 3.23: Symptômes de la délamination sur les modules

Chapitre 3 : Du string au système, modélisation, simulation et expérimentation

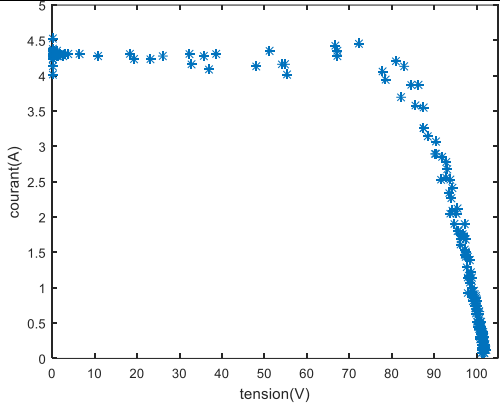
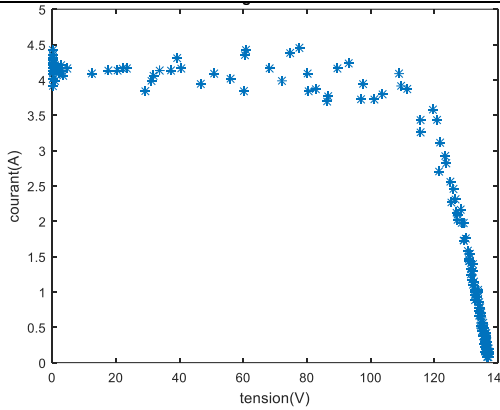
Afin d'améliorer la qualité des mesures effectuées et réduire autant que possible l'impact des facteurs mentionnés ci-dessus, nous avons pris un certain nombre d'action :

- Le nettoyage des modules du champ PV1.
- Le choix d'une journée avec un ciel clair et un rayonnement plus stable.
- La réduction de la longueur des câbles autant que possible.
- La torsion des câbles.

Une deuxième vague de mesure a été réalisée (après la mise en œuvre des actions d'amélioration). Les résultats expérimentaux sont présentés dans le Tableau 3.5.

Tableau 3.5: Mesures expérimentales de l'installation PV de PROMES (2/3)

Nombre de modules	N° (*)	GTI	Signature I-V
1	7	666 W/m ²	
2	7&8	653 W/m ²	

3	7&8&9	586 W/m ²	
4	7&8&9&10	566 W/m ²	

Nous constatons que les actions d'amélioration mises en œuvre ont généralement permis d'améliorer la qualité des mesures, notamment les mesures d'un seul module et de deux modules.

3.4.3.2 Caractérisation en mode défaillant

Des caractérisations du mode défaillant ont été effectuées en créant des défauts d'ombrage (partiel et complet). Le Tableau 3.6 présente les résultats de la caractérisation du défaut d'ombrage complet d'une cellule. Nous avons occulté complètement une cellule du module numéro 7 (champ PV1-string 2, Figure 3.21) et nous avons réalisé des mesures I-V d'un seul module (N°7), de deux modules (7&8), de trois modules (7&8&9) et de quatre modules (7&8&9&10). Les résultats obtenus ont permis d'évaluer la propagation du défaut créé sur les strings de 2, 3 et 4 modules en séries.

Tableau 3.6: Mesures expérimentales de l'installation PV de PROMES (3/3)

Nombre de modules	N° (*)	GTI	Signature I-V
1	7	683 W/m ²	
2	7&8	676 W/m ²	
3	7&8&9	664 W/m ²	
4	7&8&9&10	677 W/m ²	

3.5 Système expérimental de caractérisation ENGIE

3.5.1 Installation de Rivesaltes-grid

L'installation de Rivesaltes-grid [63] est une centrale photovoltaïque de type ombrières de parking, située à Rivesaltes (66) (Figure 3.24). Les ombrières PV de cette centrale couvrent une surface de 8 hectares pour une puissance installée de 13,5MWc permettant une production annuelle équivalente à la consommation de 7 700 personnes. Elles servent également à abriter un stock de véhicules automobiles, avant leur distribution dans des points de vente (concessionnaires). Le site est géré par l'entreprise Walon – Groupe Charles André, qui traite plus de 38 500 véhicules par an, et, au-delà de son rôle de stockage, possède des ateliers pour l'entretien et la préparation des véhicules. Cette centrale est la réalisation d'un projet PV qui a été présenté par ENGIE-Green et retenu à l'édition 2013 de l'appel d'offre (AO) national "Solaire photovoltaïque-installation de 500kW à 3MW" de la CRE. Comme tout projet présenté à cet AO, il devait être accompagné d'un lot R&D, engageant vis-à-vis de l'État (mécanisme d'incitation à la recherche). C'est dans ce cadre que l'on retrouve le projet de recherche de cette thèse et la plateforme expérimentale associée.

En effet, la centrale de Rivesaltes-grid comprend 672 ombrières (soit 48 384 panneaux). 3 ombrières photovoltaïques de puissance de 20 kWc chacune, sont mises à notre disposition pour les activités de R&D. Le Tableau 3.7 et le Tableau 3.8 présentent les données technique de cette centrale.

Tableau 3.7: Données techniques de l'installation de rivesaltes-grid (1/2)

Centrale		Ombrière	
Nombre d'ombrière	672	Nombre d'onduleur	2
Nombre de panneau	48384	Nombre de string	4
Nombre d'onduleur	1344	Nombre panneau	72
Puissance totale	13,5MWc	Puissance unitaire	20,52kW

Tableau 3.8: Données techniques de l'installation de rivesaltes-grid (2/2)

String	
Nombre de panneau en série	18
Puissance max	5,13kW
Courant de court-circuit	9,84A
Tension de circuit ouvert	714,6V
Courant de point de puissance maximale	9,2A
Tension de point de puissance maximale	563,4V



Figure 3.24: Installation de rivesaltes-grid

3.5.2 Système de mesures

Le système expérimental de caractérisation ENGIE est différent de celui de PROMES (faible et forte puissance). En effet, le système de mesure ENGIE (développé pour l'installation de Rivesaltes-grid) est conçu pour suivre l'évolution de la puissance du système PV comme nous l'avons vu dans la simulation du système PV (section 3.3.1.2). Le système de mesure est équipé de capteurs de courant et de tension installés aux sommets des strings PV (Figure 3.25).

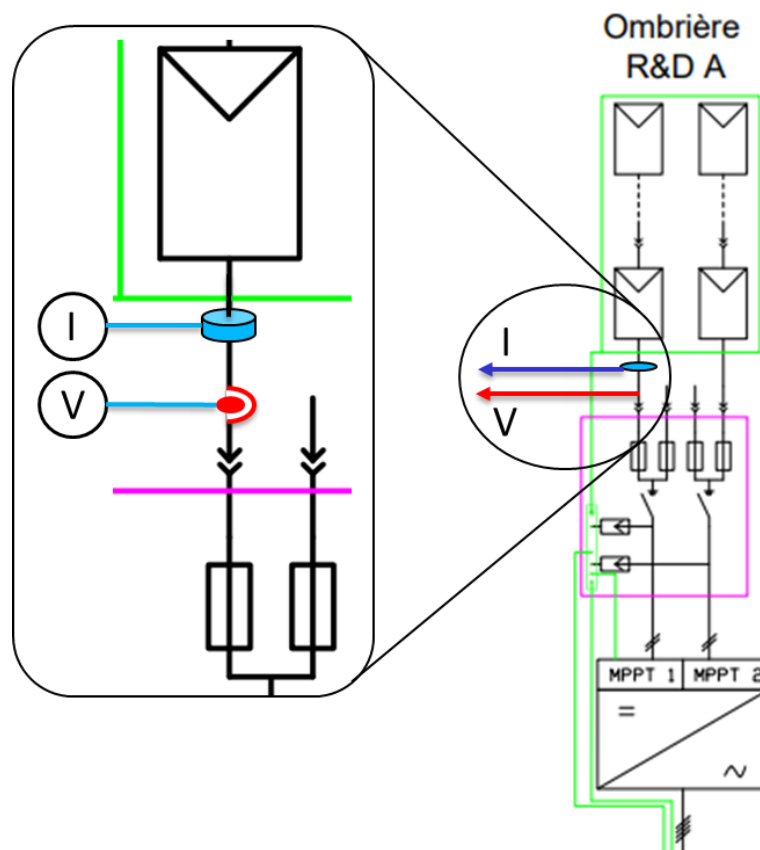


Figure 3.25: Emplacement des capteurs de mesure du système expérimental

Le système de mesure comprend trois blocs :

- ❖ Bloc de mesure : capteurs de courant et de tension.
- ❖ Bloc d'acquisition : une carte électronique qui permet de lire et de stocker les données provenant des capteurs.
- ❖ Bloc de transmission : une carte électronique qui transmet les données au serveur via une liaison Ethernet (RG45 ou wifi).

La Figure 3.26 présente le schéma fonctionnel du système de mesure.

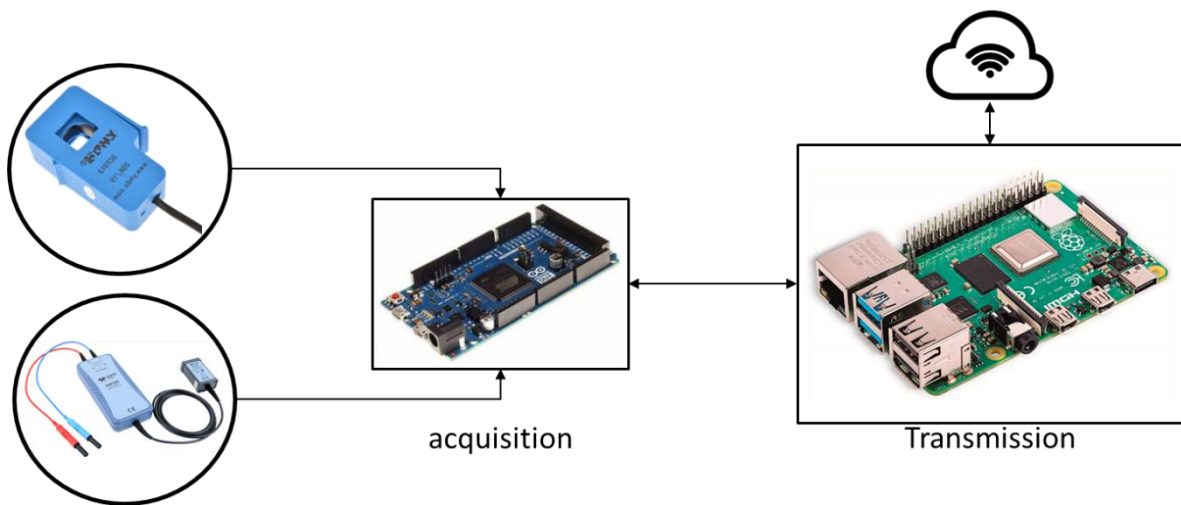


Figure 3.26: Schéma du système de mesure

Les caractéristiques du système de mesure sont données dans le Tableau 3.9.

Tableau 3.9: Caractéristique du système de mesure

Vitesse d'échantillonnage	< 1ms
Plage de tension	800 V
Plage de courant	20A

Le système de mesure effectuera deux type de mesures :

- Mesure du courant : les courants électriques seront mesurés par des capteurs à clipser (exemple : AT10 B5 [75]) sur les câbles reliant les panneaux entre eux.
 - Point de mesure : les courants seront mesurés au sommet du string.
 - 2 capteurs : 1 capteur pour chaque string (Figure 3.27).
 - L'emplacement : les capteurs du courant seront insérés à l'entrée de la boîte de jonction.

- Non-intrusive : la mesure du courant sera effectuée d'une façon non intrusive, elle nécessitera aucune modification du circuit.
- Mesure de tension : les tensions électriques seront mesurées par des sondes de tension. La mesure sera une mesure différentielle qui nécessitera d'avoir un nœud de dérivation
 - Point de mesure : les tensions seront mesurées au niveau du panneau et au niveau du string.
 - 4 sondes : 1 sonde pour le panneau dans chaque string et 1 sonde pour chaque string (Figure 3.27).
 - L'emplacement : la mesure de la tension du string sera effectuée à l'entrée de la boîte de jonction. La mesure de la tension du panneau sera effectuée aux bornes du panneau. Si nous ne possédons pas l'accès au panneau connecté au potentiel de référence (potentiel de masse) nous devons faire une mesure différentielle pour le panneau.
 - Non-intrusive : la mesure de la tension sera effectuée d'une façon non intrusive, elle nécessitera une insertion des connecteurs MC4 en Y pour avoir un point de dérivation de tension.

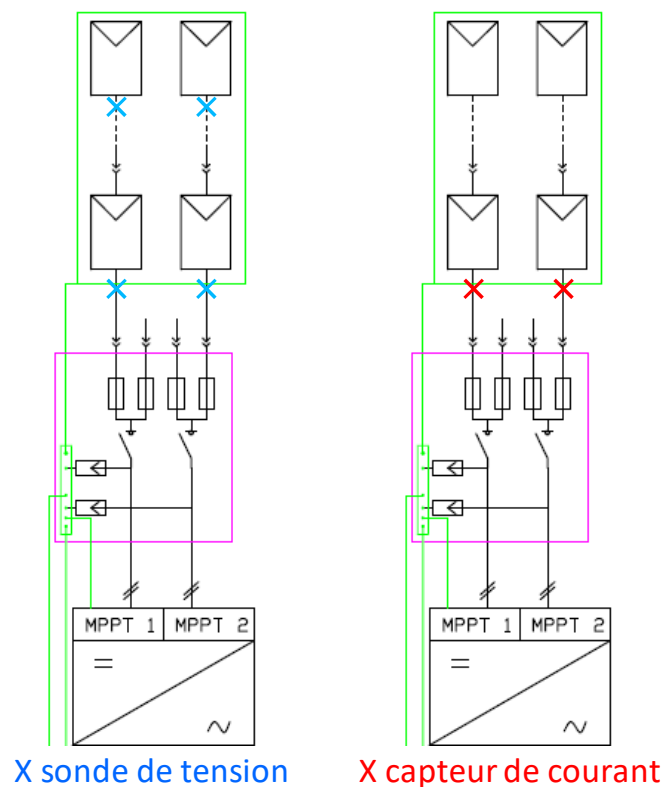


Figure 3.27: Emplacement des capteurs de courant et des sondes de tension

Le circuit électronique du système de mesure expérimental a été réalisé (Figure 3.28). Or, par manque de temps et à cause de longues procédures (techniques et administratives), nous n'avons pas pu installer et tester le système expérimental dans la centrale de Rivesaltes-grid. Le département d'exploitation d'ENGIE-Green nous a demandé de développer une note technique qui définit le protocole expérimental des essais que nous souhaitons effectuer. Les détails de ce protocole sont présentés dans l'Annexe A : Protocole expérimental.

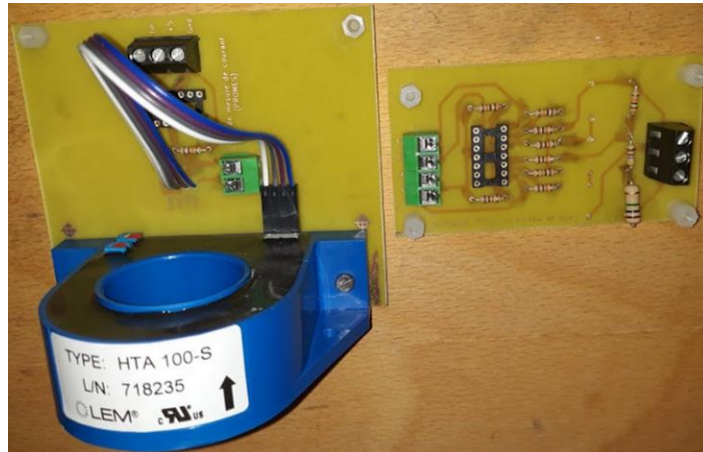


Figure 3.28: Prototype du circuit électronique de mesure

3.6 Modélisation inverse

Les démonstrations mathématiques présentées au chapitre précédent (section 2.6), sont valables pour la cellule, le module et le string. Donc, le même processus d'extraction des 5 paramètres est utilisé pour le string (Figure 3.29). La différence entre l'application du processus sur la cellule, le module ou le string réside dans les valeurs d'initialisation.

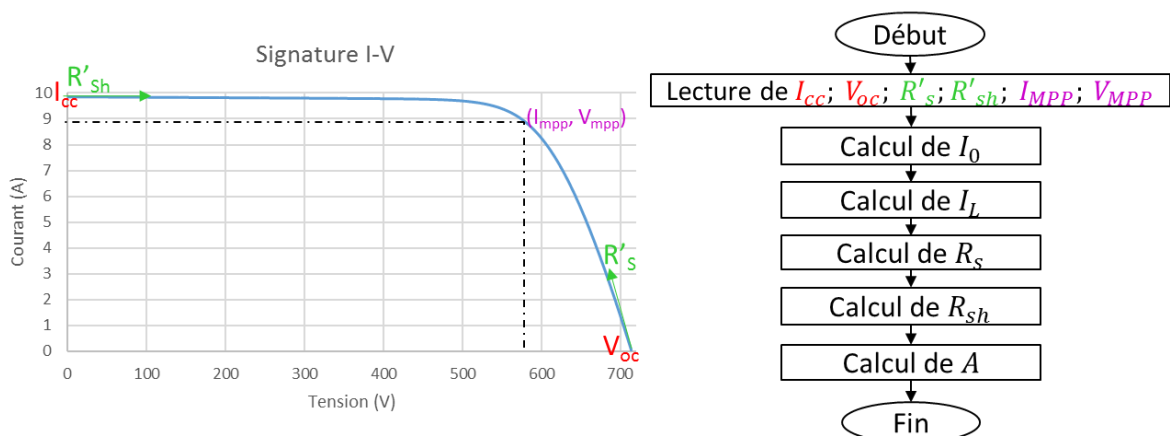


Figure 3.29: Processus de modélisation inverse

3.7 Conclusion

Sur la base des modèles électriques de la cellule et du module développés au chapitre précédent, nous avons développé le modèle électrique du string, puis du système PV (string & onduleur). Ces modèles ont permis d'effectuer diverses simulations pour différents modes de fonctionnement (sain et défaillant) et différents types d'éclairement (constant et dynamique).

Comme dans le deuxième chapitre, l'impact de plusieurs défauts sur le string et le système PV a été simulé. En outre, une analyse de la propagation des défauts du module vers le champ PV a été effectuée. Cette analyse consiste à évaluer l'impact relatif d'un défaut produit dans le module sur sa signature, puis sur la signature du string, et enfin sur la signature du champ PV.

Conformément au chapitre précédent, deux systèmes de caractérisation expérimentale ont été présentés. Le premier système (PROMES-forte puissance) a été conçu, réalisé et testé sur les strings PV de l'installation de PROMES. Le second (ENGIE) a été conçu et réalisé pour être installé dans la centrale de Rivesaltes-grid. Or, ce système n'est pas encore testé. Les prochains travaux porteront sur son installation et exploitation.

4 Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

4.1 Introduction

Les chapitres précédents ont traité les éléments nécessaires pour faire la détection de défauts. Ces éléments couvrent différents disciplines et concepts :

- Electronique de puissance : la réalisation du traceur I-V qui permet de mesurer la signature I-V.
- Electronique embarquée : la programmation de la carte électronique « Arduino » qui pilote le traceur I-V, et la conception de l'application logicielle permettant de traiter les données de mesures provenant du traceur I-V.
- Modélisation : le développement du modèle de cellule, de module, de string et de système PV pour décrire leur comportement en mode sain et en mode défaillant.
- Simulation : la simulation des modèles sous le logiciel *Plecs*. Les résultats de simulation ont permis de former une base de données sur les comportements en mode sain et défaillant.

Maintenant que toutes ces étapes sont validées, nous allons mettre en place un algorithme de détection de défaut par l'analyse de la signature I-V. Cet algorithme permettra de faire :

- **La détection** : détecter si un défaut est présent sur la cellule, le module ou le string.
- **L'identification** : si un défaut est présent, la nature du défaut sera identifiée.

Nous verrons donc dans un premier temps la présentation de l'algorithme, puis nous présenterons les résultats des tests de cet algorithme afin d'évaluer ses performances. A l'issue de ces tests, nous évaluerons la précision et l'incertitude des résultats.

4.2 Détection et identification de défauts

4.2.1 Détection de défaut

La détection de défaut peut se faire de deux manières différentes :

4.2.1.1 Analyse de la signature I-V

Dans ce cas nous avons besoin de tracer à chaque pas d'échantillonnage la signature I-V mesurée et la comparer avec la signature estimée obtenue à l'aide du modèle électrique. Ce choix peut se faire par deux méthodes :

- **Interruption du système** : nous déconnecterons le module ou le string PV afin de tracer sa signature I-V, celle-ci est comparée avec la signature estimée obtenue par le modèle. Nous introduisons dans le module les valeurs d'éclairement et de température issus de la station météorologique à chaque pas de temps. Cette

approche nécessite donc la mise hors service du module ou string à chaque fois où nous voulons faire la mesure de la signature I-V. Sachant que le processus de détection tourne en permanence nous serons dans l'obligation d'interrompre le système PV plusieurs fois dans la journée (en fonction de la fréquence d'échantillonnage) pour inspecter la présence ou pas des défauts.

