



Mise en place d'un système général de supervision et de contrôle/sécurité d'un champ photovoltaïque de 60 kWc

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : Génie Energétique

Présenté et soutenu publiquement le 24 Juin 2013 par

Anson Kouassi Ted DOSSA

Travaux dirigés par :
M. Lassina SANOU
Chargé de mission à SIREA-Afrique

Dr Yao AZOUMAH
Enseignant-Chercheur
CENTRE COMMUN DE RECHERCHE
ENERGIE ET HABITAT DURABLE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs : Ing Hamed SANKARA
Ing Lassina SANOU

Promotion [2012/2013]

Remerciements

Cinq mois sont passés. C'est la durée pendant laquelle j'ai séjourné au sein de l'entreprise Sirea Afrique SA et du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de l'Institut International d'ingénierie de l'Eau et de l'Environnement pour effectuer mon stage de fin d'études, à la fois enrichissant et plaisant mais parfois stressant. Je n'aurai pas réussi à traverser ce chemin sans les personnes que j'essayerai de toutes citer nommément dans cette page.

Tout d'abord, je tiens à exprimer mes remerciements et ma profonde reconnaissance à Dr Yao AZOUMAH, Directeur du Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durables qui est à l'origine de ce sujet. Ses idées et ses conseils ont été essentiels et enrichissants pour l'aboutissement de ce mémoire.

Je remercie également mon encadreur direct de stage Monsieur Lassina SANOU. Je lui suis reconnaissant d'avoir partagé avec moi son expérience. Je tiens à le remercier pour ses conseils, son soutien et ses encouragements.

Je remercie tous les membres du jury pour m'avoir fait l'honneur d'examiner ce mémoire. Qu'ils trouvent ici l'expression de mon profond respect.

Je n'oublie pas de remercier le personnel du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie de 2iE pour leur disponibilité à mes nombreuses sollicitudes. En particulier à Ing. Hamed SANKARA, Ing. Henri KOTTIN, Dr Moussa SORO, Ing. Patrice DANGANG, Ing. David Tsyuano et à Mme Mintou SIDIBE. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma très vive reconnaissance.

J'adresse mes remerciements aux enseignants et à tous ceux qui ont contribué à ma formation de près ou de loin ces dernières années, et à tous ceux qui m'ont accompagné amis et proches sans oublier tous mes camarades de classe.

Mes sincères remerciements vont à M. Yao DZAMAYOVO qui a été comme un grand frère pour moi ici au Burkina Faso.

Enfin, je suis reconnaissant envers ma famille : ma mère, mon père, mon frère, tous mes oncles, cousins et cousines restés au Bénin et qui ont été une source constante d'encouragement, de soutien et de joie.

RESUME

Le nombre d'installation photovoltaïques est en constante croissance dans le monde. Cependant, comme tout processus industriel, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système voire à une indisponibilité. Afin de garantir une meilleure productivité et une bonne efficacité dans les interventions, nous avons été amenés à mettre en place un pilote de suivi sur une partie de la centrale solaire PV du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement. Ce pilote est capable de suivre la productivité de l'installation et d'identifier les éventuels problèmes ou défauts au niveau du champ. Pour y parvenir nous avons d'abord fait une étude bibliographique qui nous a permis de répertorier les différents systèmes de suivi qui existant déjà sur le marché PV et d'autre part de définir les paramètres PV pouvant aider au suivi de la productivité. La suite de notre travail a consisté à rassembler les cartes électroniques proposées par Sirea, à les configurer et à écrire le code de monitoring.

Mots clés : Système photovoltaïque, performance, disponibilité, supervision.

ABSTRACT

The number of photovoltaic installations is still increasing around the world. However, as any industrial process, various defects and kinks may occur at the photovoltaic system during its operation. Such problems will consequently lead to the decrease of the system performances and its unavailability. In order to ensure better productivity and good efficiency in maintenance operations, we have developed a pilot to monitor a part of the solar PV plant of Laboratory for Solar Energy and Energy Savings at 2iE. First, the literature review has lead us identify the different existing monitoring systems and the photovoltaic parameters to be taken into account for the PV yield monitoring. In the second step, we have assembled the electronic cards proposed by the company Sirea, and then we have configured them and written the monitoring code.

Keywords: Photovoltaic system, performance, availability, supervision.

Liste des Abréviations

ZiE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement.

AC : Courant alternatif.

AL : Disponibilité.

AIE : Agence Internationale de l'Energie.

CCREC : Centre Commun de Recherche Eau et Climat.

CCREHD : Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durables.

DC : Courant continu.

INES : Institut National de l'Energie Solaire.

I-V : Intensité – Tension.

kWc : Kilowatt crête.

LESEE : Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie.

Ls : Perte du système.

Lc : Perte par captation.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

MW : Mégawatt.

PV : Photovoltaïque.

PR : Indice de Performance.

PVPS: Photovoltaic Power System Program.

PVSAT: Photovoltaic System using Satellite Data.

SCS: Secure Control System.

SPYCE: Satellite Photovoltaic Yield Control and Evaluation.

STC : Condition de Test Standard.

Tc : Température du module.

Yr : Rendement de référence.

Yf : Rendement final.

Ya : Rendement du champ.

Liste des Figures

Figure 1: Synoptique d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau [2].	- 4 -
Figure 2: Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV [4].	- 6 -
Figure 3: Evolution des indices de performance annuels des 177 systèmes PV résidentiels installés pour le « 1000-Roofs Photovoltaic Programme » en Allemagne entre 1991 – 1994 [13].	- 8 -
Figure 4: Carte interne d'un data-logger copyright Fronius	- 9 -
Figure 5: Surveillance locale d'une installation copyright SMA Solar Technology AG	- 10 -
Figure 6: Surveillance d'un champ photovoltaïque et ou d'un système hybride (copyright: SMA Solar Technology).	- 11 -
Figure 7: Schéma de principe de PVSAT 2 (SPYCE) [14]	- 12 -
Figure 8: Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV	- 13 -
Figure 9: Caractéristiques I-V d'un champ PV en fonctionnement normal et défaillant.	- 15 -
Figure 13: Sondes de température Ref: RS-PT100	- 19 -
Figure 10: Transducteur DC Ref Solea-AD12	- 19 -
Figure 11: Transducteur AC Ref Solea-AJ42	- 19 -
Figure 12: Pyranomètre Ref-Splite 2	- 19 -
Figure 14: Vue du μ pilot	- 20 -
Figure 15: Pyranomètre sur le plan des modules	- 21 -
Figure 16: Sonde température ambiante.	Figure 17: Sonde température module.. - 21 -
Figure 18: Image du coffret DC.	Figure 19: Image du coffret AC. - 22 -
Figure 20: Alimentation stabilisée 24 Vcc.	- 22 -
Figure 21: Platine regroupant le μ pilot, le disjoncteur, la carte météo et les convertisseurs.	- 23 -
Figure 22: Page 1 de la supervision mise en place	- 27 -
Figure 23: Page 3 de la supervision mise en place	- 27 -
Figure 24: Page 3 de la supervision mise en place	- 28 -
Figure 25: Exemple de courbe de puissance des deux champs PV	- 29 -

Liste des Tableaux

Tableau 1: Principaux défauts et anomalies rencontrés sur une installation photovoltaïque.	- 4 -
Tableau 2: Différents types de défauts analysés par la méthode de la caractéristique I-V [4]	- 15 -
Tableau 3: Comparaison des différentes méthodes de détection localisation de défauts [4].	- 16 -
Tableau 4: Paramètres d'analyse de notre champ PV	- 24 -

Table des matières

I. Introduction	- 1 -
A. Contexte de l'Étude.....	- 1 -
B. Objectifs de l'étude.....	- 1 -
C. Présentation des structures d'accueil	- 2 -
1. Présentation de Sirea Afrique SA	- 2 -
2. Présentation du LESEE	- 2 -
II. Etat de l'art sur la supervision des installations photovoltaïques.....	- 3 -
A. Le système photovoltaïque et ses défauts.....	- 3 -
1. Description du système photovoltaïque	- 3 -
2. Les défauts dans un système solaire photovoltaïque	- 4 -
B. Productivité d'un système solaire photovoltaïque	- 5 -
1. L'indice de performance	- 5 -
2. La disponibilité d'un système PV	- 7 -
C. Les systèmes de surveillance et de supervision des champs photovoltaïques.....	- 8 -
1. Les systèmes de supervision de type commerciale :.....	- 8 -
a) L'enregistrement des données.....	- 9 -
b) La surveillance locale.....	- 10 -
c) La surveillance à distance	- 10 -
d) Surveillance par satellite	- 11 -
2. Systèmes de Diagnostiques proposés dans la littérature	- 12 -
a) Méthode de réflectométrie	- 12 -
b) Méthodes de l'Analyse de la puissance et de l'énergie produite	- 13 -
c) Méthodes de l'Analyse du point de fonctionnement	- 14 -
d) Méthode de l'Analyse de la caractéristique statique.....	- 15 -
D. Synthèse bibliographique	- 16 -
III. Matériels et Méthodes	- 17 -

A. Matériels	- 17 -
1. Le champ photovoltaïque	- 17 -
2. Capteurs et instrumentation	- 18 -
3. Description des équipements	- 19 -
4. Installation du matériel.....	- 20 -
B. Méthodes utilisées	- 23 -
IV. Conception de la supervision mise en place.....	- 26 -
A. Description du système	- 26 -
B. Test et expérimentation	- 29 -
V. Conclusions.....	- 30 -
VI. Recommandations - Perspectives	- 31 -
VII. Bibliographie	- 32 -
Annexe : Programme de récupération et calcul des données.....	- 35 -

I. INTRODUCTION

A. Contexte de l'Étude

La production d'électricité par voie solaire a connu une forte croissance ces dernières années dans le monde. Malgré une différence de prix considérable par rapport aux autres sources de production d'électricité (y compris l'éolien), le solaire intéresse les pays développés et les pays en voie de développement. En effet, l'électricité solaire photovoltaïque a connu en 2009 une croissance à deux chiffres. Près de 7300 MW de capacité de production d'électricité solaire photovoltaïque ont été installées dans le monde en 2009, soit une croissance de 20 % par rapport à 2008 [1]. Ce sont désormais 21000 MW de capacités solaires photovoltaïque qui sont installées sur la planète soit une production d'électricité à même de couvrir les besoins de 5,5 millions de foyers.

En Afrique subsaharienne des installations solaires de plusieurs Mégawatt ont été faites (5MW à Praia) et d'autres sont en projet (plus de 20 MW au Burkina). Or comme tous les autres processus industriels, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système voire à l'indisponibilité totale du système. Toutes ces conséquences défavorables vont réduire la productivité de l'installation, et donc le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal.

Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et localisation des défauts dans une installation PV, de réduire les coûts de maintenance, et surtout d'augmenter la productivité en augmentant le taux de disponibilité des installations tout en veillant à ce que leur rendement soit optimal ; tel est l'objectif que visent la société Sirea Afrique et le Laboratoire Énergie Solaire et Économie d'Énergie (LESEE) en mettant en place un projet dont le but est de tester et adapter pour une installation de 60 kWc des outils devant permettre de suivre et de sécuriser l'ensemble des composants constituant une centrale solaire PV.

B. Objectifs de l'étude

Notre stage de fin d'études qui s'inscrit dans ce projet a pour objectif la mise en place d'un pilote de suivi et de sécurité d'une centrale solaire PV de 60 kWc. Ce pilote doit être capable de détecter et localiser les défauts sur une installation PV. Ainsi, il sera possible de fournir aux utilisateurs d'énergie PV à la fois un service de supervision et de diagnostic des défauts de fonctionnement des installations en temps réel. Par exemple, on pourra être informé de l'état de salissure d'un string de

modules, de l'usure d'un connecteur ou d'une vis. La maintenance et l'entretien seront d'autant plus faciles et efficaces.

L'activité principale à mener pour atteindre l'objectif fixé est de concevoir et réaliser un prototype de supervision et de diagnostic de défauts capables de communiquer avec les composantes de l'installation. Les données seront collectées via des cartes électroniques et transducteurs de mesure puis analysées sur un ordinateur de supervision. Pour une bonne flexibilité de son utilisation, le prototype doit être le plus simple possible et indépendant de l'installation PV.

C. Présentation des structures d'accueil

1. Présentation de Sirea Afrique SA

Sirea Afrique SA est une succursale de l'entreprise française Sirea. Elle est installée au sein de la technopole de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) sur le site de kamboinsé (Burkina Faso). Elle entend développer des solutions technologiques (dans les métiers de l'eau, de l'énergie, de l'électricité, de l'automatisme, de l'environnement, des mines et carrières) adaptées aux réalités socio-économiques africaines.