- **Sans interruption du système :** Pour éviter d'interrompre la production, il est nécessaire d'adapter le système de mesure pour éviter toute perte de production. La solution choisie, consiste à récupérer les données de mesure de courant et de tension au niveau du string ou du champ PV. Les données sont enregistrées durant toute la journée en suivant l'évolution de la puissance des onduleurs. Le système sera installé dans la boîte de jonction (Figure 4.1).

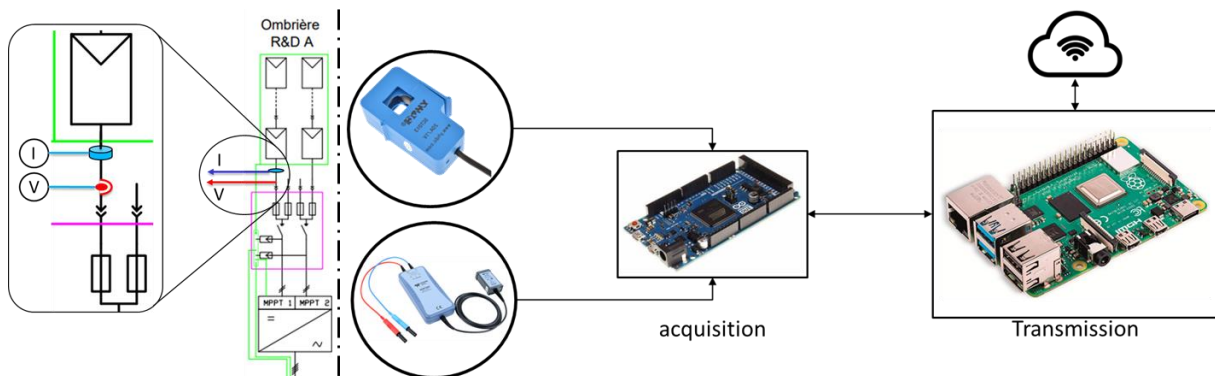


Figure 4.1: Schéma de principe et emplacement du système de mesures I-V

Cette méthode est efficace en terme de continuité de production. Cependant, elle présente certaines limites en terme de précision, car le suivi de la puissance maximale extraite par l'onduleur ne permet d'obtenir que des courbe P-V partielles et centrées autour du point de puissance maximale (Figure 4.2).

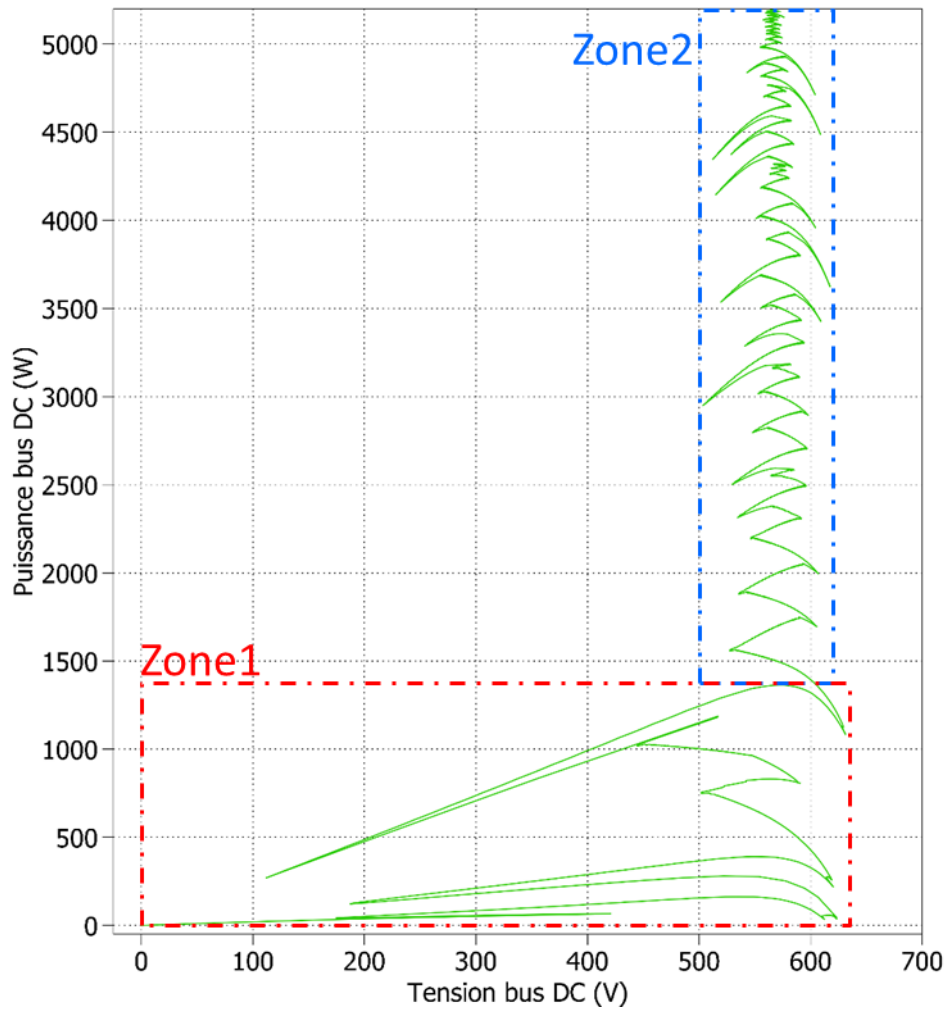


Figure 4.2: Evolution de la puissance maximale extraite par l'onduleur

En effet, nous pouvons subdiviser cette courbe d'évolution de puissance PV durant la journée en deux zones :

- Zone 1 (démarrage de l'onduleur) : dans cette zone nous avons la quasi-totalité de la courbe P(V) (du $V=0$ à $V=V_{oc}$). Par conséquent, la signature I-V peut être tracée pour faire la détection de défauts.
- Zone 2 (fonctionnement de l'onduleur): dans cette zone, la courbe P-V est partielle et centrée autour du point de puissance maximale. Pour cela nous avons développé des méthodes de reconstruction de la courbe I-V complète.

4.2.1.2 Analyse de la puissance

L'analyse de la puissance instantanée peut se présenter comme alternative à l'analyse de la signature I-V, mais uniquement pour faire la détection de défauts. En effet, l'analyse de la puissance instantanée permet de révéler l'existence des défauts sur un module ou string mais sans reconnaître la nature du défaut. Le principe repose donc sur la comparaison en temps réel de la puissance produite avec la

puissance estimée en fonction de l'éclairement que reçoit le champs PV et la température des cellules. Si l'écart entre la puissance estimée et la puissance produite réelle dépasse un certain seuil, cela signifie qu'un défaut est présent sur le système PV. Par conséquent, le système de mesure est sollicité afin de tracer la signature I-V, en analysant cette dernière, nous pouvons identifier la nature du défaut. Comme montré au paragraphe 2.2 du chapitre 2, le calcul de la puissance se fait par des modèles énergétiques, l'un des modèles les plus utilisés est le modèle simple efficience [76] :

$$P = GTI \times S \times \eta_{réel} \quad (58)$$

GTI : Eclairement reçu par le module (W/m^2).

S : Surface du module (m^2).

$\eta_{réel}$: rendement effectif du module.

Le rendement effectif du module est calculé à partir du module de référence données par le fabricant aux conditions standards du test (STC : $GTI=100W/m^2$ & $T=25^\circ C$ & $AM=1,5$).

$$\eta_{réel} = \eta_{réf} \times \left(1 - \mu \times (T_c - T_{réf})\right) \quad (59)$$

$\eta_{réf}$: rendement de référence du panneau donné au STC.

T_c : Température de cellule ($^\circ C$).

$T_{réf}$: Température de référence ($T_{réf} = 25^\circ C$).

μ : Coefficient de température de puissance.

La formule de correction du rendement fait appel à la température de la cellule, cette dernière est calculer par le modèle Sandia à partir de la formule suivante :

$$T_c = T_m + GTI \times \left(\frac{\Delta T}{1000}\right) \quad (60)$$

T_m : Température du module ($^\circ C$).

$a, b, \Delta T$: paramètres caractérisant le module.

$$T_m = T_{dry} + GTI \times e^{a+b.v}$$

T_{dry} : Température ambiante ($^\circ C$).

v : vitesse du vent ($m.s^{-2}$).

4.2.2 Identification de défaut

L'identification du défaut constitue l'étape la plus délicate. Grâce à la base de connaissance des comportements en mode sain et défaillant que nous avons formée à partir des résultats de simulation, nous sommes en mesure d'identifier la nature du défaut en analysant sa signature. Par exemple quand

un point d'inflexion est présent dans la signature I-V, nous pouvons affirmer qu'il s'agit d'un défaut d'ombrage, la chute de tension de circuit ouvert révèle la présence d'un défaut de température, etc.

Cette opération de reconnaissance des symptômes de chaque défaut devrait se faire de façon automatique, d'où la nécessité de développer une solution logicielle. Chaque signature I-V correspond à une combinaison unique des valeurs de (R_s , R_{sh} , I_L , I_0 , A) caractérisant le modèle électrique. La reconstruction de ces valeurs permet de fournir des informations sur la nature du défaut. Par exemple si après la reconstruction des 5 paramètres, nous trouvons que R_s (reconstruite) $>$ $R_{s_réf}$ (sain), cela signifie qu'on est face à un défaut de résistance série.

4.3 Algorithme

L'algorithme de détection que nous proposons assure deux fonction : la détection et l'identification. Le principe de fonctionnement est le suivant : à chaque pas d'échantillonnage, nous comparons la signature I-V estimée avec son homologue mesurée, quand l'écart entre les deux signatures dépasse un certain seuil, l'alarme du défaut est activée ce qui déclenche le démarrage de la partie d'identification.

- **Partie de détection :** l'algorithme de détection tourne en permanence, cadencé par la fréquence des mesures d'éclairement et de température. En effet, nous mesurons à chaque pas d'échantillonnage l'éclairement global reçu par les modules PV et la température ambiante, ces deux paramètres météorologiques permettent de fabriquer la signature I-V correspondante. Cette signature est tracée par le logiciel Plecs. Ensuite, nous mesurons la signature I-V du module ou du string, Si la signature ne peut pas être tracée complètement (système de mesures non-intrusif) cette dernière est extrapolée. La comparaison entre les deux signature I-V (estimée et mesurée) se fait par un calcul intégral. Quand l'écart entre les intégrales des deux signatures dépasse le seuil S fixé, la signalisation du défaut s'active et la partie d'identification démarre.
- **Partie d'identification :** L'identification des défauts commence par l'identification paramétrique. En effet, les calculs de modélisation inverse présentés dans le chapitre 2 (Section 2.6) sont utilisés pour identifier les paramètres du modèle électrique à partir de la signature I-V mesurée. La méthodologie est la suivante : à partir de la signature I-V mesurée représentant le défaut, nous identifions les 5 paramètres du modèle électrique (R_s , R_{sh} , I_L , I_0 , A). On ajoute à ces 5 paramètres 3 informations que l'on peut extraire de la signature I-V: courant de court-circuit, tension du circuit ouvert, et l'information logique d'existence du point d'inflexion (IP=1 quand la signature possède un point d'inflexion ; IP=0 quand la signature ne

possède aucun point d'inflexion). L'analyse de l'ensemble d'informations et paramètres (R_s , R_{sh} , I_L , I_0 , A , I_{cc} , V_{oc} , IP) permet d'identifier le défaut selon les différentes classes :

- **Classe C1 (augmentation du courant de saturation)** : Le défaut du courant de saturation est annoncé quand on constate que sa valeur a augmenté. Le terme « défaut de saturation » est une notion qui paraît abstraite pour un utilisateur d'outil de détection et qui reste étroitement liée au modèle électrique utilisé plutôt qu'à la structure physique. Plusieurs dysfonctionnements physiques pourraient être l'origine du défaut de courant de saturation notamment : le vieillissement de la jonction PN, la migration des électrons de la zone de déplétion.
- **Classe C2 (diminution du photo-courant)** : Le défaut du photo-courant est annoncé quand on observe réduction de la valeur de ce courant. À l'identique de la correspondance faite précédemment entre une classe (défaut modèle) et la physique (défaut physique), il serait judicieux de continuer sur la même approche pour la suite des défauts. La diminution de la valeur du photo-courant peut-être la conséquence de divers problèmes : passage de nuage, salissure uniforme, ombrage complet uniforme, etc.
- **Classe C3 (défaut de résistance série)** : Le défaut de résistance série est annoncé quand on examine une augmentation de sa valeur. De multiples causes pourraient conduire à ce défaut : oxydation des contacts métalliques, dégradation des contacts, rupture des contacts, etc.
- **Classe C4 (défaut de résistance shunt)** : Le défaut de résistance shunt est annoncé quand on examine une diminution de la valeur de la résistance shunt. De nombreuses causes pourraient conduire à ce défaut : défauts d'isolation en dehors de la jonction PN entre la borne (+) et la borne (-) de la cellule, l'apparition des courants de fuites dans la jonction PN etc.
- **Classe C5 (défaut de facteur d'idéalité)** : Le défaut du facteur d'idéalité est annoncé quand on examine une réduction de sa valeur. Ce défaut est lié principalement au vieillissement de la jonction PN et aux dégradations des performances du matériau.
- **Classe C6 (défaut du courant de court-circuit)** : le défaut du courant de court-circuit est annoncé quand on observe la diminution de sa valeur. Il faut noter que le défaut du courant de court-circuit est totalement différent du défaut de court-circuit usuel des appareils électriques, ce dernier est obtenu lorsque deux bornes du module sont shuntées par un fil ou contact conducteur. Or, le défaut du courant de court-circuit qui nous intéresse dans cette classe peut être provoqué par de nombreuses causes: salissure uniforme, ombrage complet uniforme, passage de nuage, une forte

augmentation de la résistance série pourrait entrainer aussi la réduction du courant de court-circuit.

- **Classe C7 (défaut de la tension de circuit-ouvert) :** A l'identique de la remarque signalée précédemment, nous différencions le défaut de la tension du circuit-ouvert avec le défaut de circuit-ouvert, ce dernier traduit le débranchement du composant électrique concerné et sa mise à vide. Le défaut de la tension de circuit-ouvert qui nous intéresse dans cette classe est obtenu lors de la diminution de la valeur de tension du circuit-ouvert. La cause principale de ce défaut est l'augmentation de la température. Une autre cause secondaire rarement observée est la diminution excessive de la valeur de résistance shunt.
- **Classe C8 (défaut d'apparition du point d'inflexion) :** Le défaut d'apparition du point d'inflexion est annoncé quand un ou plusieurs point d'inflexion sont repérés sur la signature I-V. L'apparition des points d'inflexion est toujours associée aux défauts d'ombrage. Cependant, une salissure importante non uniforme pourrait conduire aussi à l'apparition des points d'inflexion sur la signature I-V.

L'algorithme proposé dans la Figure 4.3 est basé sur l'hypothèse suivante : il ne peut y avoir qu'un seul défaut à la fois. En pratique, l'hypothèse supposée n'est pas toujours vérifiée, car on peut avoir à la fois plusieurs défauts simultanément, ou encore la combinaison d'un défaut évolutif (vieillessement, salissure...) avec un défaut fugitif. En revanche, cette hypothèse nous a d'abord permis de tester la robustesse des calculs effectués par l'algorithme de détection. Une fois que nous aurons évalué la robustesse des calculs, nous passerons à des versions plus développées et plus adaptées aux contraintes industrielles.

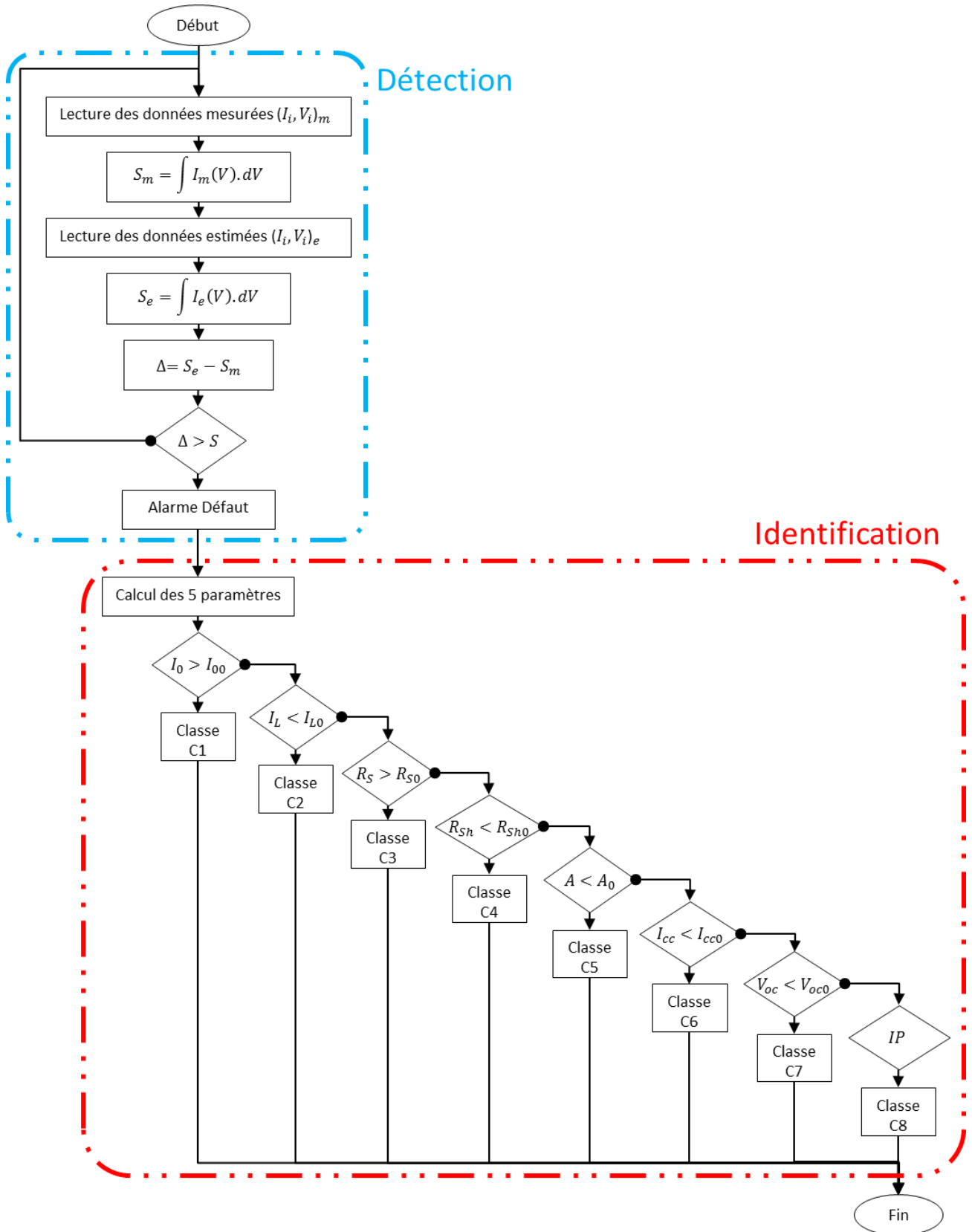


Figure 4.3: Algorithme de détection et identification de défauts

4.4 Tests et résultats

L'algorithme de détection a été testé sur plusieurs défauts (résistance série, résistance shunt, température, ombrage et salissure) pour différentes valeurs. Par exemple, pour le défaut de résistance série nous avons fait varier la valeur de la résistance de 10% à 100%. « d_i » représente la valeur algébrique de la variation de chaque paramètre. Les paramètres (R_s , R_{sh} , T_c , GTI) seront modifiés de la manière suivante :

- Résistance série : $R_s(\text{défaut}) = R_{s_0}(\text{sain}) \times (1 + d_1)$; $d_1 > 0$.
- Résistance shunt : $R_{sh}(\text{défaut}) = R_{sh_0}(\text{sain}) \times (1 + d_2)$; $d_2 < 0$.
- Défaut de température : $T_c(\text{défaut}) = T_{c_0}(\text{sain}) \times (1 + d_3)$; $d_3 > 0$.
- Défaut d'ombrage : $GTI_{cellule}(\text{défaut}) = GTI_{0_{cellule}}(\text{sain}) \times (1 + d_4)$; $d_4 < 0$.
- Défaut de salissure : $GTI_{module}(\text{défaut}) = GTI_{0_{module}}(\text{sain}) \times (1 + d_5)$; $d_5 < 0$.

La partie détection est basée sur l'évaluation de l'écart Δ , lorsque l'écart dépasse un seuil S fixé, l'alarme est activée. Dans l'ensemble des tableaux ci-après l'alarme est représentée en format binaire « AL » en fonction de son état. Lorsque l'alarme est activée (AL = 1), la partie d'identification démarre. Les paramètres électriques sont identifiés pour déterminer la nature du défaut.

Pour chaque défaut, nous calculons le pourcentage de variation des 5 paramètres ainsi que I_{cc} et V_{oc} . Les écarts inférieurs à 0,01% sont négligés.

4.4.1 Défaut de résistance série

Afin de tester l'algorithme sur le défaut de résistance série nous avons procédé de la façon suivante :

- Nous avons modélisé des défauts de résistance série sur le logiciel *Plecs*, pour différentes valeurs de $\Delta R_s/R_s$ (10%, 20%, 30%...).
- La simulation de ces défauts permet de calculer les signatures correspondantes pour les différentes valeurs.
- Une signature I-V du module sain est simulée par le logiciel *Plecs*, cette signature est retenue comme signature de référence pour un éclaircissement et une température donnée.
- L'algorithme fait la lecture des deux fichiers csv qui contiennent les valeurs I-V des deux signatures simulées par *Plecs* : signature saine (signature de référence) et signature défaillante (signature correspond au défaut).
- L'algorithme calcule le résidu $\Delta = \int_{V=0}^{V=V_{oc}} I_{sain}(V) \cdot dV - \int_{V=0}^{V=V_{oc}} I_{défaillant}(V) \cdot dV$.
- Le résidu est comparé avec un seuil (S) prédéfini par l'utilisateur.
- Si le résidu Δ ne dépasse pas le seuil S , aucune alarme n'est activée.

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

- Si le résidu Δ dépasse le seuil S , l'alarme est activée et un message d'alerte est affiché. Cela implique le démarrage de l'algorithme d'identification.
- L'algorithme fait la lecture des deux valeurs I_{cc} et V_{oc} . Puis, il recherche le point de puissance maximale pour déterminer I_{mpp} et V_{mpp} . R_{s0} est calculée à partir de la tangente en utilisant l'extrémité droite (V_{oc}) de la courbe. R_{sh0} est calculée à partir de la tangente en utilisant l'extrémité gauche (I_{cc}) de la courbe.
- A partir des informations (I_{cc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , R_{s0} , R_{sh0}), les 5 paramètres du modèle électriques sont déterminés (Section : 2.6 Modélisation inverse).
- Les écarts pour chaque paramètre (R_s , R_{sh} , I_L , I_0 , A , I_{cc} , V_{oc}) sont présentés sous forme de bilan de diagnostic.

Une méthodologie identique à celle présentée ci-dessus est utilisée pour l'ensemble des défauts.

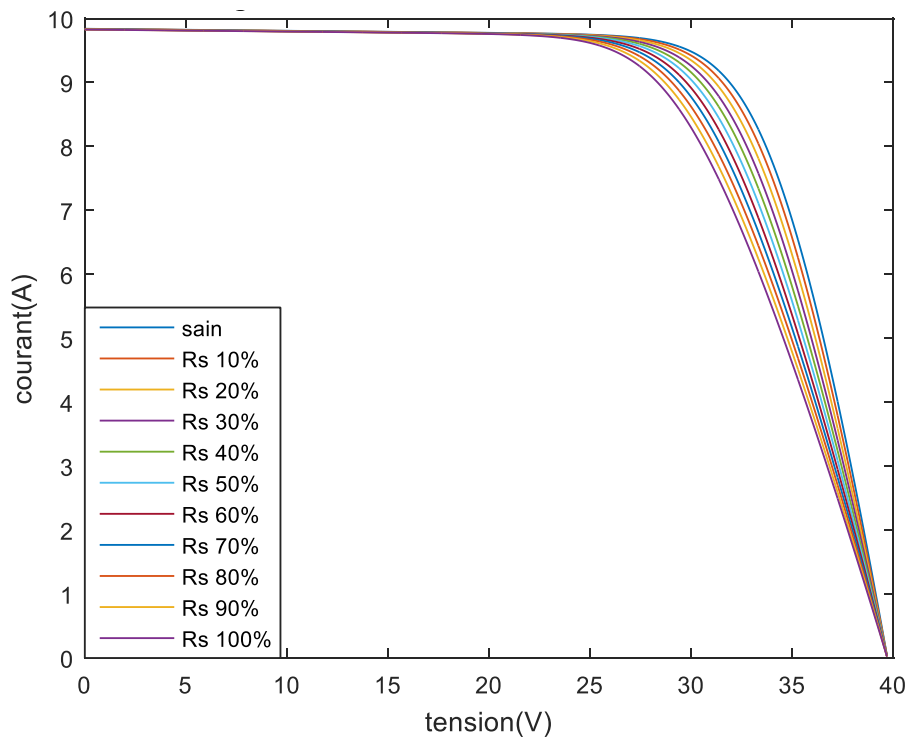


Figure 4.4: Courbe de synthèse de variations de R_s

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Tableau 4.1: Résultats d'algorithme du défaut de résistance série

%d ₁	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Δ	1,9	3,8	5,7	7,6	9,5	11,4	13,4	15,3	17,2	19,1
AL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ΔR _s /R _s	-9,8	-19,7	-29,6	-39,5	-49,4	-59,3	-69,2	-79,2	-89,1	-99
ΔR _{sh} /R _{sh}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΔI _L /I _L	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΔI ₀ /I ₀	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΔA/A	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1
ΔI _{cc} /I _{cc}	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1
ΔV _{oc} /V _{oc}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

La variation ΔR_s/R_s (%) est calculée par la relation suivante :

$$\frac{\Delta R_s}{R_s} (\%) = \frac{R_s (\text{sain}) - R_s (\text{défaut})}{R_s (\text{sain})} \times 100 = -d_1 \times 100 \quad (61)$$

ΔR_s/R_s (%) est négative car $R_s (\text{défaut}) > R_s (\text{sain})$. Toutes les variations %d₁ testées, ont conduit à des résidus Δ qui dépassent le seuil fixé (S = 1). Par conséquent, l'alarme est activée et on constate que les valeurs absolues des variations calculées ΔR_s/R_s (%) sont proches aux valeurs de défaut introduites (%d₁). Tous les autres paramètres ont une variation quasi nulle.

4.4.2 Défaut de résistance shunt

L'algorithme de détection a été appliqué sur différentes valeurs de variation de R_{sh}. La Figure 4.5 présente les signatures I-V pour les différentes variations de R_{sh}. Le Tableau 4.2 présente les résultats du test d'algorithme pour le défaut de résistance shunt.

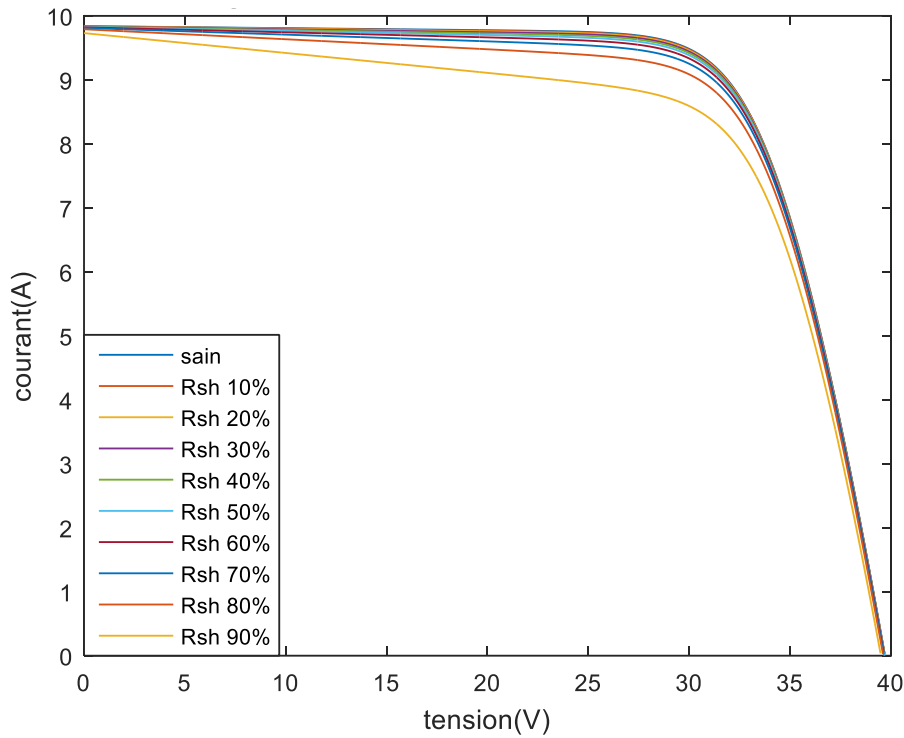


Figure 4.5: Courbe de synthèse de variations de Rsh

Tableau 4.2: Résultats d'algorithme du défaut de résistance shunt

%d ₂	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-80	-90
Δ	0,2	0,6	1	1,6	2,4	3,6	5,7	9,7	21,9
AL	0	0	1	1	1	1	1	1	1
$\Delta R_s/R_s$	-	-	-0,1	-0,2	-0,3	-0,7	-1	-1,2	-4,8
$\Delta R_{sh}/R_{sh}$	-	-	30	40	50	60	70	80	90
$\Delta I_L/I_L$	-	-	-0,5	-0,8	-1,2	0,4	-0,5	-0,3	-0,1
$\Delta I_0/I_0$	-	-	0	0	0	0	0	0	0
$\Delta A/A$	-	-	0,4	0,7	1	-0,5	0,4	0,1	-0,5
$\Delta I_{cc}/I_{cc}$	-	-	0	0	0,1	0,1	0,2	0,4	1,1
$\Delta V_{oc}/V_{oc}$	-	-	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,5
IP	-	-	0	0	0	0	0	0	0

Nous remarquons que $\Delta R_{sh}/R_{sh}$ (%) est positive car $R_{sh}(défaut) < R_{sh}(sain)$. Les petites variations de résistance shunt influencent légèrement la signature I-V. En effet, la variation de 10% et 20% n'engendre que de faibles écarts entre la signature saine et défaillante. L'écart entre l'intégrale des deux signatures était de 0,2 pour la variation de 10% et 0,6 pour la variation de 20%. Les valeurs d'écart (intégrale) ne dépassent pas le seuil S que j'ai fixé arbitrairement (S=1). Par conséquent, aucune alarme n'est activée et l'algorithme d'identification n'a pas été sollicité pour identifier le reste des paramètres.

Ce n'est qu'à partir de 30% de variation que l'écart-intégral dépasse le seuil et déclenche le processus d'identification de défauts. Les calculs effectués par l'algorithme ont permis de retrouver les mêmes variations qui ont été simulés $|\%d_2| = \left| \frac{\Delta R_{sh}}{R_{sh}} (\%) \right|$.

4.4.3 Défaut de température

L'algorithme a été appliqué sur différentes valeurs de température. Le Tableau 4.3 présente les résultats du test d'algorithme sur les différentes signatures présentées dans la Figure 4.6.

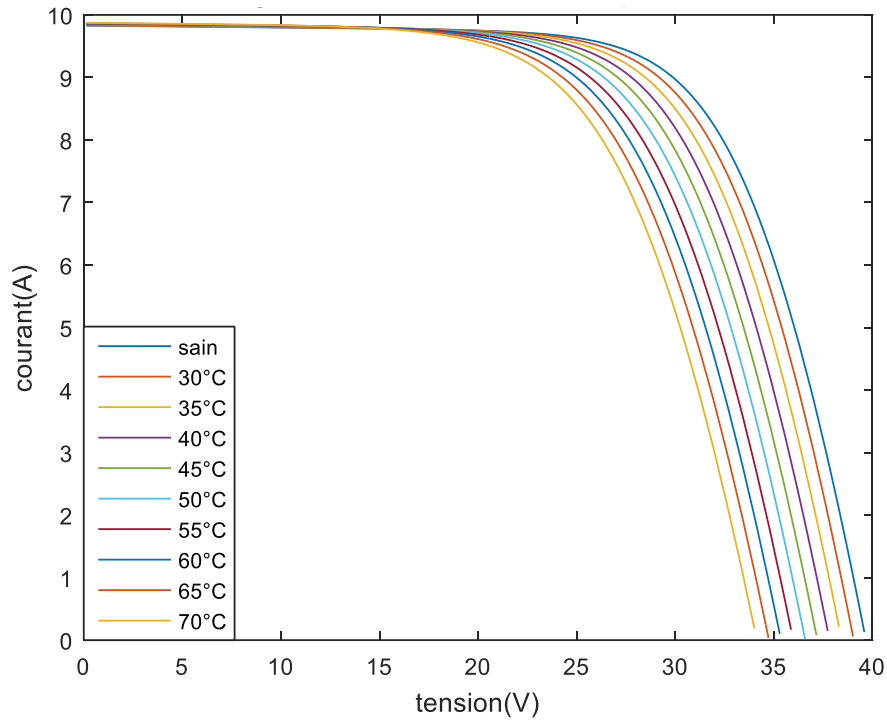


Figure 4.6: Courbe de synthèse de variations de température

Tableau 4.3 Résultats d'algorithme du défaut de température

$\%d_3$	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Δ	6,2	12,4	18,7	24,9	31,2	37,4	43,7	50	56,3
AL	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Delta R_s/R_s$	-0,4	-2,3	-2,9	-3,9	-4,1	-6,1	-6,4	-8	-10
$\Delta R_{sh}/R_{sh}$	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,9	1,2	1,6	2,1
$\Delta I_L/I_L$	28,5	52,8	65,9	75,2	81,7	87,3	90,3	92,5	94,3
$\Delta I_o/I_o$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Delta A/A$	*	*	*	*	*	*	*	*	*
$\Delta I_{cc}/I_{cc}$	0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4
$\Delta V_{oc}/V_{oc}$	1,4	3,2	4,6	6,1	7,5	9,3	10,8	12,2	14
IP	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Pour ce défaut, les variations de température se font par pas de 5°C ce qui correspond à une variation de 20%. Les variations obtenues pour $\Delta R_s/R_s$ (%) et $\Delta R_{sh}/R_{sh}$ (%) sont dues aux variations des *extrema* I_{cc} et V_{oc} qui permettent de calculer $R'_s = -\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{oc}}$ et $R'_{sh} = -\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{cc}}$. La variation $\Delta I_L/I_L$ (%) est uniquement due à la variation de la tension de circuit ouvert V_{oc} .

Dans certain cas il est possible que la variation détectée ($\Delta I_L/I_L$) ne corresponde pas à un défaut d'éclairage. Il s'avère que dans certains modèles, le courant de court-circuit est peu près égal le photocourant $I_{cc} \approx I_L$, on peut en déduire donc qu'il ne s'agit pas d'un défaut d'éclairage.

4.4.4 Défaut d'ombrage

Différents cas d'ombrage ont été analysés par l'algorithme de détection. Nous présenterons ci-dessous 6 cas d'ombrages :

- 3 cas dans lesquels nous avons activé une seul diode by-pass pour trois portions d'ombrage différentes (25%, 50%, 75%).
- 3 cas dans lesquels nous avons activé deux diodes by-pass pour trois portions d'ombrage différentes (25%, 50%, 75%).

La Figure 4.7 présente les signatures des 6 cas analysés par l'algorithme. Les résultats de la détection de défauts sont présentés dans le Tableau 4.4.

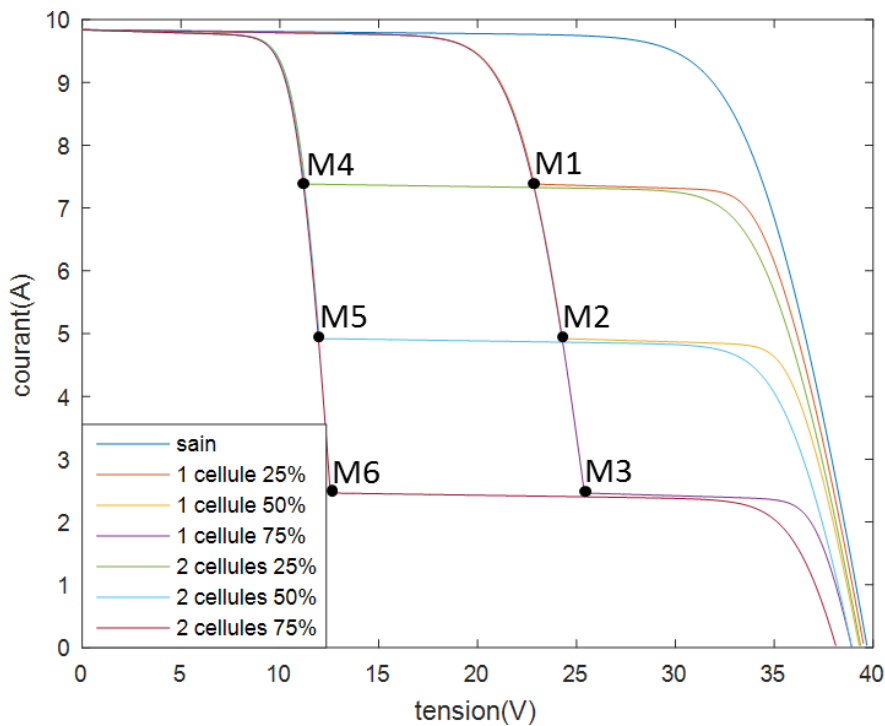


Figure 4.7: Courbe de synthèse de variations d'ombrage

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Tableau 4.4: Résultats d'algorithme du défaut d'ombrage

%d ₄	¹ -25	¹ -50	¹ -75	² -25	² -50	² -75
Δ	29,8	60,1	90,5	59,7	120	181,1
AL	1	1	1	1	1	1
ΔR _s /R _s	-5	-14,6	-44,8	-9,6	-29,1	-91,2
ΔR _{sh} /R _{sh}	33,3	33,3	33,4	66,7	66,7	66,8
ΔI _L /I _L	9,4	19,9	35,9	14,8	34,1	58,2
ΔI ₀ /I ₀	0	0	0	0	0	0
ΔA/A	2,1	*	*	2,2	3,8	*
ΔI _{cc} /I _{cc}	0	0	0	0	0	0
ΔV _{oc} /V _{oc}	0,4	0,9	1,9	0,8	1,9	3,9
IP	1	1	1	1	1	1
(V _{IP} ; I _{IP})	M1 (22,8 ; 7,3)	M2 (24,2 ; 4,9)	M3 (25,3 ; 2,4)	M4 (11,2 ; 7,3)	M5 (11,9 ; 4,9)	M6 (12,5 ; 2,4)

Pour le défaut d'ombrage, nous avons testé des cas d'ombrage partiel, en réduisant l'éclairement d'une seule cellule par pas de 25%. La valeur ¹ indique le nombre de cellules masquées. Nous avons reproduit les mêmes variations sur deux cellules simultanément pour activer deux diodes de bypass. L'élément indicatif de ce défaut est l'existence du point d'inflexion (IP = 1). Les cas où nous avons * sont les cas où nous trouvons des variations de A% en nombres complexes, ceci est dû au fait que le

terme inclus dans la fonction $\log \left(\frac{I_L + I_0 - I_{MPP} - \frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s}{R_{sh}}}{I_0} \right)$ devient négatif.

4.4.5 Défaut de salissure

Pour le défaut de salissure, l'algorithme a été appliqué pour le cas d'une salissure uniforme en réduisant l'éclairement de 10 à 90%. Les résultats de ces variations (Figure 4.8) sont analysés par l'algorithme. Les résultats de détection sont présentés dans le Tableau 4.5

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

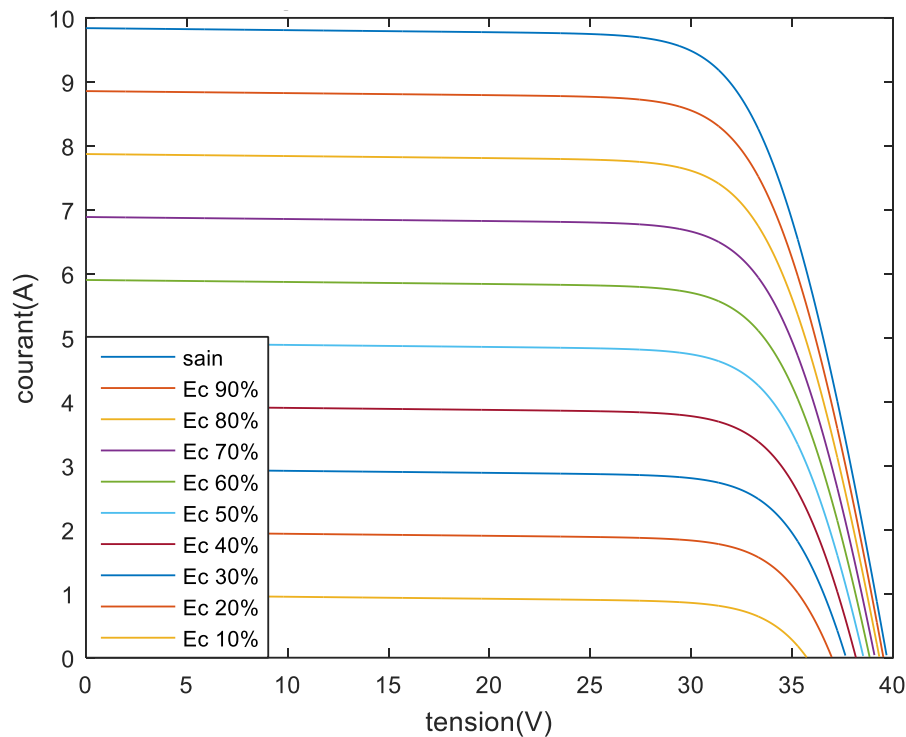


Figure 4.8: Courbe de synthèse de variations de salissure

Tableau 4.5: Résultats de la détection du défaut de salissure

%d ₅	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Δ	35,3	70,9	106,7	142,6	178,6	214,7	250,7	286,5	321,8
AL	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Delta R_s/R_s$	0	-0,2	-0,3	-1	-2,1	-3	-7,4	-14,5	-57,5
$\Delta R_{sh}/R_{sh}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Delta I_L/I_L$	9,1	19,4	30	39,4	49,9	59,5	70,2	79,9	89,9
$\Delta I_0/I_0$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Delta A/A$	0,5	0,6	-0,3	0,7	0	0,9	-1,2	0,1	0,2
$\Delta I_{cc}/I_{cc}$	10	20	30	40	50	60	70	80	90
$\Delta V_{oc}/V_{oc}$	0,4	0,91	1,5	2,1	2,9	3,8	5,1	6,8	9,9
IP	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Les variations obtenues cette fois montrent la bonne cohérence des deux paramètres I_L et I_{cc} ($\Delta I_L/I_L$ (%) = $\Delta I_{cc}/I_{cc}$ (%)). Ces variations correspondent aux valeurs de défaut saisies. La variation de $\Delta V_{oc}/V_{oc}$ (%) est due au léger décalage de V_{oc} sur la signature. $\Delta R_s/R_s$ (%) et $\Delta R_{sh}/R_{sh}$ (%) sont toujours dus à des variations des points extrêmes.