2. Présentation du LESEE

Les activités de recherche à 2iE sont organisées autour de deux entités dites centres communs de recherche :

- Centre Commun de Recherche Eau et Climat (CCREC)
- Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durable (CCREHD)

Le Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) est l'un des laboratoires de 2iE.

Le LESEE a pour objectif de contribuer à l'innovation industrielle dans le domaine du solaire pour une production et une utilisation rationnelle et durable de l'énergie électrique, mécanique, et thermique en Afrique surtout en zones rurales et périurbaines.

Le LESEE est dirigé par Dr. Yao AZOUMAH. Son équipe actuelle se compose de trois enseignants-chercheurs permanents, 01 Post Doctorant, 04 Doctorants, 11 Ingénieurs de recherche, 01 assistant d'enseignement et de recherche, 01 technicienne de labo, 01 assistante administrative et 03 professeurs associés.

Le LESEE exerce ses activités à travers deux axes de recherche :

Axe 1 : Conversion de l'énergie solaire sous environnements chaud et rude

Cet axe se décompose en trois axes de recherche :

- Systèmes solaires photovoltaïques en milieu hostile,
- Centrales solaires à concentration (CSP) pour mini réseaux,
- Habitats solaires.

Axe 2 : Gestion optimale d'énergie durable : production, transport, distribution

Cet axe se décompose en deux sous axes de recherche :

- L'hybridation des systèmes énergétiques,
- L'interaction sources-réseau intelligents-utilisateurs.

Mon stage s'est déroulé au sein de la société Sirea Afrique et du LESEE du 15 Janvier 2013 au 28 Juin 2013.

II. ETAT DE L'ART SUR LA SUPERVISION DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

A. Le système photovoltaïque et ses défauts

1. Description du système photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe du rayonnement solaire en énergie électrique directement utilisable. Cette conversion d'énergie qui s'effectue par le biais d'une cellule photovoltaïque est basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Il consiste en la création d'une différence de potentiel aux bornes de la cellule PV lorsque celle-ci est exposée au rayonnement solaire. Le regroupement de plusieurs cellules forme un module photovoltaïque. Un système photovoltaïque est l'ensemble des composants permettant à partir du rayonnement solaire de fournir de l'énergie électrique. Il est composé d'un ou plusieurs champs ou sous-champs de modules et de tous les équipements se trouvant entre ce champ et la charge à alimenter. On distingue plusieurs types de systèmes PV. Les systèmes PV avec ou sans stockage par batteries raccordés ou non au réseau, et les systèmes PV hybrides avec ou sans stockage. Dans le cadre de notre étude nous nous intéresserons au système photovoltaïque connecté au réseau. Le synoptique d'un tel système PV est illustré sur la figure 1.

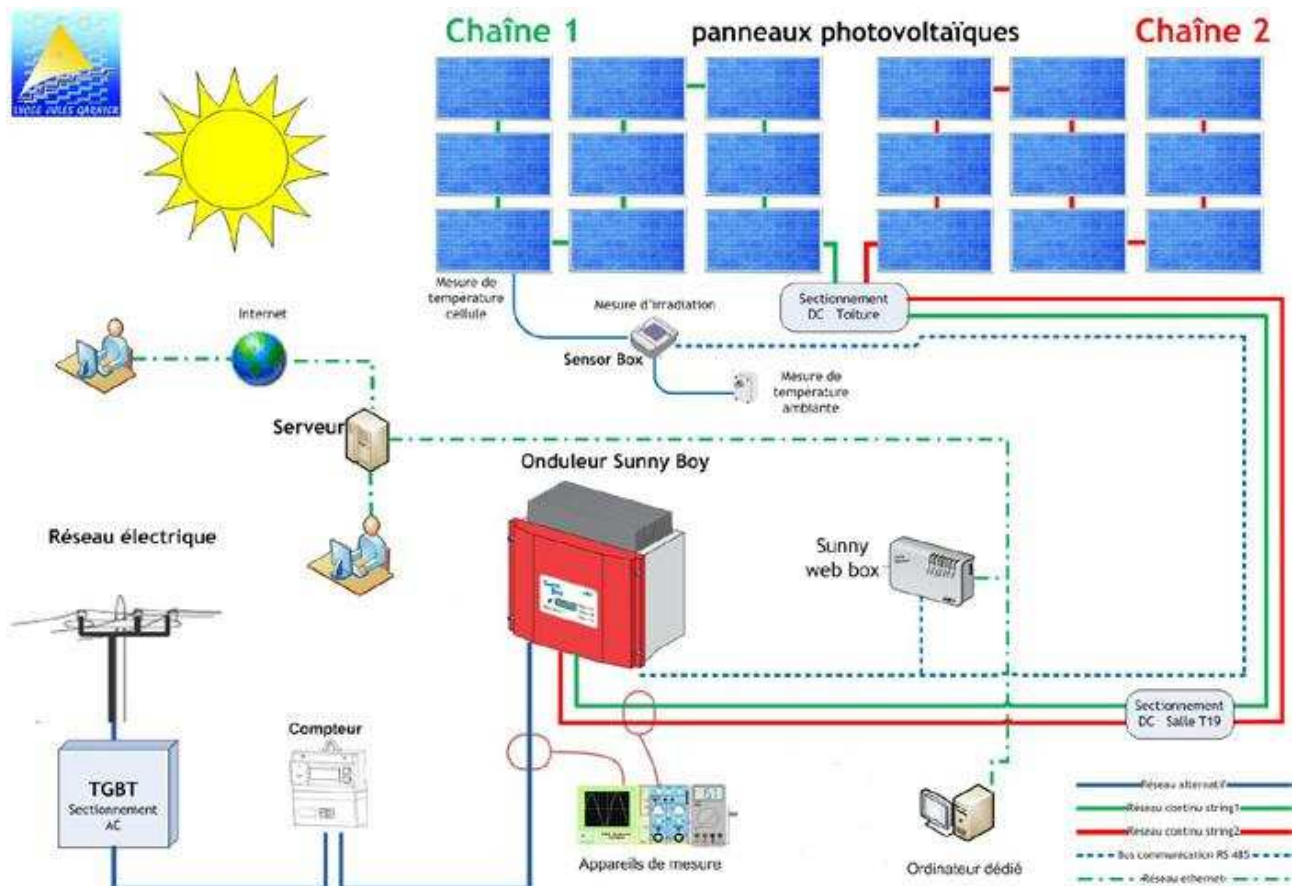


Figure 1: Synoptique d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau [2].

2. Les défauts dans un système solaire photovoltaïque

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anormales. Les défauts et les anomalies qui peuvent varier d'une installation dépendent de plusieurs facteurs parmi lesquels la technologie et la robustesse des modules PV, la conception et la réalisation de l'installation, les conditions climatiques, et l'environnement. Les principaux défauts et anomalies auxquels on est le plus souvent confronté sur les installations PV sont résumés dans le tableau 1 [4].

Tableau 1: Principaux défauts et anomalies rencontrés sur une installation photovoltaïque

Eléments du générateur PV	Origines de défauts et d'anomalies
Générateur PV	- Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, poussière, neige, etc. - Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules - Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules

	- Modules de performances différentes - Module arraché ou cassé - Modules court-circuités, modules inversés
Boîte de jonction	- Rupture du circuit électrique - Court-circuit - Destruction de la liaison - Corrosion des connexions
Câblage et connecteur	- Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais câblage (module inversé) - Corrosion des contacts - Rupture du circuit électrique
Diode de protection (diode bypass et diode anti retour)	- Destruction des diodes - Absence ou non fonctionnement de diodes - Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

B. Productivité d'un système solaire photovoltaïque

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation.

1. L'indice de performance

La performance d'un système PV détermine la capacité de la centrale à produire. Il ne quantifie pas une production annuelle, mais un rendement qui reflète l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Il existe plusieurs façons d'évaluer la performance d'un système PV. L'approche la plus simple repose sur « l'indice de performance » proposé par la directive européenne, document B [6], et la norme IEC 61724 [7]. La notion de l'indice de performance d'un système PV est illustrée sur la Figure 2.

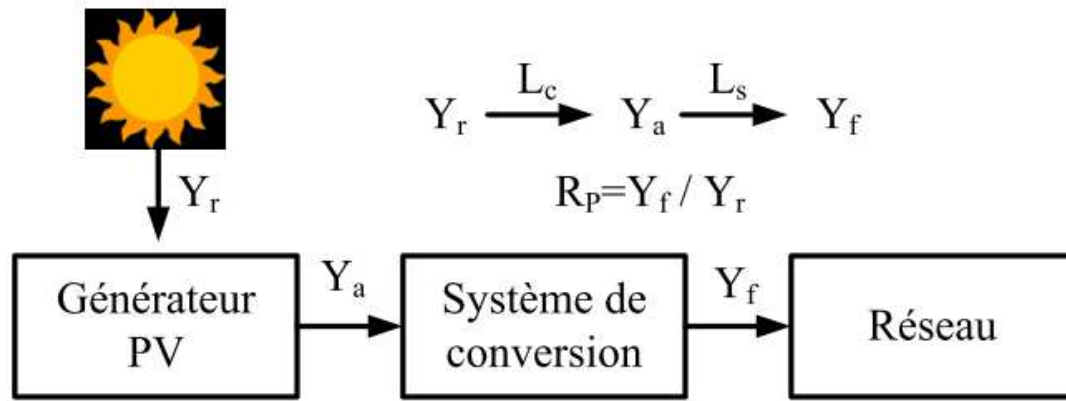


Figure 2: Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV [4].

L'indice de performance (PR) est le rapport entre le productible final (Y_f) et le productible de référence (Y_r) pour une période donnée (journalière, hebdomadaire, mensuelle ou annuelle). Le productible final (Y_f) est l'énergie de sortie par kWc du système PV installé pendant la période considérée. Le productible de référence (Y_r) est, quant à lui, l'énergie reçue du soleil par kWc du système PV installé pendant la même période considérée.

La performance d'un système PV est influencée par des pertes qui peuvent être classées en deux catégories :

- Pertes du système (L_s) avec $L_s = Y_f - Y_a$ (1)
- Et les pertes de captation du générateur PV (L_c). avec $L_c = Y_a - Y_r$ (2)

Les pertes du système (L_s) sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur. Elles se rapportent au rendement des dispositifs de conversion. Les pertes de captation du champ PV (L_c) se produisent principalement du côté DC de la chaîne de conversion PV et elles sont attribuées aux facteurs suivants [8] :

- Températures de fonctionnement élevées ;
- Absorption non optimale de l'ensoleillement ;
- Dispersion entre les modules formant le champ ;
- Extraction non optimale de la puissance produite par le champ ;
- Vieillessement des modules ;
- Pertes par effet joule due au câblage.

Les pertes décrites ci-dessus sont les pertes dites « normales ». Elles sont présentes dans tous les systèmes PV. En plus de ces pertes normales, les défauts et les défaillances des composants de la chaîne de conversion peuvent également affecter la performance du système PV. Elles entraînent une baisse de la production d'énergie, et dans le pire des cas, certaines défaillances peuvent conduire à l'indisponibilité totale du système. La valeur moyenne annuelle typique de l'indice de

performance pour une installation, en fonctionnement normal, varie entre 0,61 et 0,87 [9]. Une valeur inférieure à 0,61 signifie qu'il y a une perte supplémentaire provoquée par un défaut spécifique.

2. La disponibilité d'un système PV

La disponibilité d'un système PV rend compte de la capacité de ce dernier à fonctionner sans défaut. En clair, il se réfère au ratio entre la durée de la continuité de service de production d'énergie, même avec une performance moins optimale, et la période totale observée [5]. Le taux de disponibilité des systèmes PV récemment installés s'est amélioré grâce à une plus grande fiabilité des composants des installations. Selon les études menées par IEA PVPS portant sur l'analyse de la performance des installations PV opérationnelles dans de nombreux pays dans le monde entier, le taux de disponibilité annuel d'une installation PV bien surveillée peut atteindre 97% [10]. Il n'existe aucune statistique représentative sur la répartition des composants causant ces quelques pourcentages d'indisponibilité. Ceci est dû aux choix des composants de fiabilités différentes par les installateurs. Pourtant, il a été convenu que la défaillance de l'onduleur représente le plus grand pourcentage parmi les défaillances constatées (plus de 50%) [11, 12].

L'indisponibilité d'un système PV entraîne évidemment une perte de productivité. Par contre, un système PV disponible et ayant un défaut a des pertes supplémentaires, parce qu'il fonctionnera dans ce cas avec une performance moins optimale. Citons comme exemple, l'analyse de la performance des 177 installations PV faisant partie du programme 1000 toits en Allemagne [13]. La Figure 3 montre l'évolution des indices de performance annuels de ces installations. La moyenne annuelle de tous les systèmes PV varie entre 0,6 et 0,7. Par contre, la dispersion entre les indices de performance de chaque centrale de production (pour une année donnée) montre qu'il y a eu des problèmes spécifiques pour les installations avec les indices de performance les plus faibles.