La forme de la signature du défaut de salissure peut ressembler à une combinaison de deux défauts : résistance série et résistance shunt. Or, cette analogie est fautive, car ces deux défauts réduisent le facteur de forme à l'inverse du défaut de salissure qui ne détériore pas le facteur de forme.

4.5 Discussion des résultats

4.5.1 Précision et incertitude

Maintenant que l'algorithme a été testé sur différents défauts, nous allons évaluer la précision de l'ensemble de la chaîne de mesure et de calcul effectués lors de la détection et l'identification de défaut. La Figure 4.9 présente la chaîne de mesure et de calcul.

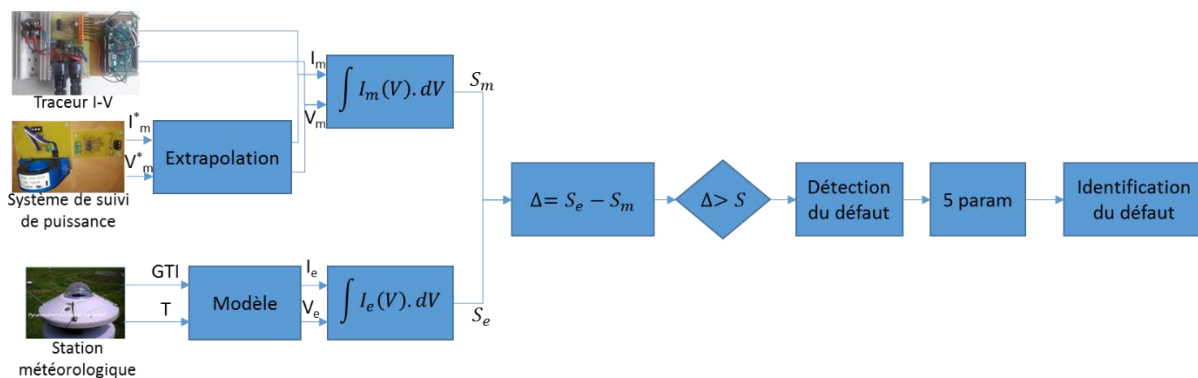


Figure 4.9: La chaîne de mesure et de calcul

L'identification et la détection de défauts passe par plusieurs étapes de mesure et de calcul. Nous rappelons brièvement le fonctionnement de ces étapes :

- Une mesure de la signature I-V est effectuée par l'un des systèmes de mesures que nous avons développés au chapitre 2 selon les contraintes suivantes :
 - Système expérimental de caractérisation PROMES : dans le cas où nous pouvons mesurer la signature complète.
 - Système expérimental de caractérisation ENGIE : dans le cas où nous voulons poursuivre l'évolution de la puissance à l'entrée de l'onduleur.
- Dans le cas où la signature I-V est incomplète, une extrapolation est nécessaire afin de reconstruire la signature complète.
- L'algorithme de détection est appliqué selon les étapes définies dans la partie 4.4.1.

Tout au long du processus, et en exécutant les étapes décrites ci-dessus, nous aurons des erreurs et des incertitudes de calcul, ces dernières seront évaluées sur l'ensemble des éléments de la chaîne de mesure et de calcul.

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

4.5.1.1 Incertitude du système de mesure

L'instrument de mesure utilisé afin de mesurer les points I-V, entraînera des incertitudes qui dépendent principalement du système électronique.

Tableau 4.6: Incertitudes du système de mesure

Grandeur	valeur	Incertitude
Courant I_m	0-10A	$\pm 4\%$
Tension V_m	0-40V	$\pm 1\%$

4.5.1.2 Erreur d'extrapolation

Dans le cas du suivi de puissance, nous obtenons des morceaux de courbes centrées autour du point de puissance maximale. L'extrapolation de ces courbes génère des erreurs qui dépendent principalement de la plage de la tension du morceau de la courbe ΔV (Figure 4.10) et de l'équation d'extrapolation.

$$e = f(\Delta V, y(x)) \quad (62)$$

e : l'erreur d'extrapolation.

ΔV : la plage de la tension du morceau de la courbe (largeur).

$y(x)$: l'équation d'extrapolation.

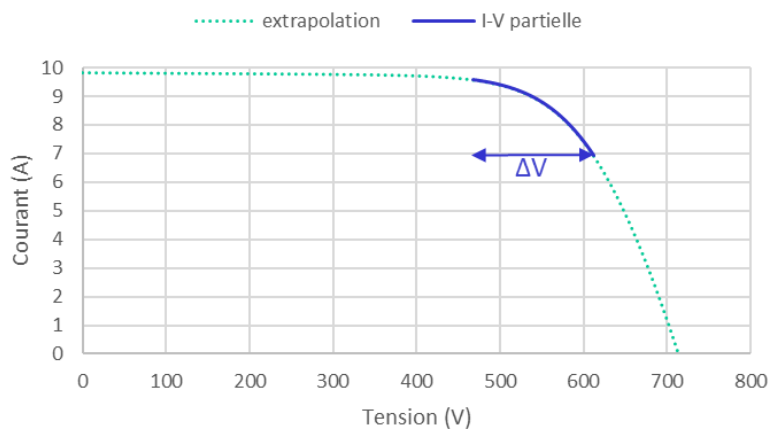


Figure 4.10: Extrapolation de la signature I-V

Les incertitudes d'extrapolation sont calculées sur les deux extrema de la signature :

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{I_{cc} (\text{extrapolé}) - I_{cc} (\text{réel})}{I_{cc} (\text{réel})} \times 100 \quad (63)$$

$$\frac{\Delta V_{oc}}{V_{oc}} = \frac{V_{oc} (\text{extrapolée}) - V_{oc} (\text{réelle})}{V_{oc} (\text{réelle})} \times 100 \quad (64)$$

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Tableau 4.7: Erreurs d'extrapolation

	Incertitude en courant ($\Delta I_{cc}/I_{cc}$)	Incertitude en tension ($\Delta V_{oc}/V_{oc}$)
Modèle linéaire	4,47%	13,04%
Modèle linéaire-max-min	-1,21%	13,04%
Modèle exponentiel 1	-1,21%	-10,90%
Modèle exponentiel 2	-1,21%	-5,08%

Le modèle exponentiel 2 offre la meilleure précision. Les équations de ces modèles sont décrites dans la partie 4.6.2.

4.5.1.3 Incertitude de mesure d'éclairement et de température

Les appareils de mesure de l'éclairement et de la température peuvent présenter des incertitudes, ces incertitudes varient d'un appareil à l'autre et dépendent également de l'emplacement des capteurs et de leur étalonnage. Les données météorologiques doivent respecter un certain nombre d'exigences en matière de précision. Ces exigences ont été définies par RADOME (Réseau d'Acquisition de Données et d'Observations Météorologiques) (Tableau 4.8).

Tableau 4.8: Exigences et tolérances des systèmes de mesures météorologiques

Paramètres	Erreurs tolérées-précisions	Commentaires
Température	$\pm 0,5$ °C	$\pm 0,1$ °C sonde $\pm 0,1$ °C acquisition $\pm 0,4$ °C abri (extrême en particulier)
Humidités	± 6 %	Sur toute la gamme d'humidité (5 à 100 %) et de températures (-20 °C à + 40 °C)
Vent	± 10 % ± 10 %	Vitesse (10 m) Direction (10 m)
Précipitations	± 5 % ± 10 %	Précipitations liquides Précipitations solides
Rayonnement	± 5 % ± 10 %	Données quotidiennes Données horaires

4.5.1.3.1 Mesure d'éclairement

La mesure d'éclairement est souvent effectuée à l'aide du pyranomètre. Celui-ci présente des incertitudes et peut être exposé au bruit de mesure. Pour les mesures expérimentales des signatures I-V présentées au chapitre 3, nous avons utilisé le pyranomètre portable *PYR1307*. Cet instrument présente une erreur de mesure inférieure à 5%. Dans le cas pessimiste, nous commettrons une erreur de mesure de 10% (exigée par le RADOME, Tableau 4.8).

4.5.1.3.2 Mesure de température

La mesure de la température ambiante effectuée par le thermomètre peut également présenter des incertitudes. De plus, la température de la cellule est difficile à déterminer. Elle est différente de la

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

température ambiante fournie par la station météorologique. La température de la cellule est plus grande que la température ambiante et dépend de plusieurs paramètres et facteurs. Dans la littérature, il existe plusieurs modèles et techniques pour calculer la température de la cellule :

La formule approximative simple :

On considère que la température de la cellule est plus grande que la température ambiante de 3°C.

$$T_c = T_a + 3^\circ C \quad (65)$$

T_c : la température de la cellule (°C).

T_a : la température ambiante (°C).

La formule de Sandia (simple efficiency) :

Dans cette formule [76] nous calculons d'abord la température du module, en prenant en compte la température ambiante et l'éclairement effectif reçu par le module PV.

$$T_m = T_a + GTI_{eff} \times e^{a+b.v} \quad (66)$$

T_m : la température du module (°C).

GTI_{eff} : le rayonnement global effectif reçu par le module (W/m^2).

v : la vitesse du vent (m/s).

$a, b, \Delta T$: les coefficients empiriques donnés dans la base de données sandia.

$$T_c = T_m + GTI_{eff} \times \left(\frac{\Delta T}{1000} \right) \quad (67)$$

La formule NOCT :

Les conditions standard de test (STC) sont rarement atteintes. Cependant, les conditions NOCT (Normal Operating Cell Temperature) représente les conditions les plus proche de la réalité, avec un éclairement de $800W/m^2$, une température extérieure de $20^\circ C$ et une vitesse du vent de $1,5m/s$. La formule de calcul de température [76] associée à ce modèle est :

$$T_c = T_a + (T_{NOCT} - 20) \times \left(\frac{GTI_{eff}}{800} \right) \quad (68)$$

T_{NOCT} : la température nominale d'opération (°C).

Le modèle CEC :

Le modèle CEC constitue une amélioration du modèle NOCT. Cette amélioration prend en compte la vitesse du vent et les pertes optiques dues aux nombreuses réflexions et incidences que subit le rayonnement dans le verre de la face du module PV [76].

$$T_c = T_a + (T_{NOCT} - 20) \times \left(\frac{GTI_{eff}}{800} \right) \times \left(1 - \frac{\eta_{réf}}{\tau\alpha} \right) \times \frac{9,5}{5,7 + 3,8 \times v} \quad (69)$$

$\eta_{réf}$: le rendement de référence.

$\tau\alpha$: le produit transmittance-absorbance.

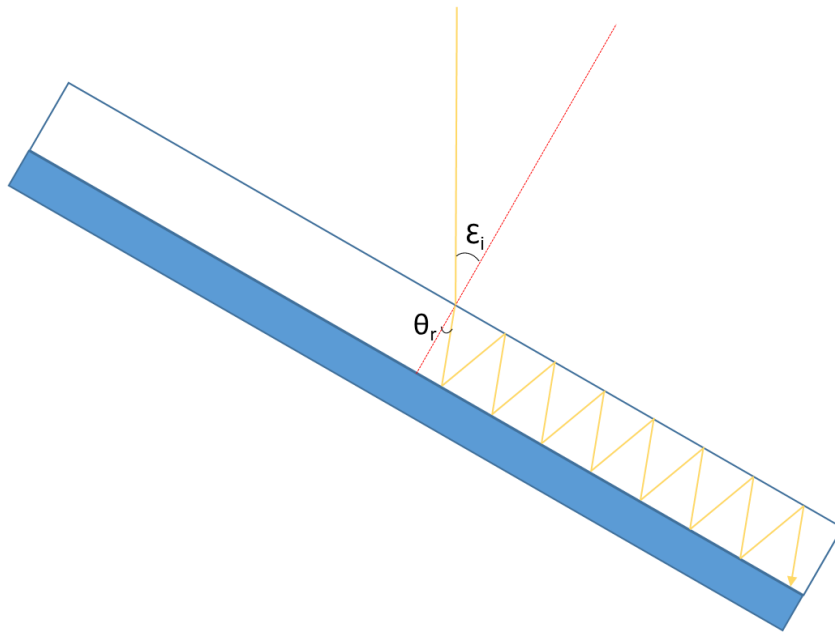


Figure 4.11: Schéma des réflexions du rayonnement

La loi de réfraction :

$$n_v \cdot \sin(\theta_r) = \sin(\epsilon_i) \quad (70)$$

n_v : l'indice de réfraction du verre.

ϵ_i : l'angle d'incidence du rayonnement direct.

Le rayonnement solaire incident subit une séquence de réflexion-incidence à l'intérieur du verre (Figure 4.11). Des démonstrations mathématiques ont montré que le produit transmittance-absorbance [76], [77] pour ce rayonnement incident est égale à :

$$\tau\alpha(\theta_i) = e^{\frac{-k \cdot L}{\cos(\theta_r)}} \times \left(1 - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\sin^2(\theta_r - \theta_i)}{\sin^2(\theta_r + \theta_i)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta_i)}{\tan^2(\theta_r + \theta_i)} \right) \right) \quad (71)$$

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Le rayonnement global exploité par les modules PV se compose de 3 rayonnements : le direct, le diffus et le réfléchi. Ces trois rayonnements subissent tous la séquence de réflexion-incidence. Le produit transmittance-absorbance sera calculé pour les trois types du rayonnement :

Pour le rayonnement direct :

$$(\tau\alpha)_b = \tau\alpha(\varepsilon_i) \quad (72)$$

Pour le rayonnement diffus :

$$(\tau\alpha)_d = \tau\alpha(\theta_d) \quad (73)$$

θ_d : l'angle d'incidence du rayonnement diffus.

L'angle d'incidence du rayonnement diffus est approximé par la relation suivante :

$$\theta_d = 59,7 - 0,1388 \cdot i + 0,001497 \cdot i^2 \quad (74)$$

Pour le rayonnement réfléchi :

$$(\tau\alpha)_g = \tau\alpha(\theta_g) \quad (75)$$

θ_g : l'angle d'incidence du rayonnement réfléchi.

L'angle d'incidence du rayonnement réfléchi est approximé par la relation suivante :

$$\theta_g = 90 - 0,5788 \cdot i + 0,002693 \cdot i^2 \quad (76)$$

Pour un rayonnement normal à la surface du module $\theta_n = 1$

Les produits transmittance-absorbances des différents rayonnements sont normalisés par rapport au produit transmittance-absorbance de la normale $(\tau\alpha)_n = \tau\alpha(1)$

$$K_{\tau\alpha,b} = \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} \quad (77)$$

$$K_{\tau\alpha,d} = \frac{(\tau\alpha)_d}{(\tau\alpha)_n} \quad (78)$$

$$K_{\tau\alpha,g} = \frac{(\tau\alpha)_g}{(\tau\alpha)_n} \quad (79)$$

Le rayonnement absorbé par les cellules PV est :

$$G_0 = K_{\tau\alpha,b} \cdot G_b + K_{\tau\alpha,d} \cdot G_d + K_{\tau\alpha,g} \cdot G_g \quad (80)$$

Le produit transmittance-absorbance global est calculé par la formule suivante :

$$\tau\alpha = 0,9 \cdot \frac{G_0}{GTI} \quad (81)$$

Nous remarquons que toutes les équations cités ci-dessus, font appel à différents paramètres (éclairage, température ambiante, vitesse du vent...), la complexité des équations amène impérativement à des incertitudes. Notons également la difficulté de déterminer le rayonnement effectif reçu par le module, car il dépend de plusieurs pertes (pertes par salissures, pertes par encrassement...). Ces particularités font du calcul de la température de la cellule une étape délicate et très incertaine.

4.5.1.4 Incertitude du modèle électrique

Le modèle électrique adopté pour décrire le comportement des modules PV en mode sain et en mode défaillant peut ne pas être corrélé avec le comportement physique du module. Plusieurs mesures sont prises en considération afin de limiter cet écart entre l'estimation (modèle I-V) et l'expérimentation (mesure I-V) :

- Le modèle est corrigé en fonction des caractérisations en mode sain mesurés expérimentalement.
- Premièrement, les paramètres du modèle sont initialisés par les valeurs fournies par la base de données du laboratoire NREL (cf. chapitre 2). Ensuite, les caractérisations expérimentales sont utilisées pour remettre à jour les paramètres du modèle (dégradation, vieillissement, etc.).

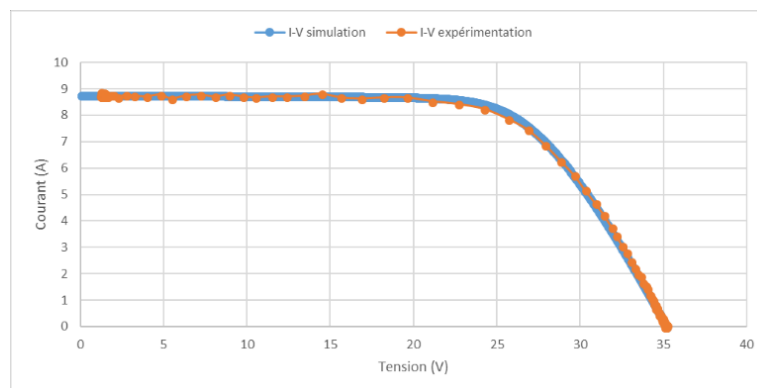


Figure 4.12: Comparaison mesure/simulation (modèle)

La précision du modèle électrique est évaluée par l'erreur moyenne quadratique :

$$e = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{k=1}^n (I_{est_k} - I_{mes_k})^2} \quad (82)$$

La formule d'erreur moyenne quadratique donnée par l'équation (82) ne peut être appliquée, que si nous avons le même nombre de point de mesure et d'estimation, ce critère n'est pas vérifié dans notre cas. Afin de résoudre ce problème, nous allons effectuer une régression polynomiale de la signature simulée (données d'estimation). Cette opération nous permettra de trouver l'équation caractéristique de notre signature et de calculer les valeurs du courant correspondants aux valeurs tensions mesurées. Nous aurons donc un tableau de valeurs de courant estimées et de valeurs de courant mesurées pour les mêmes abscisses (valeurs de tension).

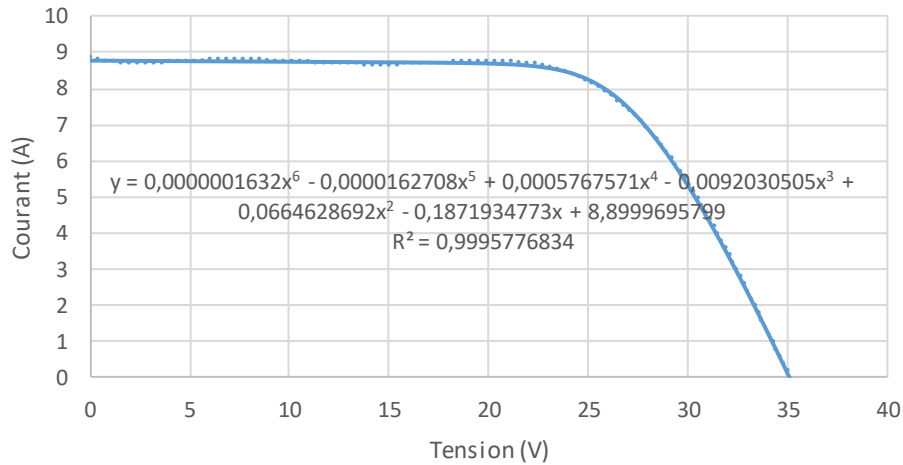


Figure 4.13: Régression de la signature I-V

La régression avec un polynôme de degrés 6 permet de trouver l'équation asymptotique. Cette fonction est tracée et superposée à la signature d'origine dans la Figure 4.13.

L'erreur quadratique trouvée est :

$$e = 0,019 \quad (83)$$

4.5.1.5 Erreur d'intégration

Pour chacune des signatures (estimée et mesurée), nous calculons son intégrale afin d'évaluer l'écart entre les deux signatures. Cette intégrale est calculée au cœur de l'algorithme par des fonctions mathématiques de calcul numérique (prédéfinies). Dans notre cas, la méthode trapèze [78] est utilisée. Cette méthode est connue dans le calcul numérique et elle possède une incertitude de calcul $e_n(f)$ donnée dans l'équation (84).