Une inspection en détails sur les champs PV avec l'indice de performance inférieur à 0,6 a abouti à quatre raisons spécifiques de la baisse de productivité. Ce sont :

- La dispersion en termes de puissance des modules installés ;
- L'ombrage causé par des arbres et des bâtiments aux alentours ;
- La défaillance des composants de câblage et de protection ;
- La défaillance complète ou partielle de l'onduleur.

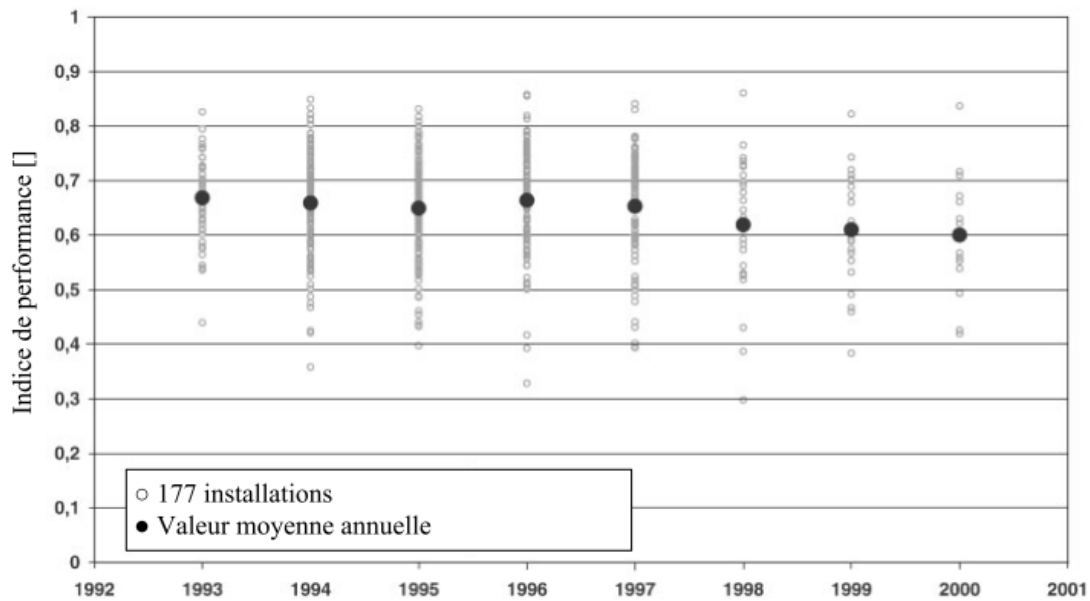


Figure 3: Evolution des indices de performance annuels des 177 systèmes PV résidentiels installés pour le « 1000-Roofs Photovoltaic Programme » en Allemagne entre 1991 – 1994 [13].

Afin de garantir la performance et la disponibilité des installations PV, des systèmes de supervisions sont mis en place, mais à l'heure actuelle ces systèmes ne permettent pas de faire à la fois la détection et la localisation des défauts et des anomalies. Nous allons présenter les systèmes de supervision et de surveillance qui existent actuellement ; ensuite nous nous focaliserons sur le système que nous voulons améliorer en y intégrant la fonction de détection et de localisation des défauts.

C. Les systèmes de surveillance et de supervision des champs photovoltaïques

Nous distinguons deux grands types de système de monitoring et de supervision des installations photovoltaïques à savoir les systèmes de supervisions de type commercial et les systèmes de supervisions proposés dans la littérature.

1. Les systèmes de supervision de type commercial :

Ces systèmes sont essentiellement intégrés aux onduleurs. On en distingue plusieurs types à savoir : l'enregistrement des données, la surveillance locale, la surveillance à distance et la surveillance satellitaire. Ils permettent de calculer la puissance fournie par les modules et l'énergie associée par l'intermédiaire de capteurs de tension et de courant.

a) L'enregistrement des données

Les données sont enregistrées et stockées dans la mémoire interne de l'onduleur ou dans des unités externes (data-logger). Différentes solutions sont disponibles sur le marché. Certains fabricants offrent aussi des fonctions additionnelles telles que l'augmentation supplémentaire de la mémoire ou des mises à jour. Les meilleurs data-loggers offrent des fonctions de surveillance comme par exemple l'enregistrement des différents paramètres météo du site et de l'installation, ce qui a pour avantage de donner au propriétaire de l'installation un aperçu détaillé du système. Les données généralement mesurées sont :

- L'irradiation sur la surface inclinée ;
- La température ambiante ;
- La température d'un module de référence ;
- La tension DC pour chaque onduleur ;
- La valeur du courant DC pour chaque onduleur ;
- La valeur du courant AC pour chaque onduleur ;
- La tension AC pour chaque onduleur ;
- La puissance du réseau ;
- La puissance transmise au réseau pour chaque onduleur.

Ces données sont récupérées localement en chargeant la mémoire de l'onduleur ou de la centrale d'acquisition (data-logger) à l'aide d'un ordinateur type PC sur lequel est installé un logiciel d'exploitation qui dépouille et traite les données. La figure 4 présente la carte d'un data-logger.

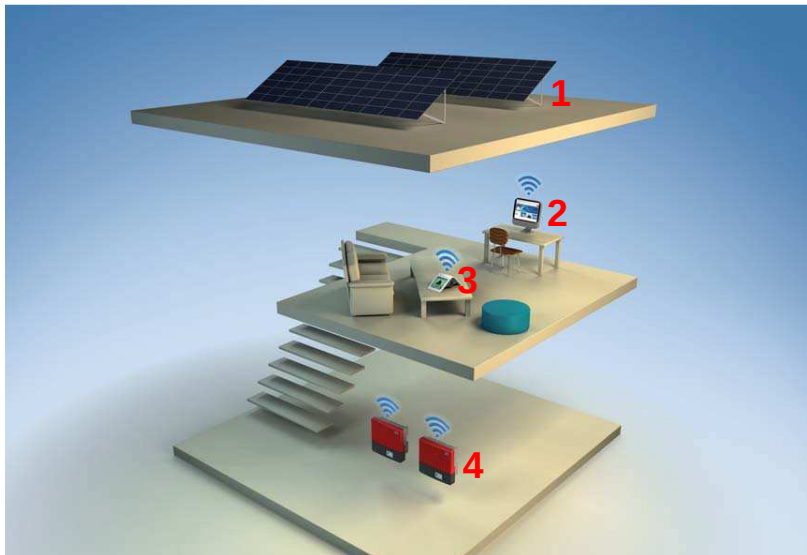


Figure 4: Carte interne d'un data-logger, copyright Fronius.

:

b) La surveillance locale

Ce type de surveillance est généralement complémentaire à l'enregistrement des données décrit ci-dessus. La différence ici c'est que l'on affiche les valeurs de l'onduleur sur un écran d'ordinateur de type PC ou un petit appareil (par exemple le sunny beam de SMA Solar Technology). La liaison entre l'onduleur et le PC se fait via une connexion RS232/RS485 ou par une liaison sans fil de type Bluetooth. La distance maximale entre l'ordinateur et l'onduleur est généralement de 50 mètres. Ce type de surveillance est actuellement mis en œuvre sur le champ PV installé sur le toit du LESEE.



- 1- Modules PV
- 2- Sunny Explorer
- 3- Sunny Beam
- 4- Onduleur

Figure 5: Surveillance locale d'une installation, copyright SMA Solar Technology AG.

c) La surveillance à distance

La surveillance à distance et la communication entre les onduleurs peuvent être réalisées soit avec une connexion sans fil (Bluetooth ou Wifi), soit par une interface RS485, ou par l'intermédiaire d'un réseau Ethernet. La distance maximum est de 1200 m. Ainsi, plusieurs onduleurs peuvent être connectés en chaîne et surveillés simultanément. Dans ce mode de surveillance, des grandeurs complémentaires aux mesures électriques sont ajoutées. Il s'agit de la température ambiante du site, la température des modules et l'ensoleillement. Ces données nécessitent des capteurs spécifiques (sonde de température et cellule de référence ou pyranomètre). Il convient, dans le cas où ces grandeurs sont nécessaires, de les traiter à l'aide d'un automate spécifique. Cet automate est relié à l'onduleur et centralise la totalité des données afin de les enregistrer et/ou de les envoyer sur un serveur. A partir de ces données, l'automate calcule l'énergie produite par le champ et le compare avec l'énergie théorique attendue. Lorsqu'il y a un grand écart, le système envoie des alertes et des messages d'états au centre de contrôle ou à l'utilisateur. La figure 6 montre un exemple de schéma de fonction de ce type de système.

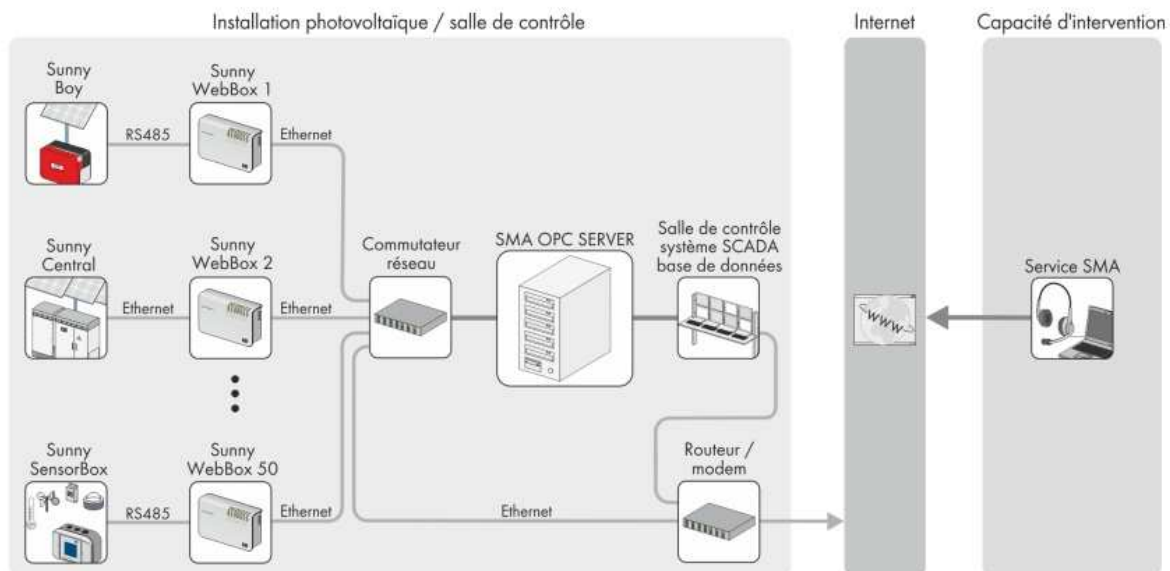


Figure 6: Surveillance d'un champ photovoltaïque et ou d'un système hybride, copyright: SMA Solar Technology).

L'une des difficultés rencontrées dans ce type de surveillance est la compatibilité du matériel à installer. Il faut noter que de nombreux constructeurs ont eu à développer ce type de système de supervision (Suivi PV et Secure Control System de Sirea, SunGuard de Aros solar technology, PV.GuarD de AEG Power Solution, Kerwin-iRio de Schneider Electric, etc....)

d) Surveillance par satellite

Le système permet de faire la corrélation entre la production d'une installation et les conditions météorologiques. Un satellite mesure l'ensoleillement émis sur le site et le compare avec la productivité du champ. Les informations sont mensuelles et lorsqu'un écart important apparaît, l'utilisateur est informé. Ensuite, une procédure nommée « Failure detection routine » est mise en route afin de détecter les causes de cet écart important. Le système phare de gestion par satellite est le SPYCE (Satellite Photovoltaic Yield Control and Evaluation). Il a été développé par des institutions de recherche européennes avec l'appui financier de la Commission de l'Union Européenne. Le principe de fonctionnement de SPYCE est présenté sur la figure 7.

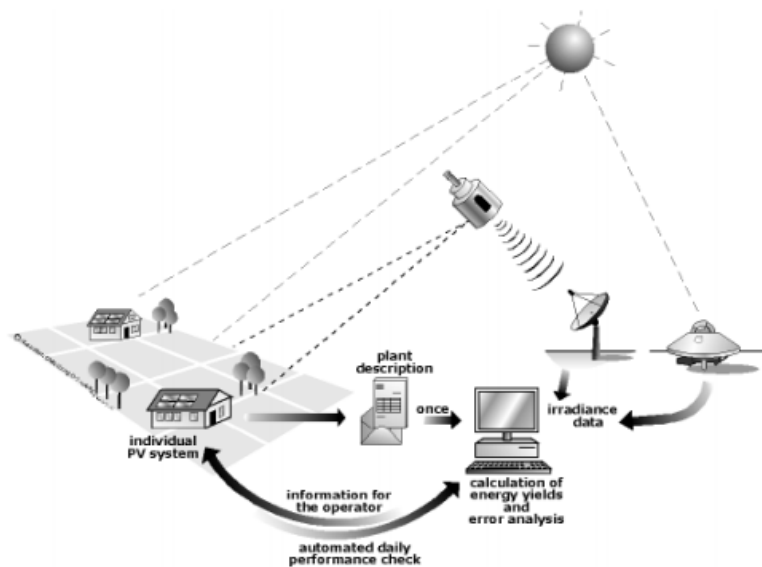


Figure 7: Schéma de principe de PVSAT 2 (SPYCE) [14]

L'avantage de ce système est qu'il fournit une analyse fiable et indépendante de la performance d'un système PV tout en utilisant en temps réel les données météo envoyées par le satellite. Il ne nécessite aucune installation de collecte de données ou de capteurs au sol.

Il faut noter que dans ce même registre, il existe des logiciels en ligne permettant d'estimer rapidement la production d'une installation PV. Ces logiciels sont des outils de simulation de la production d'un générateur PV connecté au réseau. On peut citer par exemple PVGIS développé dans le cadre d'un projet européen par le Joint Research Centre, le logiciel CALSOL développé par l'Institut National de l'Energie Solaire (INES). Ils sont tous les deux gratuitement accessibles en ligne. Ils existent également d'autres logiciels de ce type mais en version payante. Ce genre de service est une première étape intéressante vers une supervision précise de l'installation. Cependant, les solutions proposées montrent des limites car ne permettant pas de détecter et de localiser dans un bref délai l'apparition d'un défaut quelconque.

2. Systèmes de Diagnostiques proposés dans la littérature

De nombreuses méthodes de supervision ont été proposées pour détecter et localiser les défauts et anomalies dans une installation photovoltaïque. Nous essayerons de citer quelques-uns dans cette partie.

a) Méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode de diagnostic qui consiste à envoyer un signal dans le système ou le milieu à diagnostiquer. Ce signal se propage selon la loi de propagation du milieu étudié et lorsqu'il rencontre une discontinuité, une partie de son énergie est renvoyée vers le point

d'injection. L'analyse du signal réfléchi permet de déduire des informations sur le système ou le milieu considéré. Cette méthode a été appliquée pour détecter le défaut dans un string photovoltaïque [15, 16].

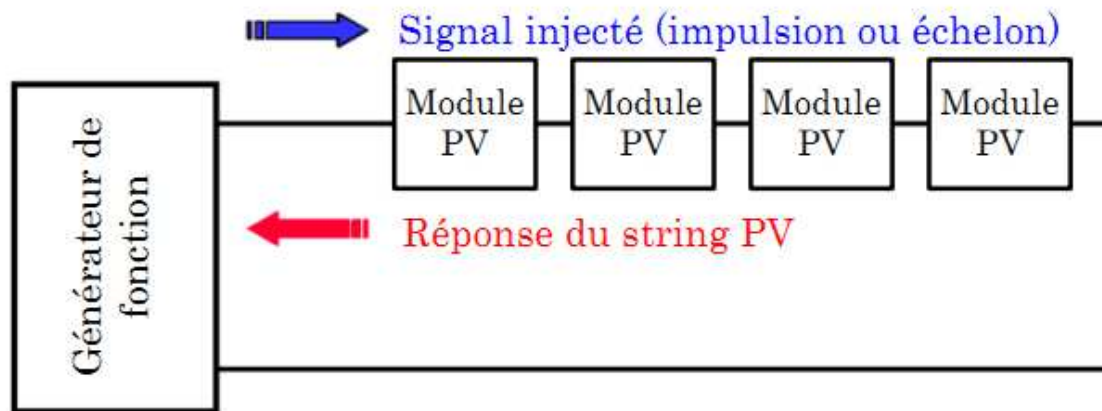


Figure 8: Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV.

Un signal de type d'échelon ou d'impulsion est injecté dans le string PV qui consiste en une série de modules connecté par des câbles. L'étude expérimentale menée par les auteurs des références [15, 16] a confirmé la possibilité de localiser la position de défaut de type « circuit ouvert », « court-circuit » et « augmentation d'impédance » dans le string.

b) Méthodes de l'Analyse de la puissance et de l'énergie produite

D'une manière similaire à la méthode utilisée par les onduleurs commerciaux, de nombreuses études dans la littérature reposent sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite par le champ PV pour faire la détection et la localisation de défauts éventuels. La puissance ou l'énergie produite (mesurée) est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut. Par contre, une meilleure localisation des défauts peut être accomplie grâce à une analyse plus approfondie des grandeurs mesurées. L'analyse consiste à générer des paramètres supplémentaires de la chute de la puissance ou de l'énergie produite telles que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes paramètres sont également prédéterminés pour les différents défauts considérés. Lors de leur comparaison, le défaut dont la valeur des paramètres considérés est la plus proche de celle déduite des grandeurs mesurées est considéré comme le défaut responsable de la chute.

Dans les travaux de Chao et al. [17], l'amplitude de la chute de la puissance produite a été évaluée. Selon l'amplitude de la chute et les conditions de fonctionnement correspondantes (ensoleillement et température), le nombre de strings et le nombre de modules par string ayant une défaillance peuvent être détectés.

Dans l'étude menée par les auteurs des références [18, 19], les paramètres supplémentaires de la chute de l'énergie ont été analysés. Ces paramètres sont l'amplitude, la durée et l'instant de la chute de l'énergie. Cette analyse permet de distinguer quatre familles de défauts :

- pertes constantes d'énergie qui peuvent être causées la dégradation, la salissure, un module ou un string défectueux,
- pertes variables d'énergie dues à l'ombrage, à une température élevée, un échauffement de l'onduleur, une limitation de puissance une erreur du MPPT ou de grosses pertes dues à de faible puissance,
- pertes totales causées par un onduleur défectueux ou une défaillance du système de contrôle,
- couverture par la neige.

Les travaux menés par Firth et al. [20] se fondent sur le même principe que le cas précédent. Par contre, différentes catégories de défauts ont été considérées. Ce sont :

- les défauts prolongés avec rendement nul dus à une défaillance des composants ou à un système déconnecté (longue durée),
- les défauts brefs avec rendement nul dus à une déconnexion temporaire de l'onduleur ou du système (courte durée),
- les défauts d'ombrage,
- les défauts avec rendement non nul et pas d'ombrage provenant d'une erreur de MPPT ou tous autres défauts.

c) Méthodes de l'Analyse du point de fonctionnement

Outre la comparaison de la puissance ou de l'énergie produite par l'installation et celle attendue, la comparaison du point de la puissance maximale produite (courant et tension correspondant à la puissance maximale) et celle attendue peut apporter plus d'informations sur l'état du système PV [21].

La comparaison entre les courants et entre les tensions donne deux couples de valeurs binaires (0 ou 1). Suivant la combinaison de ces deux couples, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Les quatre familles de problèmes sont les suivantes :

- modules défectueux dans un string,
- string défectueux,
- famille de défauts non discriminables dus à un ombrage, une erreur de MPPT ou de vieillissement
- fausses alarmes.

d) Méthode de l'Analyse de la caractéristique statique

Un champ photovoltaïque peut être décrit par sa caractéristique statique courant-tension (caractéristique I-V). La modification d'une telle caractéristique est possible lorsqu'il y a un changement au niveau du champ PV. Ce changement peut être la conséquence d'une modification des conditions de fonctionnement (ensoleillement et température) ou de l'apparition d'un ou de plusieurs défauts dans le champ. La Figure 9 montre l'allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant (ombrage sur des cellules) comparée à celle du même champ en fonctionnement normal.

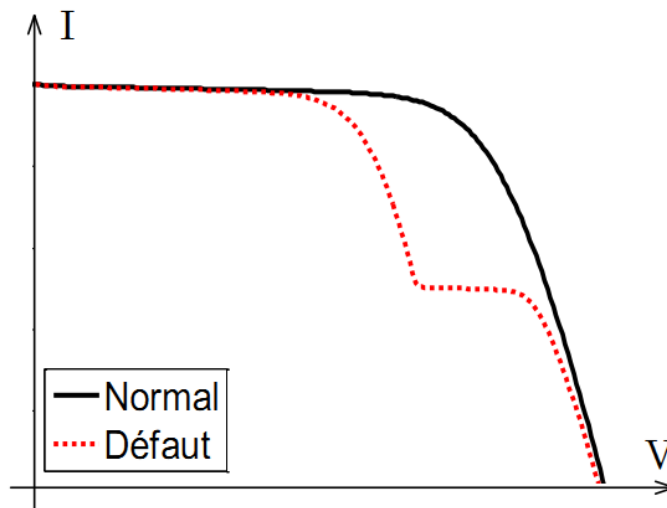


Figure 9: Caractéristiques I-V d'un champ PV en fonctionnement normal et défaillant.

La détection et la localisation de défauts peuvent être réalisées en exploitant les informations de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut). Ainsi,

- La dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) tout au long de la caractéristique permet de détecter le défaut d'ombrage dans un string ou dans un champ [22, 23].
- L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement aux

Conditions de Test Standard (STC), point de puissance maximale au STC) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement) [24].

Le Tableau 2 résume les différents travaux portant sur l'analyse de la performance d'un champ PV, via sa caractéristique I-V, face aux différents types de défauts.

Tableau 2: Différents types de défauts analysés par la méthode de la caractéristique I-V [4]

Défauts	Niveau du système	Référence
Augmentation de la résistance série	Module	[25]
Diminution de la résistance	Module	[26]

shunt		
Mismatch	Module	[27, 28]
	Champ	[29, 30]
Ombrage	Module	[31, 32, 33]
	String/Champ	[29, 30]
Connexion (court-circuit, circuit ouvert, courant de fuite)	Champ	[34]

D. Synthèse bibliographique

Au regard de ce qui a été développé dans les paragraphes précédents, nous avons fait ici un résumé succinct des différentes méthodes de supervision d'un champ photovoltaïque généralement utilisées. Cette synthèse est illustrée dans le Tableau 3.

Tableau 3: Comparaison des différentes méthodes de détection localisation de défauts [4]

Méthodes	Défauts	Mesures	Capacité de DLD	Online/offline	Finesse de diagnostic
Méthode de réflectométrie	- Circuit ouvert - Court-circuit - Augmentation de l'impédance de la connectique	Signal réfléchi	Loca.	Offline	String
Analyse de la puissance et de l'énergie	Familles de défauts non discriminables (voir paragraphe 2-b)	I_{AC} , V_{AC} , G, T	Détéc. Loca.	Online	Champ
Analyse du point de fonctionnement	- Modules défectueux - Strings défectueux - Défauts non discriminables entre (ombrage, vieillissement, erreur de MPPT) - Fausses alarmes	I_{AC} , V_{AC} , G, T	Détéc. Loca.	Online	Champ
Analyse de la caractéristique statique	Voir Tableau 2	I-V complète	Détéc. Loca.	Offline	Module String Champ

Abréviations : Détéc.=Détection ; Loca.=Localisation ; I_{AC} =Courant côté AC ; V_{AC} =Tension côté AC ; G=Ensoleillement ; T=Température ; DLD = détection Localisation des Défauts

La méthode de réflectométrie est limitée en nombre de défauts localisables (court-circuit, circuit ouvert, augmentation de l'impédance du câble/connectique). De plus, une telle intervention (injection du signal dans le string) nécessite une interruption du système et l'analyse du signal de retour nécessite également un traitement du signal bien sophistiqué.

La méthode reposant sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite offre la possibilité de détecter automatiquement la présence d'un défaut sans interrompre le système. Cependant, seule la famille de défauts peut être détectée. Il s'avère impossible de discriminer les défauts dans une même famille. En plus, une telle méthode s'applique uniquement à un champ PV et non à un string ou module.

L'analyse du point de fonctionnement offre un atout supplémentaire par rapport à l'analyse de la puissance ou de l'énergie produite. Grâce à cette analyse, il est possible d'identifier le niveau du système (module ou string) qui est en dysfonctionnement. Par contre, il est impossible d'identifier la nature des défauts apparus.