La formule d'intégrale de trapèze sur intervalles multiples :

$$\int_a^b f(x)dx = \frac{b-a}{n} \left(\frac{f(a) + f(b)}{2} + \sum_{k=1}^n f\left(a + k \frac{b-a}{n}\right) \right) + e_n(f) \quad (84)$$

Le terme $e_n(f)$ représente l'erreur de quadrature :

$$e_n(f) = -\frac{(b-a)^3}{12n^2} f''(\xi); \quad \xi \in [a, b] \quad (85)$$

$$e = e_n(f_{estimée}) - e_m(f_{mesurée}) \quad (86)$$

$$e = -\left(\frac{(V_{oc_{estimée}})^3}{12n^2} I''_{estimée}(V_1) - \frac{(V_{oc_{mesurée}})^3}{12m^2} I''_{mesurée}(V_2) \right); \quad V_1 \in [0, V_{oc_{est}}]; \quad V_2 \in [0, V_{oc_{mes}}] \quad (87)$$

Afin de simplifier le calcul de la dérivée seconde du courant pour déterminer $I''_{estimée}(V_1)$ et $I''_{mesurée}(V_2)$, nous allons utiliser l'équation du modèle électrique à 3 paramètres (3P, Figure 2.2).

L'équation du modèle est :

$$I = I_L - I_0 \left(\exp\left(\frac{V}{V_t}\right) - 1 \right) \quad (88)$$

Nous dérivons l'équation par rapport à la tension :

$$\frac{dI}{dV} = \frac{dI_L}{dV} - I_0 \frac{d}{dV} \left(\exp\left(\frac{V}{V_t}\right) \right) + \frac{dI_0}{dV} \quad (89)$$

$$\frac{dI}{dV} = \frac{dI_L}{dV} - \frac{I_0}{V_t} \exp\left(\frac{V}{V_t}\right) + \frac{dI_0}{dV} \quad (90)$$

Le photo-courant et le courant de saturation ne dépendent pas de la tension :

$$\frac{dI_L}{dV} = \frac{dI_0}{dV} = 0 \quad (91)$$

L'équation (90) devient :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_0}{V_t} \exp\left(\frac{V}{V_t}\right) \quad (92)$$

La dérivée seconde permet de trouver :

$$\frac{d^2I}{dV^2} = -\frac{I_0}{V_t^2} \exp\left(\frac{V}{V_t}\right) \quad (93)$$

Nous remplaçons l'équation (93) dans l'équation (87) :

$$e = \left(\frac{(V_{oc_{est}})^3}{12n^2} \frac{I_{0_{est}}}{V_{t_{est}}^2} \exp\left(\frac{V_1}{V_{t_{est}}}\right) - \frac{(V_{oc_{mesurée}})^3}{12m^2} \frac{I_{0_{mes}}}{V_{t_{mes}}^2} \exp\left(\frac{V_2}{V_{t_{mes}}}\right) \right) \quad (94)$$

Avec : $V_1 \in [0, V_{oc_{est}}]; \quad V_2 \in [0, V_{oc_{mes}}]$

La valeur absolue de la dérivée seconde $\left| \frac{d^2I}{dV^2} \right| = \frac{I_0}{V_t^2} \exp\left(\frac{V}{V_t}\right)$ est maximale quand la tension est à son maximum, c'est-à-dire au point de tension de circuit ouvert ($\max(V) = V_{oc}$). Par conséquent, l'erreur maximale du calcul de trapèze est :

$$e = \left(\frac{(V_{oc_{est}})^3}{12n^2} \frac{I_{0_{est}}}{V_{t_{est}}^2} \exp\left(\frac{V_{oc_{est}}}{V_{t_{est}}}\right) - \frac{(V_{oc_{mesurée}})^3}{12m^2} \frac{I_{0_{mes}}}{V_{t_{mes}}^2} \exp\left(\frac{V_{oc_{mesurée}}}{V_{t_{mes}}}\right) \right) \quad (95)$$

Le calcul d'intégrale par la méthode de trapèze reste une étape à moindre incertitude, car les deux intégrales des deux signatures (mesurée et estimée) sont calculées par la même formule du trapèze. Par conséquent, la soustraction de deux erreurs s'atténue.

$$\begin{cases} e = |e_n(f_{estimée}) - e_m(f_{mesurée})| \leq |e_n(f_{estimée})| \\ e = |e_n(f_{estimée}) - e_m(f_{mesurée})| \leq |e_m(f_{mesurée})| \end{cases} \quad (96)$$

De plus, l'augmentation du nombre de points des deux signatures (n : estimation ; m : mesure), affaiblit le pas de discrétisation $\frac{b-a}{n}$, ce qui néglige l'erreur de calcul de l'intégrale.

4.5.1.6 Seuil de détection

Le seuil de la détection S est fixé par l'utilisateur de l'algorithme. En augmentant celui-ci nous tolérons la présence des défauts qui conduisent à des écarts inférieurs au seuil ($\Delta < S$). En revanche, si nous diminuons trop la valeur du seuil, nous serions en mesure de détecter plus de défauts, y compris ceux qui ont un faible impact sur la signature (petits écarts Δ). L'inconvénient de ce choix, c'est de faire apparaître de fausses alarmes. Les erreurs et les incertitudes tout au long de la chaîne de mesure et de calcul peuvent dévier légèrement la signature I-V, ce qui peut provoquer un résidu plus grand du seuil. Afin de bien choisir les bonnes valeurs du seuil S , une étude de variation d'écart en fonction des différents défauts est requise. Cela permettra, à partir d'une valeur de seuil S_0 , de déterminer la variation $\%D$ qui permet d'activer l'alarme pour chaque défaut (Figure 4.14).

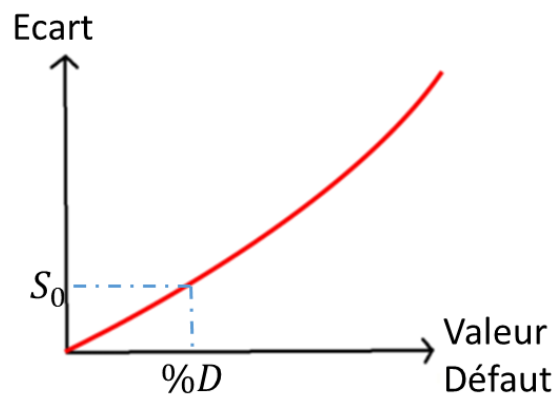


Figure 4.14: Courbe de variation d'écart en fonction de variation de défaut

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Le Tableau 4.9 présente des exemples de variation de chaque défaut avec les écarts et les pertes en puissances associés.

Tableau 4.9: Ecart et perte en puissance en fonction de variation

Défaut	Valeur de variation (%d)	Ecart (Δ)	Perte en puissance
salissure	10%	35,38	27,51W
ombrage	1/3 (50%)	60,16	97,31W
Résistance série	150%	9,57	16,63W
Résistance shunt	200%	19,14	32,97W
	75%	0,81	1,01W
Résistance série-shunt	150%-75%	10,38 (9,57+0,81)	17,52W

Il est envisageable d'avoir une autre configuration d'algorithme avec deux valeurs de seuils S_1 et S_2 ($S_1 < S_2$). Par exemple, si le résidu est inférieur au premier seuil S_1 , cela vaut dire que notre système fonctionne en mode sain. Quand le résidu dépasse le premier seuil mais qu'il reste toujours inférieur au deuxième ($S_1 < \Delta < S_2$), nous pouvons dire qu'un défaut existe dans l'installation PV, ce défaut peut être considéré non-sinistre et ne nécessite pas une intervention urgente. Quand le résidu dépasse le deuxième seuil la zone sinistre est franchie.

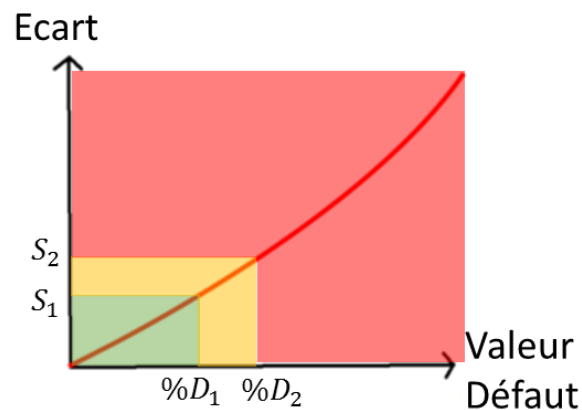


Figure 4.15: Répartition de la courbe Ecart-variation en zones

4.5.1.6.1 Défaut de résistance série

Les variations présentées dans le Tableau 4.1 seront utilisées pour tracer la courbe d'écart en fonction de la variation ($\Delta = f(d_1)$, Tableau 4.10).

Tableau 4.10: Ecart-variation défaut de résistance série

% d_1	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Δ	1,9	3,8	5,7	7,6	9,5	11,4	13,4	15,3	17,2	19,1

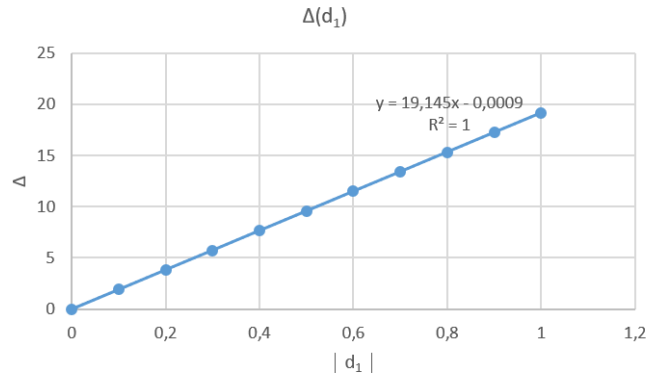


Figure 4.16: Ecart-variation du défaut de résistance série

La courbe d'écart en fonction de la variation du défaut de la résistance série (Figure 4.16) montre une tendance linéaire, l'interpolation des écarts trouvés montre que :

$$\Delta = 19,145 \cdot d_1 - 0,0009 \quad (97)$$

$$\Delta \approx 19,145 \cdot d_1 \quad (98)$$

L'équation (98) nous permet de quantifier l'écart d'une valeur de variation quelconque.

4.5.1.6.2 Défaut de résistance shunt

Similairement au défaut de résistance shunt, les valeurs de variation testées par l'algorithme (Tableau 4.11) seront réutilisées pour tracer la courbe $\Delta = f(-d_2)$ (Figure 4.17).

Tableau 4.11: Ecart-variation défaut de résistance shunt

%d ₂	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-80	-90
Δ	0,2	0,6	1	1,6	2,4	3,6	5,7	9,7	21,9

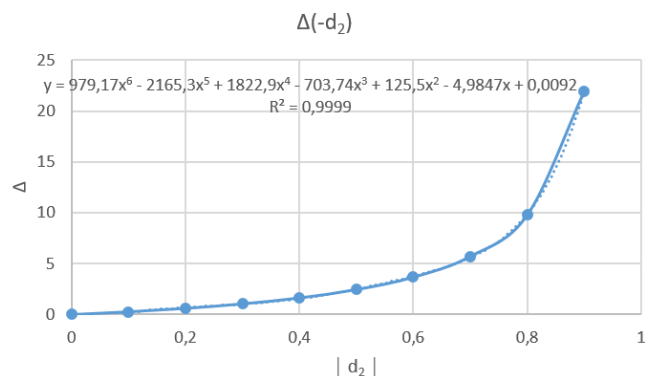


Figure 4.17: Ecart-variation du défaut de résistance shunt

Contrairement au défaut de résistance série, le défaut de résistance shunt montre une tendance exponentielle, une interpolation polynomiale est effectuée, ce qui a conduit au résultat suivant :

$$\Delta = 979,17. (d_2)^6 - 2165,3. (d_2)^5 + 1822,9. (d_2)^4 - 703,74. (d_2)^3 + 125,5. (d_2)^2 - 4,9847. d_2 + 0,0092 \quad (99)$$

$$\Delta \approx 979,17. (d_2)^6 - 2165,3. (d_2)^5 + 1822,9. (d_2)^4 - 703,74. (d_2)^3 + 125,5. (d_2)^2 - 4,9847. d_2 \quad (100)$$

L'équation (100) nous permet de quantifier l'écart d'une valeur de variation quelconque.

4.5.1.6.3 Défaut de température

Les valeurs de variation de température avec leurs écarts sont données dans le Tableau 4.12, la Figure 4.18 montre la courbe de l'écart en fonction de la variation.

Tableau 4.12: Ecart-variation défaut de température

%d ₃	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Δ	6,2	12,4	18,7	24,9	31,2	37,4	43,7	50	56,3

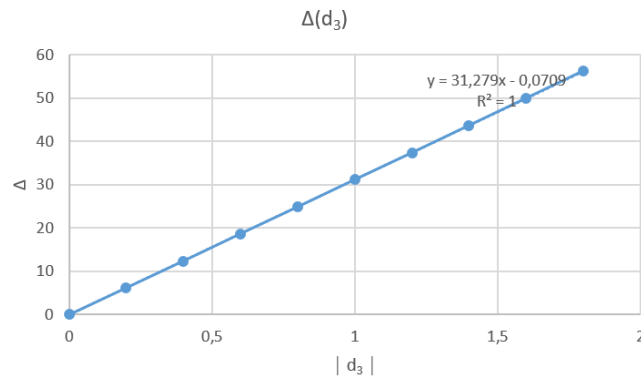


Figure 4.18: Ecart-variation du défaut de température

A l'identique du défaut de résistance série, l'écart est proportionnel avec les variations du défaut de température. L'équation d'écart(variation) est :

$$\Delta = 31,279. d_3 - 0,0709 \quad (101)$$

$$\Delta \approx 31,279. d_3 \quad (102)$$

4.5.1.6.4 Défaut d'ombrage

Le défaut d'ombrage a été testé sur deux cas :

- ⁽¹⁾ ombrage d'une seule cellule, avec des valeurs de variation de 25%, 50% et 75%.
- ⁽²⁾ ombrage de deux cellules, avec des valeurs de variation de 25%, 50% et 75%.

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Le Tableau 4.13 présente les écarts en fonction des variations. La Figure 4.19 présente les courbes $\Delta = f(d_4)$ des deux cas.

Tableau 4.13: Ecart-variation défaut d'ombrage

%d ₄	¹ -25	¹ -50	¹ -75	² -25	² -50	² -75
Δ	29,8	60,1	90,5	59,7	120	181,1

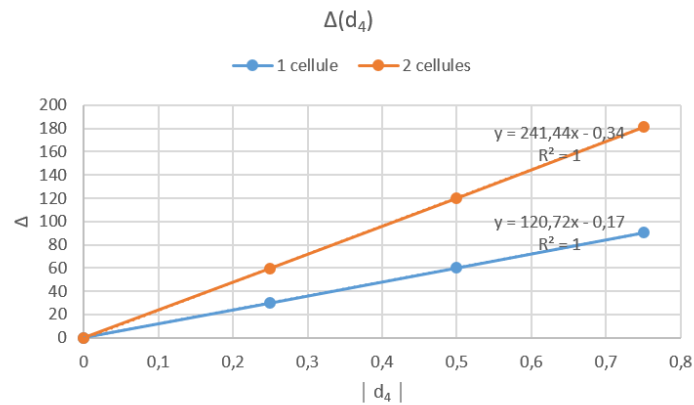


Figure 4.19: Ecart-variation du défaut d'ombrage

Comme pour les défauts de résistance série et de température, la courbe Ecart-variation montre une tendance linéaire :

- 1 cellule (activation d'une seule diode by-pass)

$$\Delta = 241,44 \cdot d_4 - 0,34 \quad (103)$$

$$\Delta \approx 241,44 \cdot d_4 \quad (104)$$

- 2 cellules (activation de deux diodes by-pass)

$$\Delta = 120,72 \cdot d_2 - 0,17 \quad (105)$$

$$\Delta \approx 120,72 \cdot d_4 \quad (106)$$

Nous remarquons que l'équation écart-variation (106) de l'activation de deux diodes n'est que la multiplication par 2 de l'équation écart-variation (104) de l'activation d'une seule diode.

4.5.1.6.5 Défaut de salissure

Les valeurs de variation/écart du défauts de salissure sont données dans le Tableau 4.14. La Figure 4.20 montre la courbe de l'écart en fonction de la variation.

Tableau 4.14: Ecart-variation défaut de salissure

%d ₅	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Δ	35,3	70,9	106,7	142,6	178,6	214,7	250,7	286,5	321,8

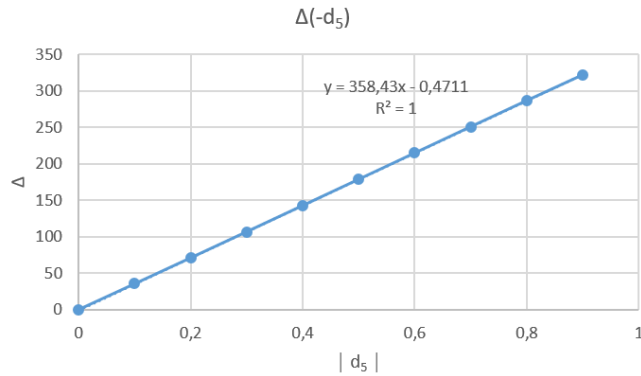


Figure 4.20: Ecart-variation du défaut de salissure

L'étude du défaut de salissure a montré que sa courbe Ecart=f(variation) avait aussi une tendance linéaire :

$$\Delta = 358,43 \cdot d_5 - 0,4711 \quad (107)$$

$$\Delta \approx 358,43 \cdot d_5 \quad (108)$$

4.5.1.6.6 Synthèse et comparaison

Grâce aux différentes équations d'interpolation trouvées (96, 98, 100, 102, 104, 106), nous sommes en mesure de déterminer les variations tolérées de chaque défaut pour un seuil donné. Si nous prenons l'exemple du seuil testé par l'algorithme ($S=1$). Ce seuil permettra de détecter toute variation de résistance série supérieure à 5,22% (équation (88)) : $d_1 = \frac{1+0,0009}{19,145} = 5,22\%$. Autrement, les défauts de résistance série ayant des variations moins de 5,22%, ne seront pas prises en compte, et aucune alarme ne sera signalée. Le Tableau 4.15 présente les valeurs de variation de l'ensemble des défauts qui correspondent au seuil $S=1$ à partir desquelles les alertes du défaut sont activées ($AL=1$).

Tableau 4.15: Valeurs de variation déclenchant l'alarme de défaut pour le module

Défaut	$ \%d_i $ pour $S=1$	Alarme activée ($AL=1$)	Alarme désactivée ($AL=0$)
Résistance série	5,22%	$ \%d_1 \geq 5,22\%$	$ \%d_1 < 5,22\%$
Résistance shunt	29,40%	$ \%d_2 \geq 29,40\%$	$ \%d_2 < 29,40\%$
Température	3,42%	$ \%d_3 \geq 3,42\%$	$ \%d_3 < 3,42\%$
Ombrage 1 cellule	0,55%	$ \%d_4 \geq 0,55\%$	$ \%d_4 < 0,55\%$
Ombrage 2 cellules	0,96%	$ \%d_4 \geq 0,96\%$	$ \%d_4 < 0,96\%$
Salissure	0,41%	$ \%d_5 \geq 0,41\%$	$ \%d_5 < 0,41\%$

Les courbes écarts-variation de l'ensemble des défauts ont été superposées sur la Figure 4.21.

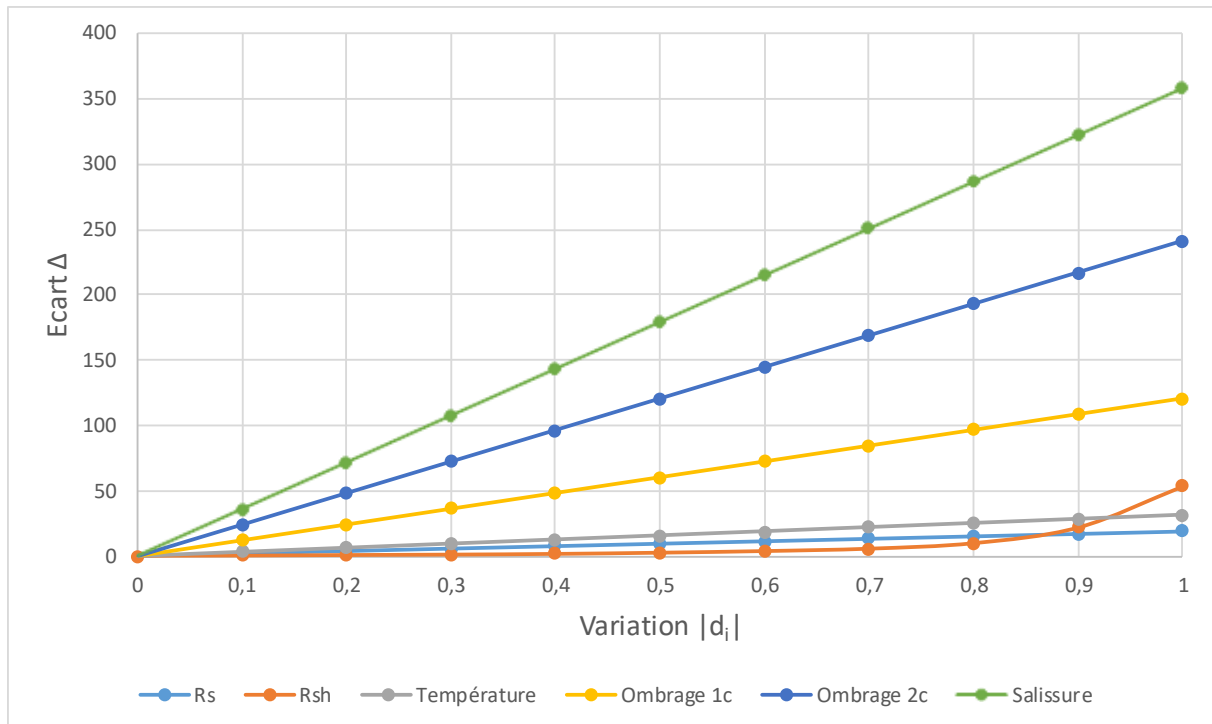


Figure 4.21: Ecart-variation de l'ensemble des défauts

Si nous disposons d'une base de données des défauts observés dans le temps au niveau des installations PV, nous pouvons utiliser ces données pour déterminer des intervalles de variation fréquemment observés pour chaque défaut. Si ces intervalles sont déterminés, nous pouvons tracer les courbes d'écart-variation ($\Delta=f(d_i)$) uniquement sur ces intervalles. Puisque nous n'avons actuellement pas ces données, nous utiliserons des nombres aléatoires pour exemple (Tableau 4.16).