L'étude bibliographique a montré que de nombreuses études ont porté sur l'évaluation de l'impact des différents défauts par l'analyse de la caractéristique I-V résultante. Par contre, l'utilisation d'une telle caractéristique pour remonter à la nature des défauts n'est pas largement répandue. Deux raisons principales peuvent être citées comme barrière à l'application d'une telle méthode pour faire le diagnostic : la difficulté d'obtention en ligne de la caractéristique complète I-V et le manque d'une base de données pertinente sur les causalités défauts/caractéristiques I-V.

En se basant sur les résultats de la recherche bibliographique, nous avons constaté bien qu'il existe plusieurs systèmes de supervisions, mais tous n'ont pas les mêmes fonctions. Alors au cours de notre stage nous avons essayé de mettre en place un système de supervision en utilisant les outils développés par la société Sirea et en y ajoutant des options que les autres systèmes et logiciels de supervision décrits plus hauts n'ont pas. On peut citer entre autre la détection de la baisse de la production de l'installation PV due au dépôt de poussière sur la surface des modules. Cette option serait l'une des innovations apportée par notre système. Aussi il devra être capable d'identifier avec précision les défauts survenus au cours du fonctionnement de l'installation.

III. MATERIELS ET METHODES

A. Matériels

1. Le champ photovoltaïque

Pour notre travail, nous avons à notre disposition une installation photovoltaïque de 60kWc installée sur le toit du LESEE. Ce générateur est divisé en 8 sous champs constitués de différentes technologies de modules, à savoir les modules monocristallins, les modules polycristallins, les modules amorphes et les modules HIT. L'injection au réseau de l'énergie produite est faite par des onduleurs Sunny Tripower de SMA. Dans le cadre de cette étude, vu que tous les modules ne sont

pas encore câblés, et que nous en sommes encore à une phase d'expérimentation, nous avons décidé de travailler sur les technologies HIT et monocristallin avec des puissances totales de 5,64 kWc et de 5,76 kWc respectivement.

2. Capteurs et instrumentation

Afin de mettre en place un bon système de supervision d'un champ PV, le Joint Research Centre de la Commission de l'Union Européenne à travers l'Institut pour l'ingénierie des systèmes et l'informatique préconise la surveillance et l'enregistrement des données suivantes [35] :

- L'irradiation sur le plan des modules,
- La température ambiante,
- La température d'un module de référence,
- La tension DC pour chaque onduleur,
- La valeur du courant DC pour chaque onduleur,
- La valeur du courant AC pour chaque onduleur,
- La tension AC pour chaque onduleur,
- La puissance du réseau,
- La puissance transmise au réseau pour chaque onduleur.

Pour réaliser ces mesures, nous disposons des capteurs et transducteurs de mesures développés par la société Sirea. Ces capteurs et transducteurs de mesures sont : Transducteurs de mesures CE-AD12 pour la partie DC, transducteurs de mesures CE-AJ42 pour la parties AC. Ils ont permis de mesurer les paramètres électriques du système. Nous disposons également d'autres capteurs pour les paramètres météo : il s'agit des sondes de température de type PT100, et un pyranomètre Splitte 2 de la marque Kipp and Zonen. Toutes ces mesures ont été centralisées sur un automate de type μ pilot. Les logiciels μ ladder et μ view tous développés par Sirea nous ont permis de programmer l'automate.

3. Description des équipements



Figure 10: Transducteur DC Ref Solea-AD12.



Figure 11: Transducteur AC Ref Solea-AJ42.



Le pyranomètre : Il permet de mesurer l'ensoleillement sur le plan des modules. Nous disposons d'un pyranomètre de type Splite 2 du fabricant KIPP&ZONNEN.

Figure 12: Pyranomètre Ref-Splite 2.



Les sondes de températures : Ils permettent de mesurer la température ambiante et celle des modules PV. Nous disposons dans le cadre de notre travail de 3 sondes de température de type PT100 que l'on voit ici sur la figure 13.

Figure 13: Sondes de température Ref: RS-PT100.

Le μ pilot est un automate conçu et fabriqué par SIREA. Il comporte un grand nombre d'interfaces intégrées (entrées/sorties, communication, IHM). Le μ pilot est une solution performante et évolutive, programmable à distance. Le μ pilot utilise les langages ladder et C. Dans le cadre de mon stage le μ pilot est l'appareil qui a servi à gérer l'automatisation de notre processus qui sera développé dans la suite de ce rapport.



Figure 14: Vue du μ pilot

Le logiciel μ Ladder est l'atelier logiciel multi langages développé par SIREA. Il permet de mettre au point le suivi des applications. Facile et simple à utiliser, il contient toutes les fonctions nécessaires : références croisées, import/export de variables ou de programmes, visualisation dynamique. Il permet de programmer en langage ladder qui, à la base est un langage graphique très populaire auprès des automaticiens. Il ressemble aux schémas électriques, et est compréhensible par un très grand nombre d'intervenants dans l'industrie. Le logiciel μ ladder permet également de programmer en C. Ce langage C dit de « bas niveau », au sens où il a été conçu pour permettre une manipulation directe des instructions système, est le langage privilégié pour celui qui cherche à maîtriser totalement les pleines capacités du produit.

Le logiciel μ view est un logiciel de supervision. Il centralise l'acquisition des données (mesures, alarmes, retour d'états de fonctionnement) et des paramètres de commande des processus généralement confiés à des automates programmables. Ce logiciel assure la surveillance fonctionnelle d'un équipement et son pilotage à distance. Le logiciel μ view permet d'avoir les spécificités suivantes : synoptiques animés, variables illimitées, génération automatique des journaux et des courbes, diffusion d'alarmes par SMS et mails, rapports de diffusion, gestion des accès/profils utilisateurs, synchronisation avec serveurs distants, édition de scripts automatisés permettant une interaction avec les équipements du processus.

4. Installation du matériel

Afin de pouvoir mettre le système de supervision en place, il a fallu installer au préalable des capteurs de collecte de données. Dans cette partie nous allons exposer comment tous ces capteurs ont été mis en place sur l'installation. Dans un premier temps il y a eu l'installation des capteurs nécessaire sur la toiture. Il s'agit entre autre, d'un pyranomètre monté dans le même angle que les

modules photovoltaïques qui servira à mesurer l'irradiation (voir figure 15). Il a été raccordé une entrée analogique de l'automate.

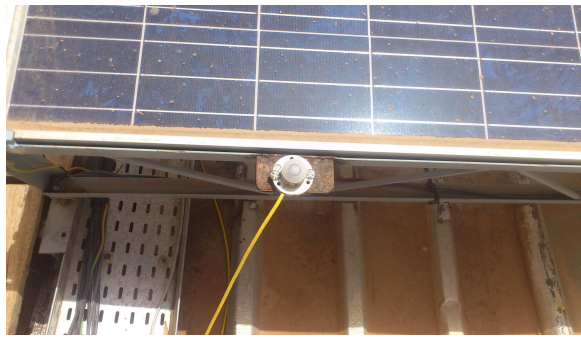


Figure 15: Pyranomètre sur le plan des modules

Ensuite trois sondes de température de type PT100, dont l'une munie d'un abri ont été installées. Celle munie d'abri est utilisée pour mesurer la température ambiante et les deux autres pour la mesure de la température de fonctionnement des modules au cours de la journée. Ces sondes sont ensuite raccordées à des convertisseurs (PT100/4-20 mA). Un aperçu de l'installation de ces sondes est montré sur les figures 16 et 17.



Figure 16: Sonde température ambiante.



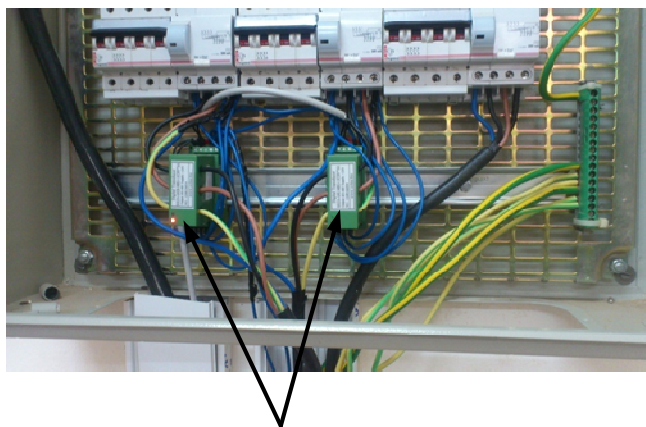
Figure 17: Sonde température module.

Dans un second temps, nous avons procédé à l'installation des transducteurs. Nous avons installé un transducteur courant continu dans chaque coffret DC et deux transducteurs courant alternatifs dans le coffret AC. Les figures 18 et 19 présentent respectivement les transducteurs DC et AC dans les coffrets.



Transducteur DC

Figure 18: Image du coffret DC.



Transducteurs AC

Figure 19: Image du coffret AC.

Les transducteurs sont reliés à l'automate par une liaison série RS485. Ils sont alimentés par une tension continue de 24 V délivrée par une alimentation stabilisée dont une image est présentée sur la figure 20.



Figure 20: Alimentation stabilisée 24 Vcc.

Enfin, pour protéger notre installation, nous avons installé un disjoncteur monophasé de 1 A. La figure 21 présente la platine qui regroupe tout le matériel ; elle est fixée sur le mur du local technique.

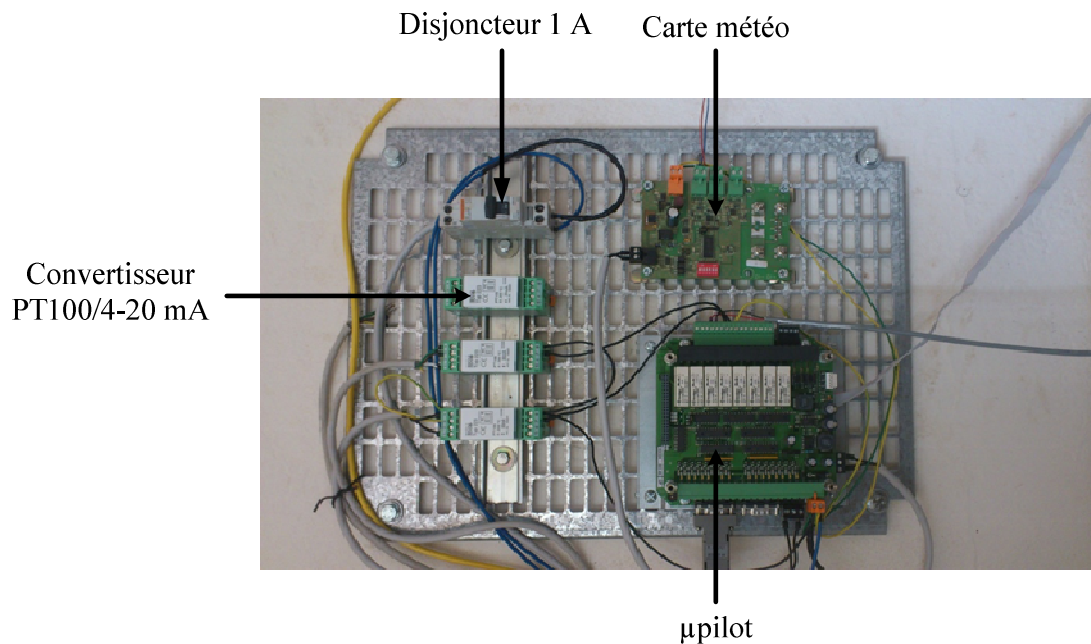


Figure 21: Platine regroupant le μ pilot, le disjoncteur, la carte météo et les convertisseurs.

B. Méthodes utilisées

Comme il a été spécifié dans les objectifs du présent travail, il s'agit de mettre en place un système de supervision générale de contrôle/sécurité d'un champ photovoltaïque qui sera capable de détecter et localiser avec précision les défauts et anomalies qui surviendront sur le champ PV.

Pour réaliser ce travail, nous avons opté pour les solutions de la société Sirea à travers ses logiciels de programmation et ses transducteurs de mesure. L'avantage des produits de Sirea est qu'ils sont complets et compatibles avec toute sorte d'onduleur et ils permettent d'avoir l'option contrôle commande. En effet, c'est une option très importante pour notre travail car il faut être capable d'isoler le système dès qu'un défaut survient, et d'intervenir en toute sécurité pour les travaux de maintenance de l'installation.

Nous avons vu dans la recherche bibliographique qu'il existe plusieurs méthodes de diagnostic des installations PV. Dans le cas de ce stage de fin d'études, nous allons opter pour les méthodes d'analyse de la puissance et de l'énergie produite, et celle de l'analyse du point de fonctionnement. Ces deux méthodes sont complémentaires et ont l'avantage de nous aider à détecter automatiquement les défauts.

Grâce à ces méthodes, nous allons pouvoir calculer les paramètres essentiels d'un système photovoltaïque que sont l'indice de performance (PR) et la disponibilité (AL). Ces deux paramètres ainsi que leurs influences sur un champ PV ont été décrits dans le paragraphe II.C. Les installations

bien entretenues ont un taux de disponibilité supérieur à 97% tandis que leur PR est compris entre 0,61 et 0,87.

L'enregistrement des données se fait sur une seconde. Avec notre logiciel μ view, nous pouvons faire ressortir les statistiques journalières, mensuelles et annuelles de l'installation que nous allons illustrer par des graphes et diagrammes en bandes. L'analyse de ces diagrammes nous permet de connaître l'état du système, et en cas de défaut d'envoyer des messages d'erreurs et de déclencher les alarmes.

Définition et méthode de calcul des paramètres d'analyse du système PV

Les pertes thermiques de captation (L_{CT}) : ce sont des pertes causées du fait de l'échauffement des modules.

Pertes diverses de captation du système (L_{CM}) : Ces pertes sont causées par un défaut de câblage, le défaut de diode dans le string, un faible ensoleillement, les ombrages partiels, dépôt de neige sur les panneaux, les erreurs de MPPT, etc.) Pour les systèmes connectés au réseau, la venue d'un défaut est responsable d'une forte augmentation de L_{CM} . Cette grandeur est un très bon indicateur pour le diagnostic des installations PV raccordées au réseau. Il permet de connaître les défauts du système [36].

Afin de calculer ces deux indicateurs, nous avons tenu compte du coefficient de perte de puissance due à l'échauffement des modules (k_T). Ce coefficient est responsable de la diminution de la puissance produite par le générateur par rapport à la puissance nominale de l'installation. Un générateur photovoltaïque de puissance nominale P_0 (dans les conditions de Test standard STC $G_0 = 1 \text{ kW/m}^2$ et $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$), avec une température de modules T_C et qui fonctionne dans sa plage de puissance maximale délivrera une puissance rectifiée de :

$$P_{0T} = P_0 * [1 - k_T(T_C - T_{STC})] \quad (3)$$

En prenant en compte la puissance rectifiée, nous calculons les paramètres d'analyses dont les formules sont listées dans le tableau 4. Il faut noter que les définitions du reste des paramètres décrits dans le tableau 4 ont été données dans le paragraphe II-B.

Tableau 4: Paramètres d'analyse de notre champ PV.

Thèmes de désignation	Symboles	Formules
Rendement de référence affecté du coefficient de perte de puissance due à la	Y_T	$Y_T = Y_r * [1 - k_T(T_C - T_{STC})] \quad (4)$

température		
Pertes par captation du système dues à la température	L_{CT}	$L_{CT} = Y_r - Y_T$ (5)
Pertes diverses par captation du système	L_{CM}	$L_{CM} = Y_T - Y_a$ (6)
Facteur de correction de la température	K_T	$K_T = Y_T/Y_r$ (7)
Facteur de correction du générateur	K_G	$K_G = Y_a/Y_T$ (8)
Rendement de l'onduleur	η_i	$\eta_i = Y_f/Y_a$ (9)
Puissance à la sortie du champ	E_{DC}	$E_{DC} = \int I_A * V_A * dt$ (10)
Rendement de référence	Y_r	$Y_r = \int G_i * dt / G_{STC}$ (11)
Rendement du champ	Y_a	$Y_a = E_{DC}/P_0$ (12)
Rendement final	Y_f	$Y_f = E_{AC}/P_0$ (13)
Indice de performance	PR	$PR = Y_f/Y_r$ (14)

Calcul de la disponibilité du champ PV :

La disponibilité du champ PV noté (AL) se calcule avec la formule suivante :

$$AL = \frac{\text{Prod réelle (kWh)}}{\text{Prod réelle} + \text{Prod perdue (kWh)}} \quad (15)$$

La production réelle du champ est égale à la somme des énergies actives produites au niveau de chaque onduleur et la production perdue se calcule grâce à la formule suivante :

$$\text{production perdue} = \frac{\text{Prod réelle}}{\frac{W_c}{W_k} - 1} \quad (16)$$

Avec W_c : Puissance crête du champ et W_k : Puissance crête perdue.

Tous ces paramètres seront calculés et programmés en Ladder avant d'être insérés dans l'automate. Quant au logiciel de supervision μ view, il sera installé sur un ordinateur, qui communiquera avec l'automate. En cas de dysfonctionnement de l'installation, l'opérateur verra afficher sur l'écran de l'ordinateur des messages d'alarmes.

IV. CONCEPTION DE LA SUPERVISION MISE EN PLACE

A. Description du système

Avant de faire une description du système de supervision mis en place, il convient de présenter d'abord le programme permettant de récupérer et de traiter toutes les données envoyées par les capteurs de mesure à l'automate. Le programme a été écrit avec le langage de programmation C et du langage à contact Ladder. Ce programme comporte trois parties essentielles. La première partie écrite en ladder présente les différentes étapes du grafctet général. La seconde partie écrite en langage C est structurée en trois parties. Chaque partie présente les actions effectuées au niveau de chaque étape du grafctet. Il s'agit des actions de lecture des transducteurs, de la conversion des données et enfin de l'écriture et du calcul des paramètres météo (ensoleillement, température) et des paramètres électriques du système. La dernière partie est celle de la déclaration des variables utilisées dans le programme. La description détaillée du programme est présentée en annexe. Il faut noter que le système général de supervision repose essentiellement sur les données envoyées par les capteurs de mesure.

Le système de supervision mis en place est composé de 3 pages. La première page présente les caractéristiques techniques de l'installation à savoir : La ville, la puissance installée, l'inclinaison l'orientation des modules et les caractéristiques techniques des modules installés, les types d'onduleurs et la date de mise en service de l'installation. La figure 22 présente un aperçu de cette page.



Figure 22: Page 1 de la supervision mise en place

La deuxième page dont un aperçu est montré sur la figure 23 présente à l'utilisateur le synoptique de l'installation. Il pourra visualiser en temps réelle la production de l'installation. Ainsi il lira sur les synoptiques représentant chaque technologie, la tension, l'intensité et la puissance tant sur la partie AC que sur la partie DC. Aussi, l'opérateur pourra connaître la température ambiante, les températures des modules et l'ensoleillement. Dans le cas où l'opérateur désirerait visualiser la courbe de l'ensoleillement il lui suffit de cliquer sur l'image jaune représentant le soleil.

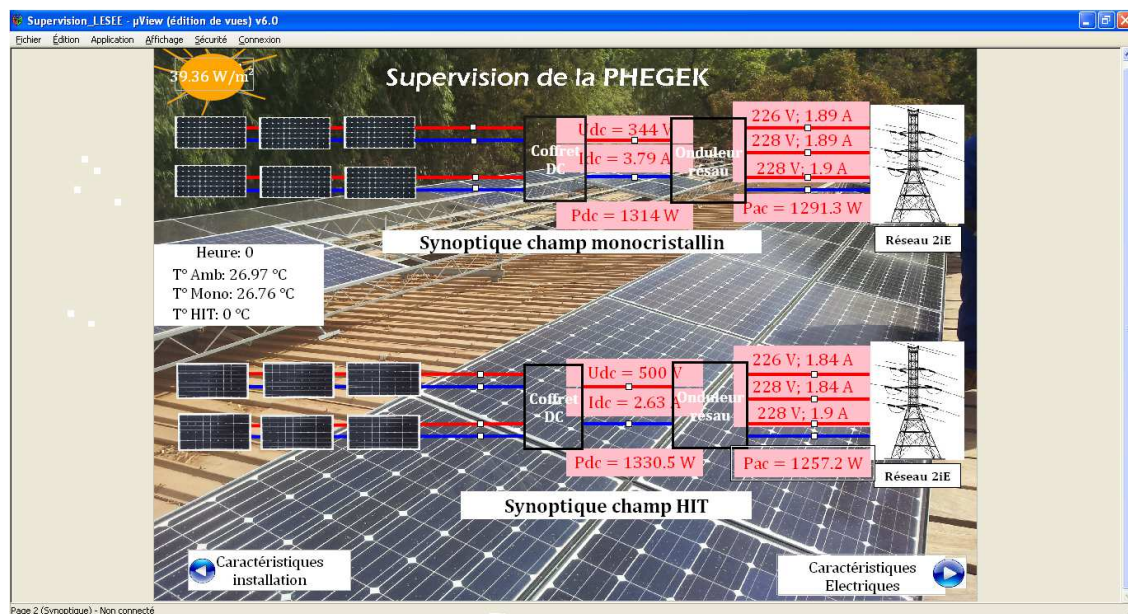


Figure 23: Page 3 de la supervision mise en place

La troisième page affiche les paramètres qui servent à l'analyse de la performance de l'installation. Ces paramètres sont ceux définis au paragraphe III-B. Sur cette même page, il est possible de

visualiser les courbes de l'évolution de ces paramètres tout juste en cliquant sur le paramètre que l'on désire observer. Il faut noter que tous ces paramètres sont calculés et enregistrés par le logiciel toutes les secondes. Aussi les caractéristiques électriques liées à la production de l'installation photovoltaïque ainsi que les paramètres météo du site sont enregistrés toutes les secondes et conservés sous format CSV. Cela nous permet d'être plus précis dans nos analyses. L'opérateur a la possibilité de les récupérer à la fin de la journée. Quant aux courbes, il pourra les exporter à tout moment à condition que l'ordinateur de la supervision soit connecté à l'automate et que le programme soit en cours d'exécution. La figure 24 présente un aperçu de la page 3. Le passage d'une page à l'autre se fait en cliquant sur l'onglet de direction présent au pied de chaque page.



Figure 24: Page 3 de la supervision mise en place

Pour mettre en œuvre notre système, il faut d'abord établir une communication entre l'ordinateur de supervision et le µpilote. Cette communication se fait par une liaison série RS-232. La distance maximale du câble assurant la connexion est de 15 mètres. Dans le cas où l'ordinateur n'a pas de port série, il faudra utiliser un adaptateur série RS232/USB. Lorsque la communication entre l'ordinateur et l'automate est établie, il ne reste plus qu'à démarrer l'application. Mais au préalable, il faut s'assurer que c'est le bon programme qui est chargé dans l'automate. Une fois cette étape franchie l'on peut commencer à se servir de l'application.

B. Test et expérimentation

Le système mis en place a été testé sur les deux sous-champs sélectionnés précédemment à savoir celui composé de la technologie de modules monocristallin et celui composé de la technologie de modules HIT.

Le système permet d'identifier les écarts entre la production théorique et la production réelle. Le journal des événements et celui des alarmes affichent le moment exact où cet écart a été constaté. L'opérateur peut visualiser sur une courbe la puissance moyenne horaire normalisée (P_a/P_0) avec $P_a = I_a \cdot V_a$ injectée sur le réseau en fonction de l'irradiation reçue sur le plan des modules. Ce graphique a pour but de permettre à l'opérateur de voir comment le système fonctionne dans sa plage de puissance maximale. Cette courbe révèle aussi des points de données anormales qui sont étudiées plus tard par le système. La figure 25 montre un exemple de courbes de puissance prises lors d'une des phases de test.



Figure 25: Exemple de courbe de puissance des deux champs PV

L'opérateur peut également visualiser sur un histogramme le tableau des rendements quotidiens de référence et rendement quotidien du champ superposé pour chaque jour du mois en cas de rapports mensuels, ou d'un graphique à barres montrant le tableau des rendements mensuels (Y_a , Y_f , Y_t) superposés pour chaque mois en cas de rapport annuel. Ce graphique montre clairement les pertes de captures quotidiennes du système dans le premier cas ou les pertes de captures mensuelles dans le second cas.

Les tests de mesure qui n'ont malheureusement pas pu être faits avec le pyranomètre installé sur le toit pour des raisons techniques, lors de la rédaction du présent mémoire, pourront être réalisés

avant la fin du stage. Les mesures expérimentales présentées ici ne donnent pas les valeurs réelles de l'ensoleillement, car elles ont été effectuées avec un pyranomètre de remplacement qui n'était pas sur le même plan que les modules PV.

V. CONCLUSIONS

Le stage effectué au sein du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) et de la société Sirea Afrique dans le cadre de mon mémoire de fin d'études m'a permis de mettre en place un système de supervision général des sous champs composés de technologies HIT et monocristallin. Au cours de ce stage plusieurs activités ont été menées à savoir : l'installation du matériel de monitoring, l'écriture du programme de récupération des données, la conception du pilote de suivi et les tests réalisés pour valider le pilote conçu.