Tableau 4.16: Intervalles de variation-défauts

Défaut	Intervalles des variations
Résistance série	[0%; 30%]
Résistance shunt	[90%; 100%]
Température	[0%; 70%]
Ombrage 1c	[40%; 100%]
Ombrage 2c	[40%; 100%]
Salissure	[70%; 100%]

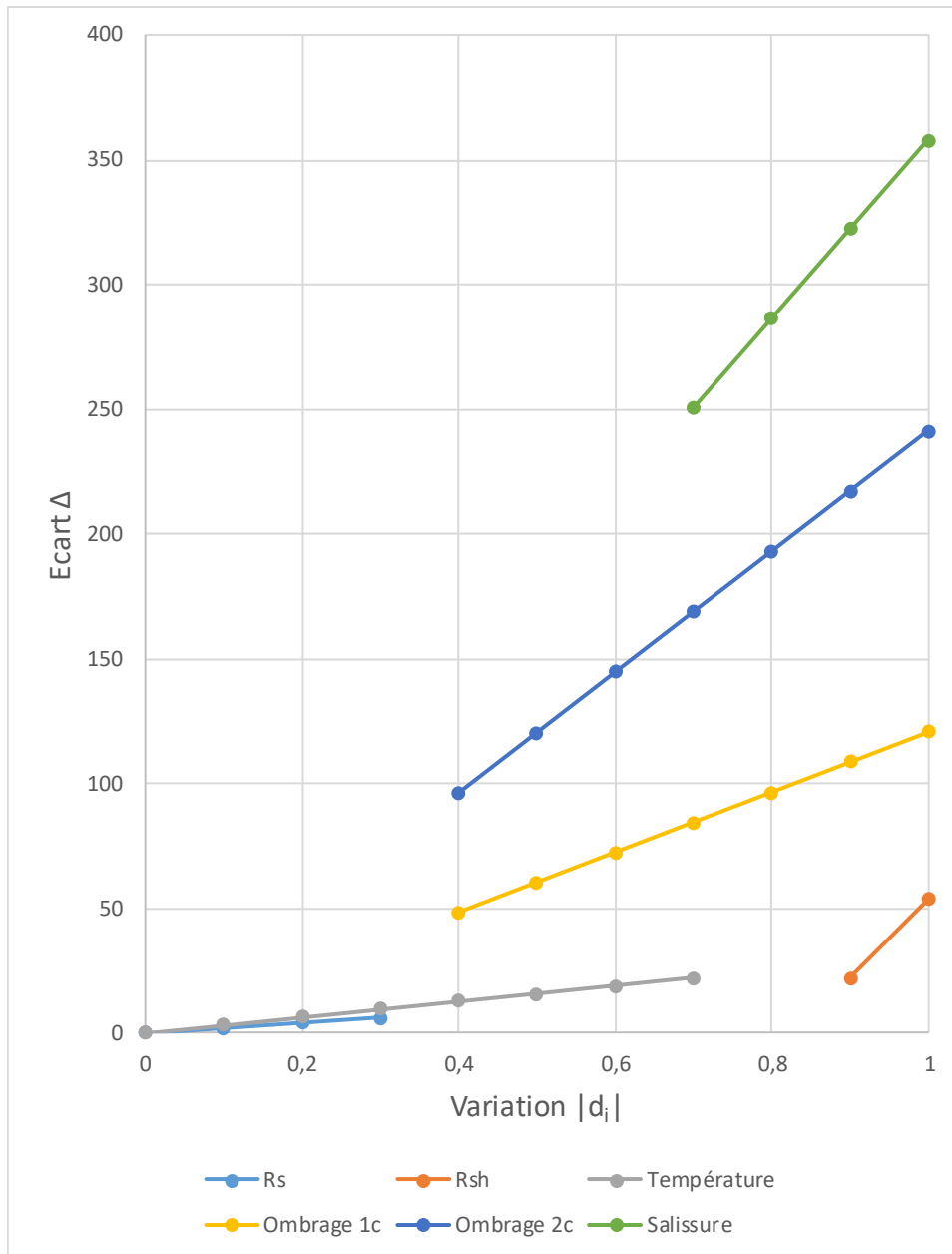


Figure 4.22: les courbes écart-variation sur les intervalles de correspondants de chaque défaut

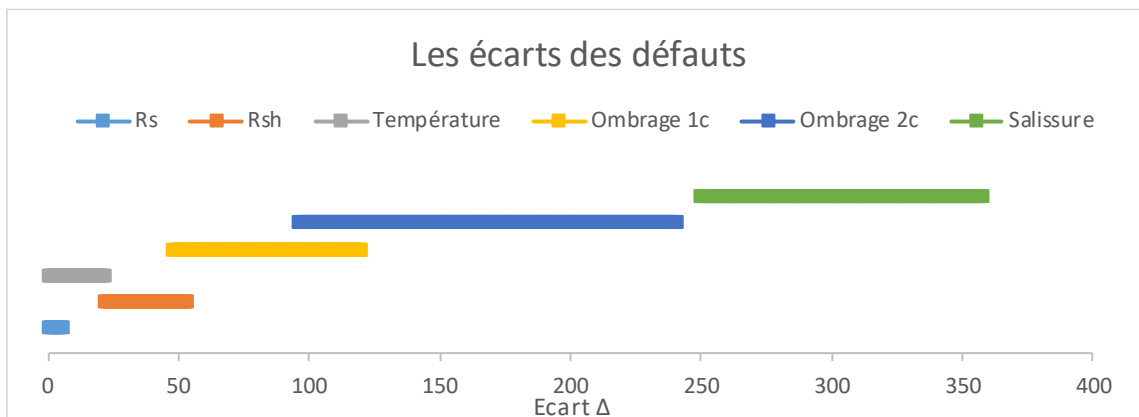


Figure 4.23: Illustration des intervalles d'écart occupés par chaque défaut

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Nous remarquons que les courbes d'écart-variation tracées dans la Figure 4.22 montrent que nous pouvons associer des intervalles d'écarts à certains défauts, par exemple si l'écart dépasse 250 ($\Delta > 250$) on peut directement constater que c'est un défaut de salissure sans avoir recours au processus d'identification. Si l'écart varie entre 54 et 241 ($54 < \Delta < 241$) le défaut d'ombrage est accusé. Cependant, nous avons des zones où nous remarquons des empiètements entre plusieurs défauts, par exemple quand l'écart est compris entre 48 et 53.

Tableau 4.17: Classification de défauts selon les écarts

Ecart	Défaut
$\Delta < 5,74$	Résistance série ou température
$5,74 < \Delta < 21,82$	Température
$21,93 < \Delta < 48,11$	Résistance shunt
$48,11 < \Delta < 53,55$	Résistance shunt ou ombrage
$53,55 < \Delta < 241,1$	Ombrage
$\Delta > 250$	Salissure

4.6 Version industrielle d'algorithme

Comme nous l'avons montré plus haut, la première version d'algorithme de détection de défaut ne répond pas à l'ensemble des contraintes industrielles : l'impossibilité de tracer la signature complète sur une installation PV opérationnelle ; Plusieurs défauts peuvent exister à la fois dans le système PV. Afin de surmonter ces problèmes nous avons ajouté des fonctionnalités à l'algorithme de détection.

4.6.1 La simultanéité des défauts

La possibilité de simultanéité de plusieurs défauts est prise en considération, une évaluation des 8 critères est alors effectuée. Même si nous rencontrons un défaut d'une classe donnée, nous continuons l'ensemble des tests.

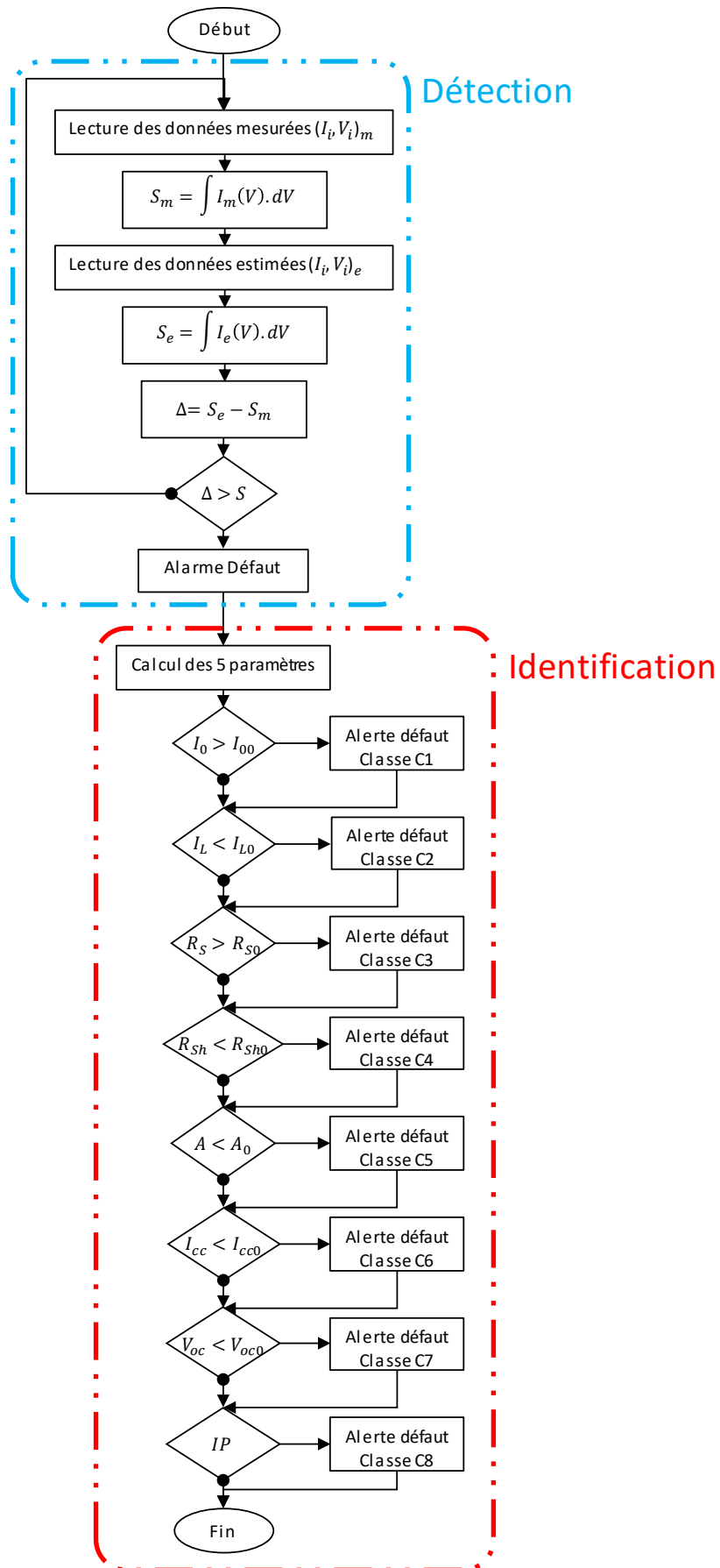


Figure 4.24: Algorithme de détection des défauts simultanées

4.6.2 Reconstruction de la signature

Nous avons montré dans la section 4.2.1.1 que l'évolution de la puissance au cours de la journée peut être subdivisée sur deux zones : Démarrage (1) ; Fonctionnement (2). Quand on opère en zone 2, les points de mesures enregistrés ne permettent pas de tracer la signature complète (morceaux de courbes partielles centrées autour du point de puissance maximale), les signatures I-V complètes devraient être reconstruites avant d'appliquer l'algorithme de détection.

La reconstruction de la signature I-V peut se faire de deux manières :

- Méthode de la boîte blanche : cette méthode utilise le modèle électrique à cinq paramètres présenté dans le chapitre 2 (2.2.2 ; équation (17)). Elle consiste à calculer les paramètres du modèle (I_0, I_L, R_s, R_{sh}, A). Pour ce faire, nous utilisons le modèle inverse présenté au chapitre précédent (Figure 3.29). En conséquence, l'application de la méthode de la boîte blanche nécessite une connaissance préalable de plusieurs paramètres ($I_{cc}, V_{oc}, R'_s, R'_{sh}, I_{mpp}, V_{mpp}$). L'absence d'un de ces paramètres augmente la complexité de l'algorithme et le temps d'exécution. La signature partielle n'offre que deux informations sur le point de puissance maximale (I_{mpp}, V_{mpp}) et il nous manque quatre informations ($I_{cc}, V_{oc}, R'_s, R'_{sh}$), ce qui rend l'application de cette méthode beaucoup plus complexe. Par conséquent, nous avons choisi une autre méthode (boîte noire).
- Méthode de la boîte noire : cette méthode repose sur l'extrapolation de la signature incomplète par des fonctions mathématiques sans avoir besoin de connaître la structure physique du modèle. Cette extrapolation a été faite par plusieurs modèles :
 - Modèle linéaire : on extrapole les deux côtés de la signature par une simple fonction affine (109), les pentes de cette équation sont déterminées par les deux points extrêmes de chaque côté de la courbe (courbe incomplète). Une fois que les pentes sont déterminées, le coefficient (b) est calculé en remplaçant un point (x_i, y_i) dans l'équation.

$$y = a * x + b \quad (109)$$

$$a_{oc} = \left(\frac{\Delta I}{\Delta V} \right)_{oc} ; a_{cc} = \left(\frac{\Delta I}{\Delta V} \right)_{cc} \quad (110)$$

$$b = y_i - a * x_i \quad (111)$$

- Modèle linéaire-Max-Min : ce modèle utilise la même approche et la même équation du modèle linéaire, sauf que dans ce cas, on calcule la variation (dI/dV) pour tout le nuage de points de la courbe à extrapoler, on prend la valeur max pour extrapoler la courbe du côté Voc, et la valeur min pour extrapoler la courbe du côté Icc.

$$a_{oc} = \max \left(\frac{\Delta I}{\Delta V} \right)_i ; a_{cc} = \min \left(\frac{\Delta I}{\Delta V} \right)_i \quad (112)$$

- Modèle exponentiel 1 : l'extrapolation de ce modèle se fait par une fonction exponentielle (113). Nous attribuons la valeur maximale du courant de la courbe partielle au coefficient a. Nous prenons le point extrême droit de la courbe partielle, nous remplaçons ses coordonnées dans l'équation (113), et nous déduisons le coefficient b (114).

$$y = a - b * \exp(x) \quad (113)$$

$$a = \max(I_i) \quad (114)$$

$$b = \frac{a - y_i}{\exp(x_i)} \quad (115)$$

- Modèle exponentiel 2 : ce modèle constitue une amélioration du modèle précédent. Ce modèle est caractérisé par son équation (116) à trois coefficients. Le coefficient a est calculé par la même formule du modèle exponentiel 1 (114). Pour calculer le coefficient b et c nous prenons deux points (x_i, y_i) , nous les remplaçons dans l'équation (116) et nous obtenons un système d'équations (117).

$$y = a - b * \exp\left(\frac{x}{c}\right) \quad (116)$$

$$\begin{cases} y_1 = a - b * \exp\left(\frac{x_1}{c}\right) \\ y_2 = a - b * \exp\left(\frac{x_2}{c}\right) \end{cases} \quad (117)$$

Le système (117) permet de trouver :

$$\begin{cases} b * \exp\left(\frac{x_1}{c}\right) = a - y_1 \\ b * \exp\left(\frac{x_2}{c}\right) = a - y_2 \end{cases} \quad (118)$$

La division de la 1^{ère} équation du système (118) sur la 2^{ème} équation permet de trouver :

$$\exp\left(\frac{x_1 - x_2}{c}\right) = \frac{a - y_1}{a - y_2} \quad (119)$$

$$\frac{x_1 - x_2}{c} = \log\left(\frac{a - y_1}{a - y_2}\right) \quad (120)$$

Le coefficient c est déterminé par la formule suivante :

$$c = \frac{x_1 - x_2}{\log\left(\frac{a - y_1}{a - y_2}\right)} \quad (121)$$

Le coefficient c est remplacé dans la 1^{ère} équation du système (117). Le coefficient b est déduit par la formule suivante :

$$b = \frac{a - y_1}{\exp\left(\frac{x_1}{c}\right)} \quad (122)$$

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

Tableau 4.18: Modèles d'extrapolation

Modèle	Extrapolation	Précision	
		$\Delta I_{cc}/I_{cc}$	$\Delta V_{oc}/V_{oc}$
Linéaire		4,47%	13,04%
Linéaire-Max-Min		-1,21%	13,04%
Exponentiel 1		-1,21%	-10,90%
Exponentiel 2		-1,21%	-5,08%

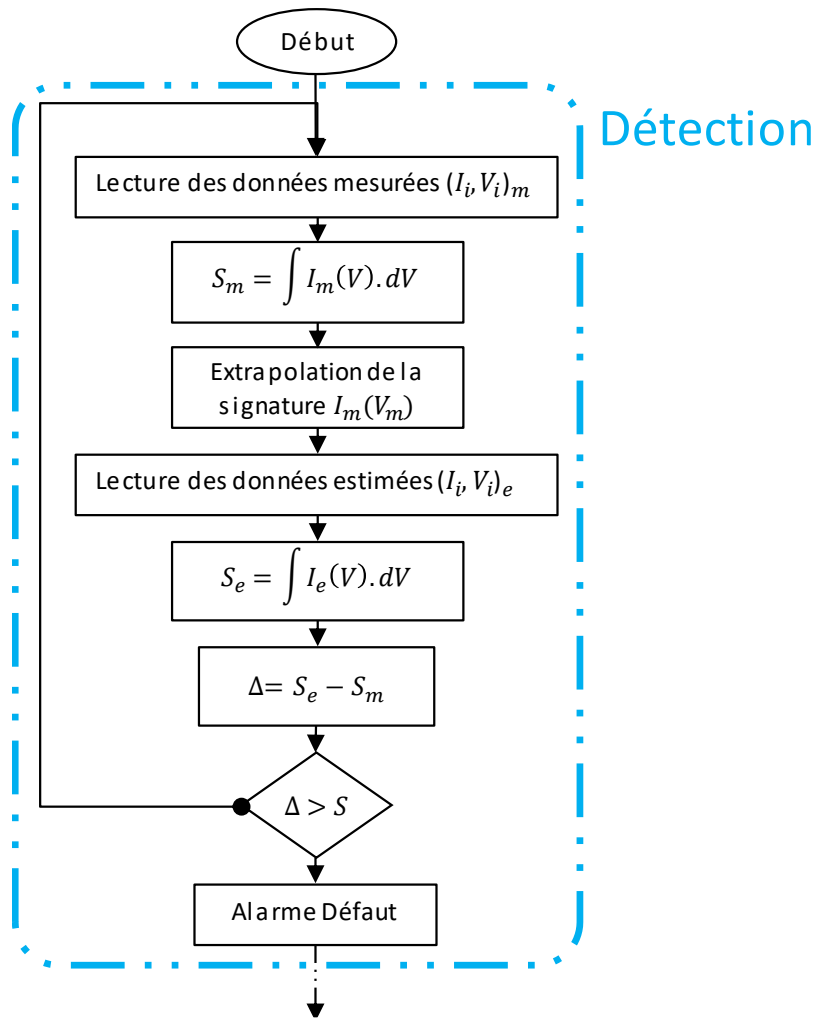


Figure 4.25: Partie de détection avec la fonction d'extrapolation

4.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons repositionné tous les éléments de base (système de mesure, signature, modèle et simulation) qui ont permis de mettre en œuvre l'algorithme de détection de défauts. Premièrement, nous avons fait un tour d'horizon des méthodes qui peuvent être envisagées pour faire la détection de défaut (suivi de puissance/suivi de la signature IV complète/suivi de la signature I-V incomplète). Ensuite, un algorithme de détection de défaut a été proposé. Cet algorithme opère sur deux étapes : la première consiste à détecter l'existence des éventuels défauts dans l'installation PV, et la deuxième étape est entamée quand l'alarme du défaut est activée afin d'identifier sa nature.