Le pilote mis en place est composé de l'ensemble des programmes écrits en langage C et en langage à contact Ladder, ainsi que de tout le système d'instrumentation installé pour acquérir les données nécessaires à l'exécution des programmes. Le pilote de suivi permet de faire un suivi quotidien de la productivité de l'installation. Une comparaison entre l'énergie théorique attendue et l'énergie produite par le champ PV est faite. En cas d'écart majeur observé sur une longue durée, le système détecte une baisse de production causée par d'éventuels défauts ou anomalies. L'opérateur est alors informé de ces défauts en lisant le journal des alarmes ou celui des événements ou en recevant des messages ou des mails. La mise en place de ce système permettra de garantir la disponibilité de l'installation.

En somme, ce stage nous a permis de bien comprendre le fonctionnement des systèmes de production d'électricité par voie solaire photovoltaïque, d'évaluer leurs performances et aussi de comprendre comment détecter les défauts et anomalies susceptibles de se produire au cours de leurs fonctionnements.

VI. RECOMMANDATIONS - PERSPECTIVES

Afin de permettre au système de bien identifier et localiser les défauts au cours du fonctionnement de l'installation photovoltaïque, il faudra modifier le code source du logiciel μ view de Sirea en y introduisant l'outil « lsqnonlin » de Matlab. Cet outil nous permettra d'identifier les paramètres d'une cellule à partir de l'équation traduisant sa caractéristique I-V.

$$I = I_{PH} - I_0 * \left[\exp\left(\frac{V + R_s * I}{n * V_t}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s * I}{R_{sh}} \right) \quad (17)$$

Ainsi l'on pourra simuler la caractéristique intensité-tension en temps réel et déterminer les rendements produits par le champ PV. La comparaison entre les rendements obtenus par simulation et ceux mesurés sur le champ permettra de détecter avec précision certains types de défauts à savoir : les modules défectueux dans un string, les fausses alarmes, les strings défectueux, les ombrages partiels et le vieillissement des modules. Un algorithme a été écrit à cet effet par S. Silvestre et A. Chouder du département du Génie électronique de l'Université Polytechnique de Catalogne.

VII.BIBLIOGRAPHIE

Sites internet

- [1] Le soleil photovoltaïque dans le monde -2013-02 <http://energeia.voila.net/index2.html>
- [2] <http://www.ac-noumea.nc/jules-garnier/phyapp/solaire/?page=3>.

Ouvrages et articles

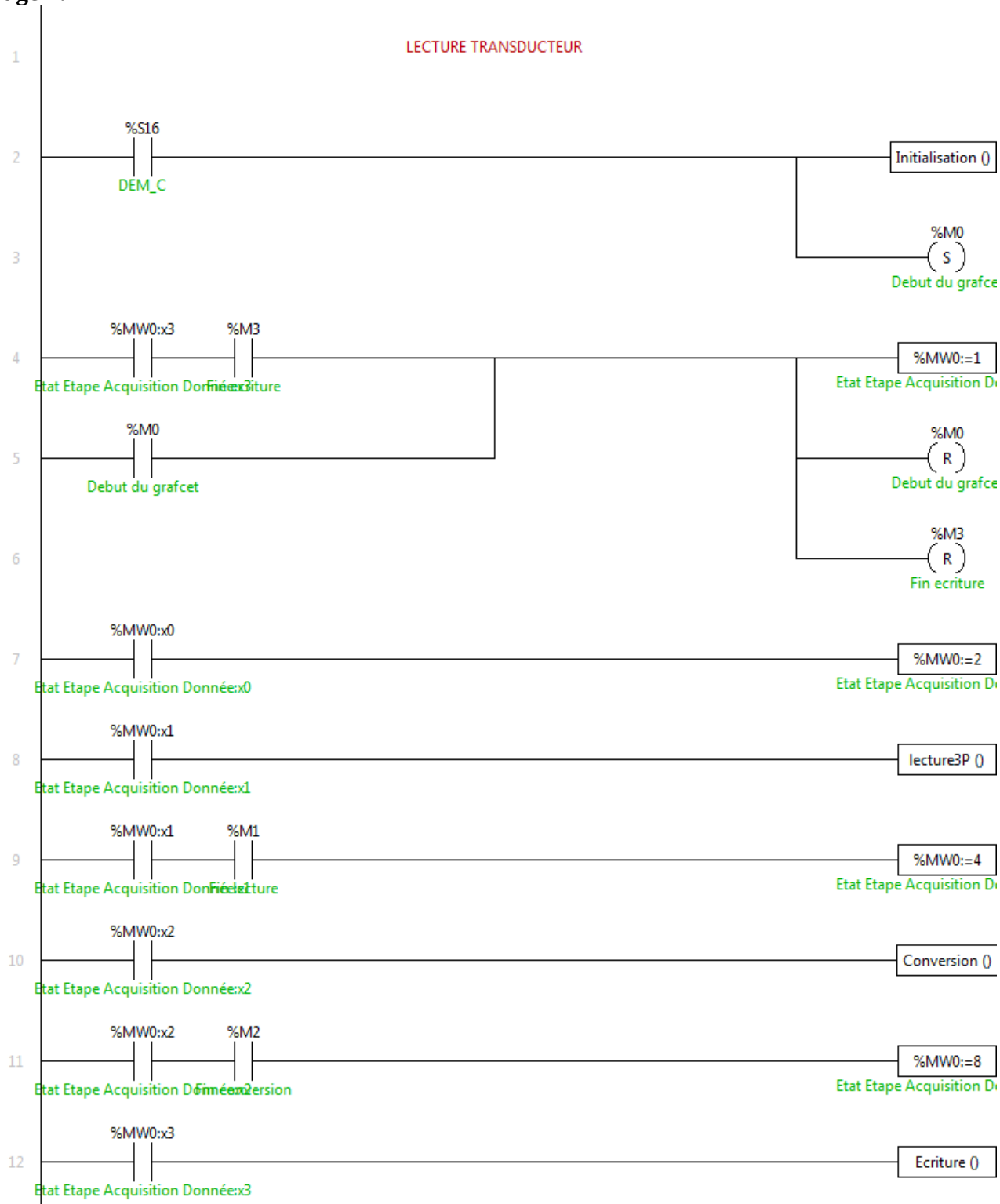
- [3] PVPS, « Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems, » Report IEA PVPS T5-01, 1998.
- [4] Long BUN, « Détection et Localisation de défaut de Défauts pour un système PV » Thèse de Doctorat, Université de Grenoble spécialité génie électrique, 2011.
- [5] GIMELEC, « Guide des bonnes pratiques, réussir votre installation photovoltaïque avec les professionnels du secteur électrique. » GIMELEC, 2010.
- [6] CEC, « Guidelines for Assessment of Photovoltaic Plants, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data » Commission of the European Communities, 1997.
- [7] IEC, Photovoltaic System Performance Monitoring- Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis, in International Standard IEC 61724, ed 1998.
- [8] T. NORDMANN, « Performance of PV systems under real conditions, » in European workshop on life cycle analysis and recycling of solar modules, the waste challenge, Brussels, 2004.
- [9] PVPS, « Analysis of Photovoltaic Systems, » Report IEA-PVPS T2-01, 2000.
- [10] U. Janh, "Analysis of Photovoltaic Systems," Report IEA-PVPS T2-01, 2000.
- [11] L. Clavadetscher and T. Nordmann, "Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies," Report IEA-PVPS T2-06, 2007.
- [12] B. Hibberd, "PV Reliability & Performance-A project Developers Experience," in Photovoltaic Module Reliability Workshop (NREL), Colorado, USA, 2011.
- [13] U. Jahn and W. Nasse, "Operational Performance of Grid-connected PV Systems on Buildings in Germany," Progress in Photovoltaic: Research and Applications, vol. 12, pp. 441 - 448, 2004

- [14] A. Drews "Remote performance check and automated failure identification for grid-connected PV systems – results and experiences from the test phase within the PVSAT-2 project": Solar Energy, 2006.
- [15] L. Schirone and F. P. Califano, "Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry," in Photovoltaic Energy Conversion, 1994, Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994, pp. 846-849.
- [16] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, et al., "Experimental studies of fault location in PV module strings," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 93, pp. 1079-1082, 2009
- [17] K.-H. Chao, S.-H. Ho and M.-H. Wang, "Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system," Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 97-105, 2008.
- [18] A. Drews, A. C. de Keizer, H. G. Beyer, E. Lorenz, J. Betcke, et al., "Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations," Solar Energy, vol. 81, pp. 548-564, 2007
- [19] S. Stettler, P. Toggweiler, E. Wiemken, W. Heydenreich, A. C. de Keizer, et al., "Failure detection routine for grid-connected PV systems as part of the PVSAT-2 project," in Proceedings of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition, Barcelona, Spain, 2005, pp. 2490–2493
- [20] S. K. Firth, K. J. Lomas and S. J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," Solar Energy, vol. 84, pp. 624-635, 2010.
- [21] A. Chouder and S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis," Energy Conversion and Management, vol. 51, pp. 1929-1937, 2010.
- [22] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno and K. Naito, "A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray," presented at the Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE 2002.
- [23] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura and H. Ohno, "Diagnosis of a Power Output Lowering of PV Array with a $(-dI/dV)$ -V Characteristic " presented at the Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Waikoloa, HI, 2006.
- [24] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation" in Industrial Electronics, 2008. IECON 2008, 34th Annual Conference of IEEE Orlando, FL 2008, pp. 2195 - 2199
- [25] E. E. Van Dyk and E. L. Meyer, "Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules," Renewable Energy, vol. 29, pp. 333-344, 2004.

- [26] E. L. Meyer and E. Ernest van Dyk, "The effect of reduced shunt resistance and shading on photovoltaic module performance" in Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE 2005, pp. 1331 - 1334.
- [27] M. C. Alonso-García and J. M. Ruíz, "Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 90, pp. 1105-1120, 2006
- [28] K. Wilson, D. D. Ceuster and R. A. Sinton, "Measuring the Effect of Cell Mismatch on Module Output" in Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, 2006, pp. 916 - 919
- [29] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays," Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 18, pp. 127-134, 2003
- [30] H. Patel and V. Agarwal, "MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," IEEE Transaction on energy conversion, vol. 23, 2008
- [31] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz and F. Chenlo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 90, pp. 329-340, 2006.
- [32] H. Kawamura, K. Naka, N. Yonekura, S. Yamanaka, H. Kawamura, et al., "Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 75, pp. 613-621, 2003.
- [33] S. Silvestre and A. Chouder, "Effects of shadowing on photovoltaic module performance," progress in photovoltaic research and application, vol. 16, 2008
- [34] D. Stellbogen, "Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields," in Photovoltaic Specialists Conference, 1993.

Annexe : Programme de récupération et calcul des données

Page 1:



global:

```
int Cpt_erreur1;  
int Cpt_erreur2;
```

timer:

ihm:

lecture3P:

```
switch (%MW300)  
{  
    // Etape initiale  
    case 0:  
        Cpt_erreur1 = 0;  
        Cpt_erreur2 = 0;  
        %MW300 := 1;    // Passage à l'etape 1  
        break;  
  
    // Etape 1 envoi lecture esclave 1 transducteur courant  
    continu pour le champ mono cristallin  
  
    case 1:  
        %MW301 := 205;    //adresse dans la mémoire du maître  
        %MW302 := 3;    //nombre de mots à lire  
        %MW303 := 16;    //adresse dans la mémoire de l'esclave  
        %MW304 := 1;    //numéro de l'esclave  
  
        if ( (RES_COM1 == 0) || (RES_COM1 >= 240))  
        {MBUS_lire_mots(1, %MW304, %MW301, %MW302, %MW303);  
        %MW300 := 2;  
        }  
        break;  
  
    //Etape 2 test de communication  
    case 2:  
        if (RES_COM1 == 0) { Cpt_erreur1 = 0; %MW305 := 100;  
%MW300 := 3;}  
        if (RES_COM1 >= 240) { Cpt_erreur1 = Cpt_erreur1+1;  
%MW305 := 100; %MW300 := 3;}  
        break;  
  
    //Etape 3 pause entre trames  
    case 3:  
        if (%MW305 > 0) {%MW305 := %MW305 - 1;}  
        //Si fin de tempo alors continue à l'étape 4  
        if (%MW305 == 0) { %MW300 := 4;}  
        break;  
  
    //Etape 4 passage au capteur suivant transducteur courant  
    continu pour le champ HIT  
    case 4:  
        %MW301 := 210;    //adresse dans la mémoire du maître  
        %MW302 := 3;    //nombre de mots à lire
```

```
%MW303 := 16; //adresse dans la mémoire de l'esclave
%MW304 := 2; //numéro de l'esclave

    if ( (RES_COM1 == 0) || (RES_COM1 >= 240) )
{MBUS_lire_mots(1, %MW304, %MW301, %MW302, %MW303);
  %MW300 := 5;
}
break;

//Etape 5 test de communication
case 5:
    if (RES_COM1 == 0) { Cpt_erreur1 = 0; %MW305 := 100;
%MW300 := 6; }
    if (RES_COM1 >= 240) { Cpt_erreur1 = Cpt_erreur1+1;
%MW305 := 100; %MW300 := 6; }
    break;

//Etape 6 pause entre trames
case 6:
    //Si fin de tempo alors continue à l'étape 7
    if (%MW305 > 0) { %MW305 := %MW305 - 1; }
    if (%MW305 == 0) { %MW300 := 7; }
    break;

// Etape 7 envoi lecture esclave 1 transducteur AC pour le champ
mono cristallin

case 7:
    %MW301 := 216; //adresse dans la mémoire du maître
    %MW302 := 12; //nombre de mots à lire
    %MW303 := 16; //adresse dans la mémoire de l'esclave
    %MW304 := 1; //numéro de l'esclave

    if ( (RES_COM4 == 0) || (RES_COM4 >= 240) )
    {MBUS_lire_mots(4, %MW304, %MW301, %MW302, %MW303);
    %MW300 := 8;
    }
    break;

//Etape 8 test de communication
case 8:
    if (RES_COM4 == 0) { Cpt_erreur2 = 0; %MW305 := 100;
%MW300 := 9; }
    if (RES_COM4 >= 240) { Cpt_erreur2 = Cpt_erreur2+1;
%MW305 := 100; %MW300 := 9; }
    break;

//Etape 9 pause entre trames
case 9:
    //Si fin de tempo alors continue à l'étape 10
    if (%MW305 > 0) { %MW305 := %MW305 - 1; }
    if (%MW305 == 0) { %MW300 := 10; }
    break;

// Etape 10 envoi lecture esclave 2 transducteur AC pour le
```