Plusieurs tests ont été réalisés pour tester la robustesse des calculs effectués par l'algorithme. Les résultats des tests sur les défauts courants (résistance série, résistance shunt, température, ombrage, salissure) ont été présentés et analysés.

Chapitre 4 : Identification et détection de défauts

A l'issue des résultats des tests. Une évaluation de la précision et de l'incertitude a été effectuée sur tous les éléments la chaîne de mesure et de calcul. Pour un certain nombre d'éléments les incertitudes ont été minimisées, et des ouvertures ont été discutées pour améliorer la précision d'autres éléments.

L'analyse des résultats a permis de valider l'algorithme. Pour certains défauts, nous avons eu des parasites sur la variation de certains paramètres, comme le défaut de température, ses parasites seront traités pour ne pas perturber les résultats et conduire à de faux diagnostics. Les prochains travaux porteront également sur le reste des défauts (Délamination, PID, etc.), et nous nous concentrerons sur la combinaison de plusieurs défauts simultanément.

Conclusion générale

De nos jours, les défis climatiques et énergétiques deviennent de plus en plus préoccupants. Ces défis remettent en question l'avenir énergétique et environnemental de la planète. Les gouvernements des pays du monde entier sont de plus en plus impliqués dans la lutte contre la menace climatique. L'économie à faible émission de carbone est en plein essor. Afin d'accompagner ce développement économique, plusieurs projets sont en cours, notamment le remplacement des énergies fossiles par des énergies renouvelables. Ces énergies renouvelables sont en harmonie avec le modèle économique et énergétique durable dont rêvent les pays.

Pour que l'énergie photovoltaïque joue son rôle et soit conforme aux aspirations de l'économie mondiale, les systèmes photovoltaïques doivent être optimisés. Leur optimisation repose sur différents axes, parmi lesquels l'amélioration du contrôle et de la supervision. Cette amélioration ne serait possible sans l'intégration de dispositifs de détection de défauts dans les systèmes de supervision.

Actuellement, la méthode d'analyse énergétique est largement utilisée pour faire la détection de défauts des systèmes photovoltaïques. Néanmoins, cette méthode a montré son inefficacité, tant en terme de production que de temps et ne permet pas de fonctionner en temps réel. La méthode d'analyse de signature I-V se positionne comme une meilleure alternative en raison de son potentiel à détecter les défauts en temps réel et à identifier leur nature.

La contribution majeure des travaux de cette thèse est le développement d'une plateforme de détection de défauts à l'aide de la signature I-V. Cette plateforme comprend :

- Un modèle électrique fiable de la cellule, du module, du string et du système PV.
- Un dispositif de mesure (système expérimental de caractérisation faible et forte puissance).
- Un outil de détection de défauts (algorithme d'identification et de détection de défaut).

Selon la méthode d'analyse de la signature I-V choisie, la première étape du travail a été de développer un modèle fiable capable de décrire fidèlement le comportement de la cellule, du module, du string et du système PV, aussi bien en fonctionnement sain que défaillant. L'objectif de la modélisation était de construire une base de connaissances sur les causalités entre défauts et déformation de la signature I-V. Les deux approches de modélisation (énergétique et physique) ont été présentées et il en résulte que la modélisation énergétique n'était pas adaptée à la méthode choisie (analyse de la signature I-V). Le modèle énergétique ne peut décrire que le fonctionnement de la cellule, du module, du string et du champ PV au point de puissance maximale, tandis que, le modèle électrique (physique) permet de modéliser le comportement de la cellule, du module, du string et du champ PV pour un point de

Conclusion générale

fonctionnement quelconque (du circuit ouvert au court-circuit). Plusieurs modèles électriques existent, nous avons montré que le choix du modèle à 5 paramètres peut satisfaire le compromis précision-complexité.

Les modèles développés de la cellule, du module, du string et du système PV, ont permis de simuler leurs comportements pour n'importe quel mode (sain et défaillant) et conditions de fonctionnement (éclairage constant et variable). Les résultats des simulations ont été utilisés pour construire une base de connaissances des symptômes de chaque défaut. En outre, des systèmes de mesure expérimentaux ont été développés (mesure de signatures I-V).

Le premier système expérimental de mesure (faible puissance) a été conçu pour caractériser tous les types de modules PV d'une puissance inférieure à 500W (indépendamment de leur structure, de leur technologie et de leurs caractéristiques). Plusieurs modules ont été caractérisés avec ce système (*SunmodulePlus SW285*, *XM460280 I+35*, *SPRE-E20-435-COM* et *PEPV210*), et les résultats de ces différentes caractérisations ont été comparés aux résultats des simulations. Ces comparaisons ont permis de valider les modèles électriques. Une méthode de correction du modèle électrique a été proposée afin de mieux corréliser le modèle avec la structure physique du module PV.

Le deuxième système expérimental de mesure (forte puissance) a été conçu pour caractériser des strings PV de puissance inférieure à 1500W (ce système a été installé dans la centrale photovoltaïque du laboratoire PROMES). Différentes caractérisations en mode sain et en mode défaillant (défaut d'ombrage) ont été réalisées sur des strings de 2, 3, 4 et 6 modules en série. Elles ont montré que la qualité des mesures dépend de plusieurs facteurs, certains d'entre eux sont liés à l'état de l'installation PV (dégradation, défaut évolutif, vieillissement...), d'autres sont liés au système de mesure lui-même et à son emplacement. Certaines actions ont été prises pour améliorer la qualité des mesures et pour minimiser les bruits ainsi que les perturbations.

Les deux systèmes expérimentaux (faible et forte puissance) ont été conçus pour mesurer les signatures I-V des modules et des strings PV. Or, cette mesure nécessite la déconnexion de l'élément à caractériser pour effectuer la mesure. Ce protocole limite les possibilités de réaliser les caractérisations en ligne malgré un temps de mesure court (<20ms). Une autre approche est possible qui consiste à poursuivre l'évolution de la puissance du bus DC. Cette évolution pilotée par l'onduleur peut être subdivisée en deux étapes :

- Démarrage de l'onduleur : dans cette étape, la quasi-totalité de la plage de la tension $[0 ; V_{oc}]$ est balayée par l'algorithme MPPT. Les signatures complètes peuvent alors être tracées.

Conclusion générale

- Fonctionnement de l'onduleur : la recherche du point de puissance maximale dans cette étape s'effectue sur des plages de tension plus étroites (exemple : $\left[\frac{14}{20} V_{oc} ; \frac{17}{20} V_{oc} \right]$). Par conséquent, des extrapolations sont nécessaires pour tracer les signatures complètes.

Un système de mesure qui permet de suivre l'évolution de la puissance a été conçu et fabriqué au laboratoire PROMES. Ce système n'a pas encore été installé et testé ; son installation et son exploitation feront l'objet des prochains travaux.

Si les différents modèles électriques ont permis de décrire les différents comportements et tracer les signatures correspondantes (de la cellule, du module, du string et du champ PV), la question intuitive était de savoir si nous sommes en capacité de faire le processus inverse : c'est à dire, à partir d'une signature I-V donnée, trouver le modèle électrique correspondant. Pour cela, un modèle de calcul inverse a été développé pour retrouver les paramètres électriques du module ou du string à partir de leurs signatures.

Plusieurs défauts (résistance série, résistance shunt, ombrage, etc.) ont été introduits dans les modèles électriques. Les résultats des simulations des modèles défectueux ont permis de distinguer les symptômes de chaque défaut sur la signature I-V (pente, point d'inflexion, etc.) et à l'issue de ces résultats, nous avons pu développer un algorithme d'identification et de détection de défauts. L'algorithme est basé sur la comparaison de la signature mesurée avec la signature de référence estimée (modèle). Lorsque le résidu de comparaison dépasse le seuil préprogrammé, l'alarme du défaut s'active ordonnant l'identification paramétrique (modélisation inverse) pour identifier la nature du défaut. L'algorithme d'identification et de détection a été testé et validé sur un ensemble de défauts (défaut de résistance série, résistance shunt, ombrage, etc.). A la suite des résultats des tests, une évaluation de la précision et de l'incertitude a été effectuée sur tous les éléments de la chaîne de mesure et de calcul. Pour un certain nombre d'éléments, les incertitudes ont été minimisées et des ouvertures ont été discutées pour améliorer la précision d'autres éléments. Les courbes de variation du résidu en fonction des défauts ont été étudiées ; cette étude représente un moyen d'aide à la décision. En effet, si un utilisateur souhaite programmer le seuil de détection, une connaissance préalable de la relation résidu-variation est requise. Celle-ci permettra à l'utilisateur de quantifier les variations qui seront tolérées pour chaque type de défaut ainsi que la perte de puissance associée.

5 Annexe A : Protocole expérimental

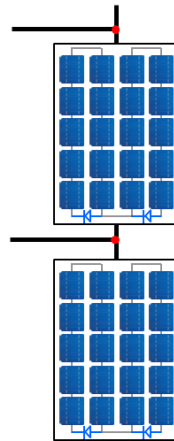


Figure 5.1: Nœuds de dérivation pour la mesure différentielle de tension

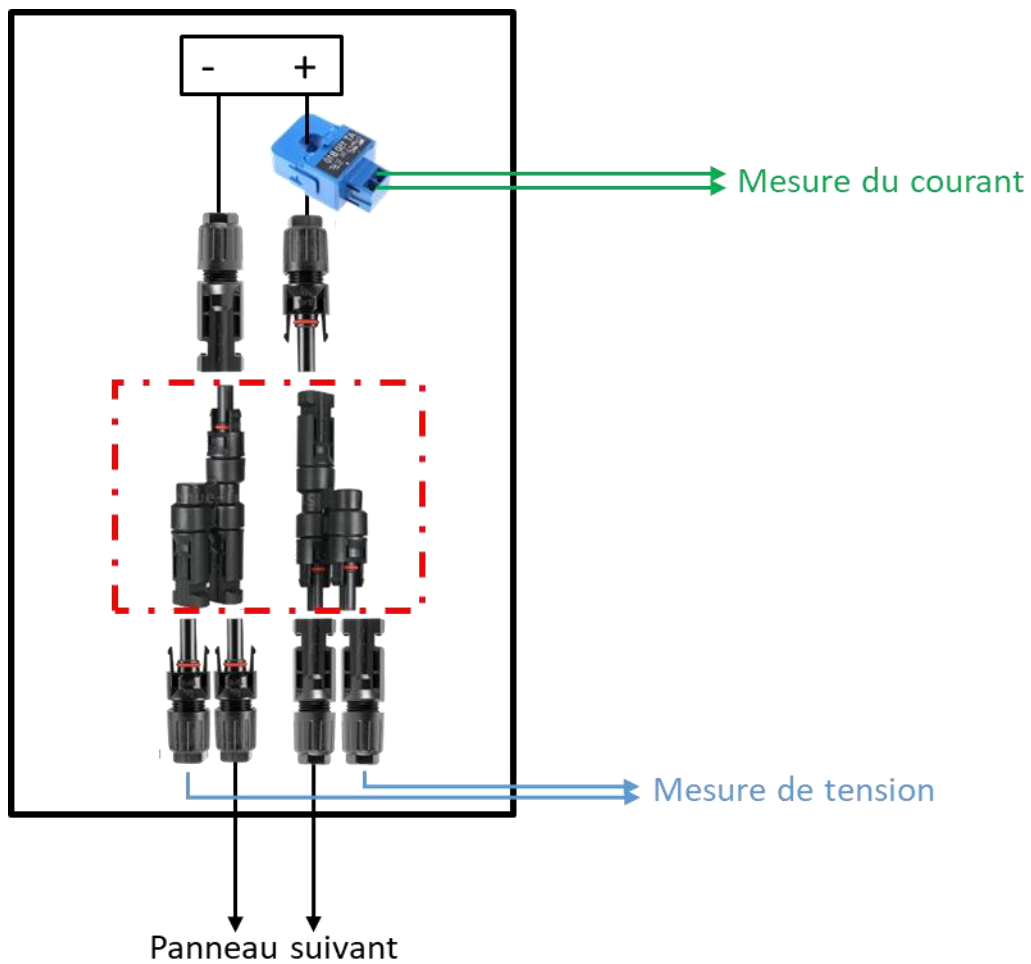


Figure 5.2: Points de dérivation pour la mesure de la tension

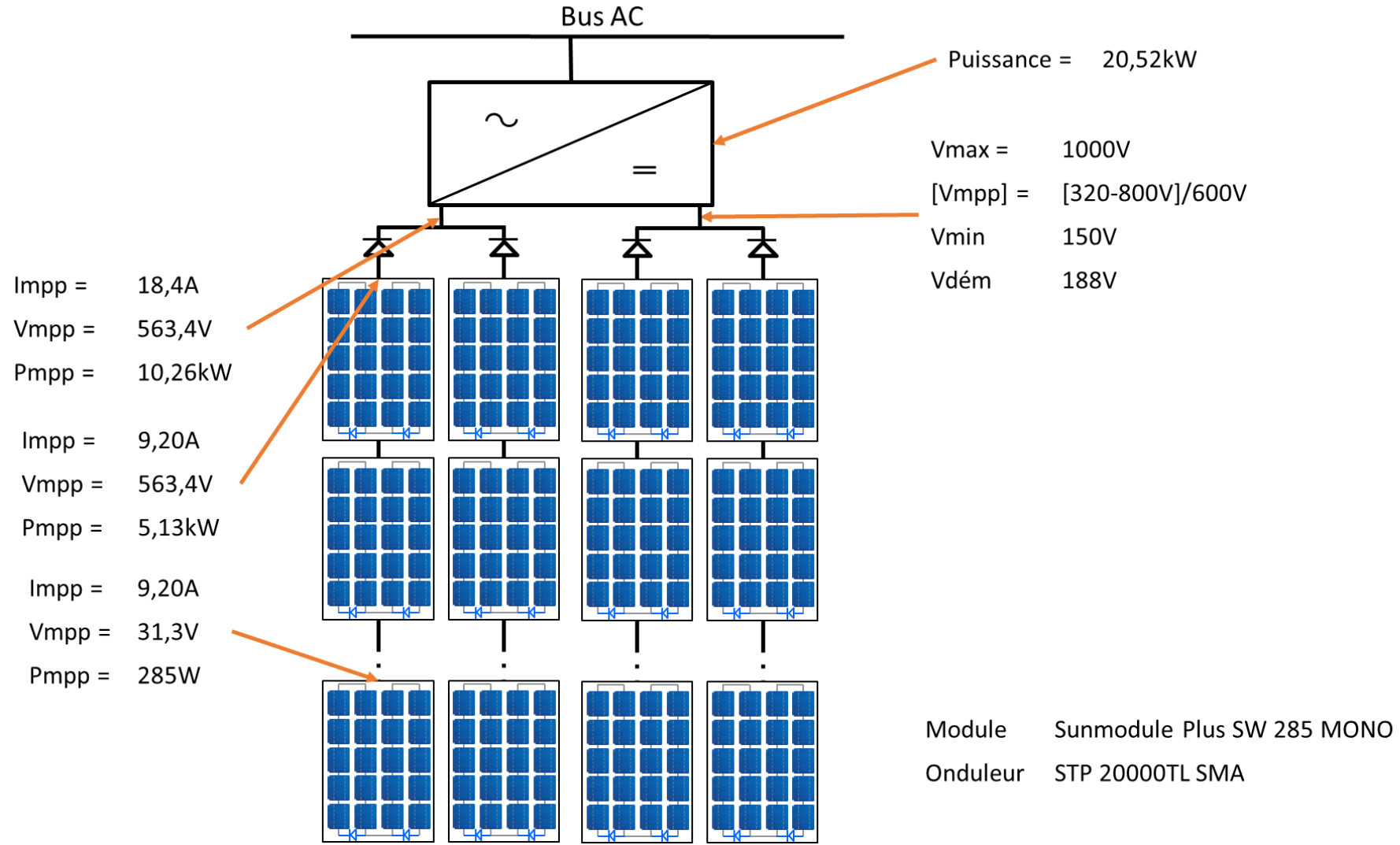


Figure 5.3: Plan électrique de l'ombrière A, B et C

Annexe A : Protocole expérimental

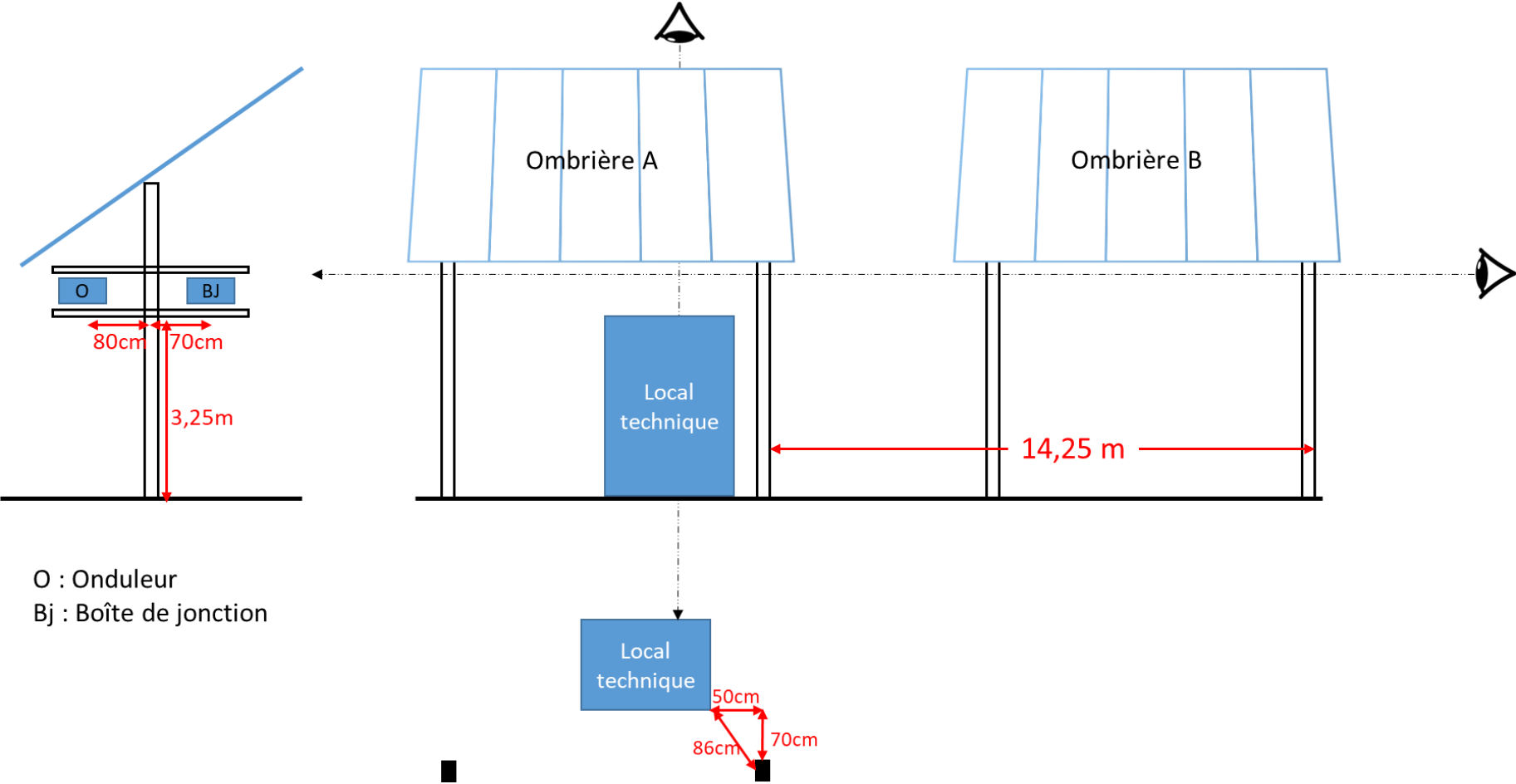


Figure 5.4: Architecture de l'installation



Figure 5.5: Photo de l'ombrière et l'endroit de l'installation du système

A.1 Protocole expérimental

➤ Méthodologie d'exploitation

Le système de mesure sera installé à côté de la boîte de jonction, ce système sera encapsulé dans un boîtier (20cm x 20cm x 10cm). Afin d'exploiter ce système de mesure nous devons avoir :

- Alimentation du système : Le système de mesure doit être alimenté par une prise de courant de 230V. un câble de tension sera tiré du local technique d'une longueur de 5m (passage par chemin de câble préexistant).
- Connexion du système : le système doit être connecté au réseau Ethernet par un câble RJ45 ou une connexion wifi.
- Données météorologiques : les données issues du système de mesure doivent être couplées aux données météorologiques (irradiation, température), pour cela un **accès aux données de la station météorologique est requis**. Cet accès peut se faire de deux manières : accès en temps réel, ou accès aux enregistrements mensuels de ces données.
- Les Défaits à tester en première partie

Les défauts que nous allons prioriser et tester dans cette première campagne de mesure, sont les défauts d'ombrage et température, pour cela nous devons faire les manœuvres suivantes :

- Défaut d'ombrage : coller des morceaux de carton au-dessus du panneau.
- Défaut de température : coller un module de Peltier (pour chauffer la cellule) au-dessous du panneau et un thermomètre (pour mesurer la température).

Durée des mesures :

Le temps de mesure a été estimé à 11 jours. Cependant, ce temps reste flexible en fonction de la météo et la périodicité des visites de maintenance.

Une deuxième campagne de mesure (défaut de résistance série, shunt...) sera faite après avoir terminé et validé les résultats de la première.

➤ Intervention

L'installation du système nécessitera quelques interventions, ces interventions seront faites par une équipe de maintenance accompagnée de PROMES Les interventions sont :

- Tirage du câble d'alimentation du système (un câble tiré du local technique d'une longueur de 5m), par un **intervenant habilité** à intervenir dans ce genre d'installation.

Annexe A : Protocole expérimental

- Connecter le système de mesure au réseau Ethernet (Box).
 - L'installation des **sondes de tension**, cette intervention nécessitera l'insertion des connecteurs MC4Y (Figure.5) par un intervenant habilité.
 - L'installation des **capteurs du courant** (capteur à clipser). Cette intervention devra être réalisée par un intervenant habilité.
 - Collage des morceaux de carton et les modules de peltier sur les panneaux, nécessitera l'intervention d'un **intervenant habilité à travailler en hauteur**.
- Impact sur la production

Lors de l'installation du système:

L'installation du système sera faite lors d'une intervention d'une **équipe de maintenance**. L'idéal serait que ce soit une intervention intégrant la programmation d'un arrêt pour la maintenance, afin que les déconnexions des panneaux pour insérer les sondes de tension (quelques minutes) n'influencent pas la production de l'installation.

Durant le fonctionnement du système:

La première campagne de mesure qui sera faite par le système en testant les défauts d'ombrage et de température, conduira à une légère perte en puissance que nous avons estimée par le modèle électrique de l'installation sur le logiciel de simulation. Le tableau suivant présente les pertes en pourcentage de chaque défaut, et à chaque échelle de l'installation.

Défaut	Valeur	Perte Module (W)	Perte module (%)	Perte string (%)	Perte ombrière (%)	Perte centrale (%)
Ombrage	< 1/3	95W	33,3%	1,8%	0,4%	0,0006%
	< 2/3	190W	66,6%	3,7%	0,9%	0,0012%
	Complet	285W	100%	5,5%	1,3%	0,0019%
Température	T _{min} =25°C	0W	0%	0%	0%	0%
	T _{max} =75°C	5,7W	2%	0,1%	0,02%	0,00004%

Si nous faisons simultanément des tests de défauts sur les ombrières A et B, la perte en puissance maximale que nous pouvons avoir est :

$$Perte\ max(A\&B) = \sum_1^8 \max(perte\ string_i)$$

Perte max(A&B)

$$= \text{perte}(\text{sain}) + \text{perte}(\text{omb1/3}) + \text{perte}(\text{omb2/3}) + \text{perte}(\text{omb_com}) \\ + \text{perte}(T_{\text{max}}) + \text{perte}(T_{\text{max}}) + \text{perte}(T_{\text{max}}) + \text{perte}(T_{\text{max}})$$

$$Perte \max(A\&B) = 0 + 95W + 190W + 285W + 5,7W + 5,7W + 5,7W + 5,7W = 592,8W$$

$$Perte \max(A\&B)\% = \frac{592,8}{41040} \times 100 = 1,44\%$$

Références

- [1] « IEA – International Energy Agency », *IEA*. <https://www.iea.org> (consulté le mars 09, 2021).
- [2] « BP Statistical Review of World Energy 2020 : les chiffres clés de l'énergie dans le monde | Connaissances des énergies », juin 17, 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/les-chiffres-cles-de-lenergie-dans-le-monde-en-2019-200617> (consulté le mars 09, 2021).
- [3] J. Lamy, « D'un G8 à l'autre : sécurité énergétique et changement climatique », *Polit. Étrangère*, vol. Printemps, n° 1, p. 131, 2006, doi: 10.3917/pe.061.0131.
- [4] *LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (1)*. 2015.
- [5] M. Bressan, « Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque », PhD Thesis, Université de Perpignan, 2014.
- [6] P. Mathieuco |, « Fonctionnement d'un panneau photovoltaïque – BCLT Energie ». https://bcltnergie.com/_home/2017/05/26/fonctionnement-dun-panneau-photovoltaique/ (consulté le mars 09, 2021).
- [7] I. S. Freitas Gomes, Y. Perez, et E. Suomalainen, « Coupling small batteries and PV generation: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 126, p. 109835, juill. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109835.
- [8] « Best Research-Cell Efficiency Chart ». <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (consulté le mars 08, 2021).
- [9] A. Sagna, « Etude et élaboration par Close-Spaced Vapor Transport (CSVV), d'absorbeurs Cu₂ZnSnS₄ en couches minces polycristallines destinées à la réalisation de photopiles à faible coût », p. 159.
- [10] J.-M. Cottier, J. Graf, Schweiz, et Bundesamt für Konjunkturfragen, *Centrales photovoltaïques: guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets : à l'usage des bureaux d'ingénieurs*. Berne; Lausanne (case postale 12, 1015): Office fédéral des questions conjoncturelles ; Diffusion : Coordination romande du Programme d'action « Construction et énergie », EPFL-LESO, 1996.
- [11] « Solaire photovoltaïque : les technologies et leurs trajectoires », *Encyclopédie de l'énergie*, mars 01, 2019. <https://www.encyclopedie-energie.org/solaire-photovoltaïque-les-technologies-et-leurs-trajectoires/> (consulté le mars 08, 2021).

Références

- [12] « Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics | Wiley », *Wiley.com*. <https://www.wiley.com/en-gb/Electricity+from+Sunlight%3A+An+Introduction+to+Photovoltaics-p-9781119965039> (consulté le mars 08, 2021).
- [13] K. Medjnoun, « Etude et réalisation de semi conducteurs transparents ZnO dopé vanadium et oxyde de vanadium en couches minces pour des applications photovoltaïques », These de doctorat, Perpignan, 2015. Consulté le: mars 08, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.theses.fr/2015PERP0020>
- [14] M. Belaqziz, « Association des procédés hydrothermal et CVD à courte distance pour l'élaboration de couches minces photovoltaïques à partir d'une source nanostructurée du composé Cu₂SnS₃ », p. 212.
- [15] Z. Said-Bacar, « Elaboration et caractérisations de silicium polycristallin par cristallisation en phase liquide du silicium amorphe », p. 157.
- [16] A. Labouret, P. Cumunel, et J.-P. Braun, « Cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïque 5 5 ». ETSF, Éd. techniques et scientifiques françaises : Dunod, Paris, 2010.
- [17] « Series 6 ». [https://www.firstsolar.com:443/Modules/Series 6](https://www.firstsolar.com:443/Modules/Series%206) (consulté le mars 08, 2021).
- [18] M. T. Dang, « Elaboration de cellules solaires photovoltaïques à base de polymères conjugués : études des systèmes réticulables », These de doctorat, Bordeaux 1, 2009. Consulté le: mars 12, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.theses.fr/2009BOR13892>
- [19] S. Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion », p. 185.
- [20] G. N. Tiwari et S. Dubey, *Fundamentals of photovoltaic modules and their applications*. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2010.
- [21] I. Bouchama et M. Dilmi, « PERFORMANCE STUDY OF InGaP/GaAs/Ge TANDEM SOLAR CELLS BY SIMULATION », 2016. doi: 10.13140/RG.2.2.16262.73289.
- [22] C. Weick, « Vers un module photovoltaïque à concentration ultra-intégré : développement du concept et des moyens de caractérisations associés », Theses, Université Grenoble Alpes, 2017. Consulté le: mai 11, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01788752>
- [23] « Photovoltaic systems | YourHome ». <https://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems> (consulté le mars 09, 2021).

Références

- [24] S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », p. 158.
- [25] D. Picault, « REDUCTION OF MISMATCH LOSSES IN GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS USING ALTERNATIVE TOPOLOGIES », Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010. Consulté le: mars 09, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00545432>
- [26] X. Jiang, « ÉTUDE COMPARATIVE DE STRUCTURES DE CONVERTISSEURS POUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉS À UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE MOYENNE TENSION », p. 110.
- [27] L. Bun, « Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV », PhD Thesis, 2011.
- [28] « Guidelines for the assessment of photovoltaic plants », p. 34.
- [29] « IEC 61724-1:2017 | IEC Webstore | rural electrification, solar power, solar panel, photovoltaic, PV, smart city, LVDC ». <https://webstore.iec.ch/publication/33622> (consulté le mars 09, 2021).
- [30] A. Migan-Dubois, C. Delpha, et D. Diallo, « New four-stage classification method for Fault Detection and Diagnosis applied to photovoltaic power plants », p. 5.
- [31] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, et K. Kato, *Performance and reliability of photovoltaic systems: subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules: IEA PVPS task 13: external final report IEA-PVPS*. Sankt Ursen: International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, 2014.
- [32] Y. Zhao, « Fault detection, classification and protection in solar photovoltaic arrays », Northeastern University, 2015. doi: 10.17760/D20195700.
- [33] S. K. Firth, K. J. Lomas, et S. J. Rees, « A simple model of PV system performance and its use in fault detection », *Sol. Energy*, vol. 84, n° 4, p. 624-635, avr. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2009.08.004.
- [34] L. A. García-Gutiérrez, « Développement d'un contrôle actif tolérant aux défaillances appliqué aux systèmes PV », p. 211.
- [35] S. Fadhel, « Efficacité énergétique et surveillance d'un microgrid à courant continu alimenté par des panneaux photovoltaïques », p. 171.
- [36] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, et M. Ishida, « Experimental studies of fault location in PV module strings », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 93, n° 6-7, p. 1079-1082, 2009.

Références

- [37] L. Schirone, F. P. Califano, U. Moschella, et U. Rocca, « Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry », in *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, 1994, vol. 1, p. 846-849.
- [38] V. B. Andrade, « Fault Detection and Performance Monitoring in PV Systems », p. 102.
- [39] M. Alonsogarcia, J. Ruiz, et F. Chenlo, « Experimental study of mismatch and shading effects in the – characteristic of a photovoltaic module », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n° 3, p. 329-340, févr. 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2005.04.022.
- [40] C. Schill, S. Brachmann, et M. Koehl, « Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules », *Sol. Energy*, vol. 112, p. 259-262, févr. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.12.003.
- [41] S. Nema, R. K. Nema, et G. Agnihotri, « Matlab / simulink based study of photovoltaic cells / modules / array and their experimental verification », p. 15.
- [42] E. E. van Dyk et E. L. Meyer, « Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules », *Renew. Energy*, vol. 29, n° 3, p. 333-344, mars 2004, doi: 10.1016/S0960-1481(03)00250-7.
- [43] E. L. Meyer et E. Ernest van Dyk, « The effect of reduced shunt resistance and shading on photovoltaic module performance », in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, Lake Buena Vista, FL, USA, 2005, p. 1331-1334. doi: 10.1109/PVSC.2005.1488387.
- [44] A. D. Dhass, E. Natarajan, et L. Ponnusamy, « Influence of shunt resistance on the performance of solar photovoltaic cell », in *2012 International Conference on Emerging Trends in Electrical Engineering and Energy Management (ICETEEEM)*, Chennai, Tamil Nadu, India, déc. 2012, p. 382-386. doi: 10.1109/ICETEEEM.2012.6494522.
- [45] « Electrical Engineering Software | Plexim ». <https://www.plexim.com/> (consulté le mai 04, 2021).
- [46] A. Benzagmout, T. Martire, G. Beaufiles, O. Fruchier, T. Talbert, et D. Gachon, « Measurement of the i (v) characteristics of photovoltaic arrays by the capacitive load method for fault detection », in *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2018, p. 1031-1036.
- [47] N. Yadav et D. K. Sambariya, « Mathematical Modelling and Simulation of Photovoltaic Module Using MATLAB/SIMULINK », in *2018 9th International Conference on Computing, Communication and Networking Technologies (ICCCNT)*, Bangalore, juill. 2018, p. 1-6. doi: 10.1109/ICCCNT.2018.8494167.

Références

- [48] S. Bader, X. Ma, et B. Oelmann, « One-diode photovoltaic model parameters at indoor illumination levels – A comparison », *Sol. Energy*, vol. 180, p. 707-716, mars 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.01.048.
- [49] E. Duverger, « Réseau électrique intelligent pour les nouveaux usages », These de doctorat, Perpignan, 2019. Consulté le: mars 11, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.theses.fr/2019PERP0027>
- [50] « National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page ». <https://www.nrel.gov/index.html> (consulté le mars 11, 2021).
- [51] « Home - System Advisor Model (SAM) ». <https://sam.nrel.gov/> (consulté le mars 11, 2021).
- [52] « SolarWorld Sunmodule Plus SW 285 Mono Solar Panel - Wholesale ». <https://www.solarelectricsupply.com/solarworld-sunmodule-plus-sw-285-mono-solar-panel> (consulté le mars 11, 2021).
- [53] « Choisir l'emplacement des capteurs [photovoltaïque] », *Energie Plus Le Site*, août 09, 2010. <https://energieplus-lesite.be/concevoir/photovoltaique/choisir-l-emplacement-des-capteurs/> (consulté le mai 11, 2021).
- [54] E. Duran, J. M. Enrique, M. A. Bohorquez, M. Sidrach-de-Cardona, J. E. Carretero, et J. M. Andujar, « A new application of the coupled-inductors SEPIC converter to obtain I-V and P-V curves of photovoltaic modules », in *2005 European Conference on Power Electronics and Applications*, Dresden, Germany, 2005, p. 10 pp.-P.10. doi: 10.1109/EPE.2005.219270.
- [55] « Arduino - Home ». <https://www.arduino.cc/> (consulté le mars 11, 2021).
- [56] « Raspberry Pi », *Raspberry Pi*. <https://www.raspberrypi.org/> (consulté le mars 11, 2021).
- [57] « Ressources | SunPower France ». https://sunpower.maxeon.com/fr/ressources?combine=&document_type%5B18%5D=18&field_resource_files_product_target_id%5B9%5D=9 (consulté le mars 11, 2021).
- [58] « IXFN110N60P3 IXYS | Mouser », *Mouser Electronics*. <https://www.mouser.fr/ProductDetail/747-IXFN110N60P3> (consulté le mars 11, 2021).
- [59] « IXYS CORPORATION ». <https://www.ixys.com/> (consulté le mars 11, 2021).
- [60] « Pololu - ACS711EX Current Sensor Carrier -31A to +31A ». <https://www.pololu.com/product/2453> (consulté le mai 04, 2021).

Références

- [61] « Arduino Due | Arduino Official Store ». <https://store.arduino.cc/arduino-due> (consulté le mai 04, 2021).
- [62] T. R. P. Foundation, « Buy a Raspberry Pi 3 Model B », *Raspberry Pi*. <https://www.raspberrypi.org/products/raspberry-pi-3-model-b/> (consulté le mai 04, 2021).
- [63] « Page recherche globale - ENGIE Green ». https://www.engie-green.fr/recherche-globale/?recherche_globale=rivesaltes&modal=5607-walon-rivesaltes (consulté le mai 04, 2021).
- [64] « Page recherche globale - ENGIE Green ». https://www.engie-green.fr/recherche-globale/?recherche_globale=zac&modal=5619-zac-mitra (consulté le mai 04, 2021).
- [65] « Sunerg Solar ». https://www.sunergsolar.com/en/products/photovoltaic/photovoltaic-module/x-style-mono_50.html (consulté le mai 04, 2021).
- [66] S. Silvestre, A. Boronat, et A. Chouder, « Study of bypass diodes configuration on PV modules », *Appl. Energy*, vol. 86, n° 9, p. 1632-1640, sept. 2009, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.01.020.
- [67] R. G. Vieira, F. M. U. de Araújo, M. Dhimish, et M. I. S. Guerra, « A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules », *Energies*, vol. 13, n° 10, p. 2472, mai 2020, doi: 10.3390/en13102472.
- [68] A. Benzagmout, T. Talbert, O. Fruchier, T. Martire, P. Alexandre, et C. Penin, « Modeling and fault detection in photovoltaic systems using the I-V signature », in *2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe)*, Lyon, France, sept. 2020, p. P.1-P.10. doi: 10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215636.
- [69] J. P. Charles, M. Abdelkrim, Y. H. Muoy, et P. Mialhe, « A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells », *Sol. Cells*, vol. 4, n° 2, p. 169-178, sept. 1981, doi: 10.1016/0379-6787(81)90067-3.
- [70] D. S. H. Chan, J. R. Phillips, et J. C. H. Phang, « A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters », *Solid-State Electron.*, vol. 29, n° 3, p. 329-337, mars 1986, doi: 10.1016/0038-1101(86)90212-1.
- [71] D. Laplaze et I. Youm, « Modélisation d'une cellule photovoltaïque I: Détermination des paramètres à partir de la caractéristique courant-tension sous éclairnement », *Sol. Cells*, vol. 14, n° 2, p. 167-177, 1985.

Références

- [72] « Single-Phase, Grid-Connected PV Inverter with Partial Shading (Equation-Based PV Cell, P&O and dP/dV MPPT) | Plexim ». <https://www.plexim.com/cn/support/application-examples/941> (consulté le mai 11, 2021).
- [73] « CESP – CESP ». https://cesplab.univ-perp.fr/?page_id=31 (consulté le mai 11, 2021).
- [74] « Modules Photovoltaïques Polycristallins – Eurener ». <https://eurenergroupp.com/fr/producto/modulos-fotovoltaicos/pepv/> (consulté le mai 04, 2021).
- [75] « AT 10 B5 | LEM ». <https://www.lem.com/en/10-b5> (consulté le mai 04, 2021).
- [76] P. Gilman, « SAM Photovoltaic Model Technical Reference », NREL/TP--6A20-64102, 1215213, mai 2015. doi: 10.2172/1215213.
- [77] W. De Soto, S. A. Klein, et W. A. Beckman, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », *Sol. Energy*, vol. 80, n° 1, p. 78-88, janv. 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [78] F. Jędrzejewski, *Introduction aux méthodes numériques*, 2. ed. Paris: Springer, 2006.

Résumé : Le marché du photovoltaïque connaît une croissance importante depuis une dizaine d'années. De nombreux travaux de recherche s'intéressent à l'amélioration des performances du système PV. Le travail de cette thèse porte sur l'identification et la détection de défauts à partir d'informations provenant du bus DC des installations photovoltaïques. L'analyse de la signature électrique I-V représente l'une des approches les plus efficaces de la détection de défauts. L'utilisation de cette méthode nécessite de connaître la signature relative de chaque défaut. Cette connaissance passe par un modèle électrique fiable décrivant le comportement des éléments du système PV en mode sain et en mode défaillant.

Pour cela, il s'avère nécessaire de développer un modèle électrique de la cellule et du module PV. Le modèle à une diode de la cellule a été utilisé pour construire le modèle paramétrique du module PV (modèle à 5 paramètres). Ce modèle nous a permis de simuler le comportement du module en différents modes (sain et défaillant) et conditions de fonctionnement (éclairage constant et variable). Un système de caractérisation expérimental a été développé pour mesurer les signatures I-V (traceur I-V). Les signatures I-V mesurées ont été comparées à celles simulées pour valider les modèles électriques. À partir du modèle électrique du module, nous avons pu développer le modèle du string et du système PV (string(s)+onduleur).

Sur la base de connaissance des causalités entre les défauts et la déformation des signatures I-V, nous avons pu développer un algorithme d'identification et de détection de défauts. L'algorithme est basé sur la comparaison de la signature mesurée avec la signature de référence estimée (modèle). Lorsque le résidu de comparaison dépasse le seuil préprogrammé, l'alarme du défaut s'active ordonnant l'identification paramétrique (modélisation inverse) pour identifier la nature du défaut. L'algorithme d'identification et de détection a été testé et validé sur un ensemble de défaut (défaut de résistance série, résistance shunt, ombrage, etc.).

Mots-clés : photovoltaïque, détection et identification de défauts, signatures I-V, modèle paramétrique, système de caractérisation, traceur I-V, résidu, seuil, identification paramétrique.

Abstracts : The photovoltaic market has grown rapidly in the last decade. Many research works are interested in improving PV system performance. This work focuses on the identification and detection of faults in the DC part (PV generator) of photovoltaic systems. The analysis of electrical I-V signature represents one of the most efficient approaches for fault detection. The application of this method requires the knowledge of the relative signature of each fault. This knowledge requires a reliable electrical model that describes the behavior of the PV system elements in healthy and faulty mode.

For this purpose, it is necessary to develop an electrical model of the PV cell and PV module. The single diode model of the cell was used to create the parametric model of the PV module (5-parameter model). This model allowed us to simulate the behavior of the module in different modes (healthy and faulty) and operating conditions (constant and variable irradiance). An experimental characterization system was developed to measure the I-V signatures (I-V tracer). The measured I-V signatures were compared with the simulated ones to validate the electrical models. From the electrical model of the module, we were able to develop the model of the string and the PV system (string(s)+inverter).

Based on the knowledge of the causalities between the faults and the deformation of the I-V signatures, we were able to develop an algorithm for fault identification and detection. The algorithm is based on the comparison of the measured signature with the estimated reference signature (model). When the comparison residual exceeds the preprogrammed threshold, the fault alarm is activated, which orders the parametric identification (inverse model) to identify the type of fault. The identification and detection algorithm has been tested and validated on a range of faults (series resistance fault, shunt resistance, shadowing, etc.).

Keywords : photovoltaics, fault detection and identification, I-V signature, parametric model, characterization system, I-V tracer, algorithm, residual, threshold, parametric identification.