champ HIT

```
case 10:
    %MW301 := 230;    //adresse dans la mémoire du maître
    %MW302 := 12;    //nombre de mots à lire
    %MW303 := 16;    //adresse dans la mémoire de l'esclave
    %MW304 := 2;     //numéro de l'esclave

    if ( (RES_COM4 == 0) || (RES_COM4 >= 240) )
    { MBUS_lire_mots(4, %MW304, %MW301, %MW302, %MW303);
      %MW300 := 11;
    }
    break;

//Etape 11 test de communication
case 11:
    if (RES_COM4 == 0) { Cpt_erreur2 = 0; %MW305 := 100;
%MW300 := 12;}
    if (RES_COM4 >= 240) { Cpt_erreur2 = Cpt_erreur2+1;
%MW305 := 100; %MW300 := 12;}
    break;

//Etape 12 pause entre trames
case 12:
    //Si fin de tempo alors continue à l'étape 0
    if (%MW305 > 0) {%MW305 := %MW305 - 1;}
    if (%MW305 == 0) {%MW300 := 0;}
    break;
}

%M1 :=1;
```

Conversion:

```
long lTensionNom, lCourantNom;
long lTensionABrut, lCourantABrut, lTensionBBrut, lCourantBBrut,
lTensionCBrut, lCourantCBrut, lCosPhiBrut, lFreqBrut;
long lPuissanceBrut, lPReactivBrut;
long lTensionNom, lCourantNom;
long lTensionBrut, lCourantBrut;
long lPuissanceBrut;

lTensionNom=230;
lCourantNom=16;

lTensionNom=1000;
lCourantNom=15;

//Conversion des données brutes du transducteur DC Mono

lTensionBrut=%MW205*10.0;    /*tension DC doit etre diviser par
100 en ecriture*/

%MD150:=lTensionBrut;
```

```
lcurrentBrut=%MW206*0.15; /*current doit être
diviser par 100 en ecriture*/

%MD151:= lcurrentBrut;

lpuissanceBrut=%MW207; /*P doit être
multiplier par 1.5 en ecriture*/

%MD152:=lpuissanceBrut;

//Conversion des données brutes du transducteur DC HIT

ltensionBrut=%MW210*10.0; /*tension DC doit
etre diviser par 100 en ecriture*/

%MD155:=ltensionBrut;

lcurrentBrut=%MW211*0.15; /*current doit être
diviser par 100 en ecriture*/

%MD156:= lcurrentBrut;

lpuissanceBrut=%MW212; /*P doit être
multiplier par 1.5 en ecriture*/

%MD157:=lpuissanceBrut;

//Conversion des données brutes du transducteur AC Mono

lTensionABrut=%MW216*2.3; /*tension Phase A
doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD166:=lTensionABrut;

lCourantABrut=%MW217*0.16; /*current Phase A doit
etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD167:= lCourantABrut;

lTensionBBrut=%MW218*2.3; /*tension Phase B
doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD168:=lTensionBBrut;

lCourantBBrut=%MW219*0.16; /*current Phase B doit
etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD169:= lCourantBBrut;

lTensionCBrut=%MW220*2.3; /*tension Phase
C doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD170:=lTensionCBrut;

lCourantCBrut=%MW221*0.16; /*current Phase C
doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD171:= lCourantCBrut;
```

```
lPuissanceBrut=%MW222; /*P doit être
multiplier par 1.104 en ecriture*/
%MD172 := lPuissanceBrut;

lPreactivBrut=%MW223; /*Q doit être diviser
par 1.104 en ecriture*/
%MD173 := lPreactivBrut;

lCosPhiBrut=%MW224*0.01; /*FP doit être
diviser par 100 en ecriture*/
%MD174:= lCosPhiBrut;

lFreqBrut=%MW225*0.1; /*fréquence doit être
diviser par 100 en ecriture*/
%MD175:=lFreqBrut;

// Conversion des données brutes du transducteur AC HIT

lTensionABrut=%MW230*2.3; /*tension Phase A
doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD266:=lTensionABrut;

lCourantABrut=%MW231*0.16; /*courant Phase A doit
etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD267:= lCourantABrut;

lTensionBBrut=%MW232*2.3; /*tension Phase B
doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD268:=lTensionBBrut;

lCourantBBrut=%MW233*0.16; /*courant Phase B doit
etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD269:= lCourantBBrut;

lTensionCBrut=%MW234*2.3; /*tension Phase
C doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD270:=lTensionCBrut;

lCourantCBrut=%MW235*0.16; /*courant Phase C
doit etre diviser par 100 en ecriture*/
%MD271:=lCourantCBrut;

lPuissanceBrut=%MW236; /*P doit être
multiplier par 1.104 en ecriture*/
%MD272:=lPuissanceBrut;

lPreactivBrut=%MW237; /*Q doit être diviser
par 1.104 en ecriture*/
%MD273:=lPreactivBrut;

lCosPhiBrut=%MW238*0.01; /*FP doit être
diviser par 100 en ecriture*/
%MD274:= lCosPhiBrut;
```

```
lFreqBrut=%MW239*0.1; /*fréquence doit être  
diviser par 100 en ecriture*/  
%MD275:=lFreqBrut;
```

```
%M2:=1;%M1:=0;
```

Ecriture:

```
float fTensionAB, fTensionAC, fTensionBC;  
float fTensionA, fTensionB, fTensionC;  
float fCourantA, fCourantB, fCourantC;  
float fCosPhi, fFreq;  
float fPuissance, fPReactiv, fpuissanceDC, fpuissanceAC;  
float ftension;  
float fcourant;  
float fpuissance, fPoT_mono, fPoT_HIT;  
float ftemp;  
float max, min;  
float a;
```

```
//Ecriture des valeurs électriques réelles du transducteur DC du  
champ Monocristallin
```

```
ftension=%MD150/100; /*tension Phase A */  
%MF13:=ftension;
```

```
fcourant=%MD151*0.01; /*courant Phase A*/  
%MF14:= fcourant;
```

```
fpuissance=%MD152*1.5; /*P */  
%MF15:=fpuissance;
```

```
fpuissanceDC = %MF14*%MF13;  
%MF16 := fpuissanceDC;
```

```
//Ecriture des valeurs électriques réelles du transducteur DC du  
champ HIT
```

```
ftension=%MD155/100; /*tension Phase A */  
%MF34:=ftension;
```

```
fcourant=%MD156*0.01; /*courant Phase A*/  
%MF35:= fcourant;
```

```
fpuissance=%MD157*1.5; /*P */  
%MF36:=fpuissance;
```

```
fpuissanceDC = %MF35*%MF34;  
%MF37 := fpuissanceDC;
```

```
//Ecriture des valeurs électriques réelles du transducteur AC Mono
```

```
fTensionA=%MD166/100;                                /*tension Phase A */
%MF7:=fTensionA;

fCourantA=%MD167*0.01;                                /*courant Phase A*/
%MF0:= fCourantA;

fTensionB=%MD168/100;                                /*tension Phase B*/
%MF8:=fTensionB;

fCourantB=%MD169*0.01;                                /*courant Phase B */
%MF1:= fCourantB;

fTensionC=%MD170/100;                                /*tension Phase C */
%MF9:=fTensionC;

fCourantC=%MD171*0.01;                                /*courant Phase C */
%MF2:=fCourantC;

fPuissance=%MD172*1.104;                              /*P */
%MF3:=fPuissance;

fPReactiv=%MD173*1.104;                              /*Q */
%MF4:=fPReactiv;

fCosPhi=%MD174/428.5;                                /*FP */
%MF5:= fCosPhi;

fFreq=%MD175*0.01;                                    /*fréquence */
%MF6:=fFreq;

fTensionAB=%MF7*1.73;                                /*Tension entre Phases A et B*/
%MF40:= fTensionAB;

fTensionAC=%MF9*1.73;                                /*Tension entre Phases A et B*/
%MF41:= fTensionAC;

fTensionBC=%MF8*1.73;                                /*Tension entre Phases A et B*/
%MF42:= fTensionBC;

fpuissanceAC = (%MF7*%MF0 + %MF8*%MF1 + %MF9*%MF2);
%MF17:= fpuissanceAC;

fPoT_mono = 5760.0*(1-0.0045*(%MF51-25));
%MF18:= fPoT_mono;

//Ecriture des valeurs électriques réelles du transducteur AC HIT

fTensionA=%MD266/100;                                /*tension Phase A */
%MF27:=fTensionA;

fCourantA=%MD267*0.01;                                /*courant Phase A*/
%MF20:= fCourantA;
```

```
fTensionB=%MD268/100;                                /*tension Phase B*/
%MF28:=fTensionB;

fCourantB=%MD269*0.01;                                /*courant Phase B */
%MF21:= fCourantB;

fTensionC=%MD270/100;                                /*tension Phase C */
%MF29:=fTensionC;

fCourantC=%MD271*0.01;                                /*courant Phase C */
%MF22:=fCourantC;

fPuissance=%MD272*1.104;                              /*P */
%MF23:=fPuissance;

fPReactiv=%MD273*1.104;                              /*Q */
%MF24:=fPReactiv;

fCosPhi=%MD274/428.5;                                /*FP */
%MF25:= fCosPhi;

fFreq=%MD275*0.01;                                   /*fréquence */
%MF26:=fFreq;

fTensionAB=%MF27*1.73;                                /*Tension entre Phases A et B*/
%MF43:= fTensionAB;

fTensionAC=%MF29*1.73;                                /*Tension entre Phases A et B*/
%MF44:= fTensionAC;

fTensionBC=%MF28*1.73;                                /*Tension entre Phases A et B*/
%MF45:= fTensionBC;

fpuissanceAC = (%MF27*%MF20 + %MF28*%MF21 + %MF29*%MF22);
%MF38:= fpuissanceAC;

fPoT_HIT = 5640.0*(1-0.0030*(%MF52-25));
%MF39:= fPoT_HIT;

// calcul de la valeur de la température ambiante
max = 200.0;
min = 0.0;
a = 65535.0;
if (%IW102 < 0.2*a) {%MF1 := 0;}
if (%IW102 >= 0.2*a)
{
ftemp = %IW102;
ftemp = ftemp - 0.2*a;
ftemp = ftemp/(0.8*a);
ftemp = min + (max - min)*ftemp;
%MF50 := ftemp;                                // Température calculé en °C
}
```

```
// Calcul de la valeur de la température monocristallin

max = 200.0;
min = 0.0;
a = 65535.0;
if (%IW101 < 0.2*a) {%MF0 := 0;}
if (%IW101 >= 0.2*a)
{
    ftemp = %IW101;
    ftemp = ftemp - 0.2*a;
    ftemp = ftemp/(0.8*a);
    ftemp = min + (max - min)*ftemp;
    %MF51:=ftemp;
// Température calculée en °C
}

// Calcul de la valeur de l'ensoleillement

max = 3800.0;
min = 0.0;
a = 65535.0;
if (%IW100 < 0.2*a) {%MF0 := 0;}
if (%IW100 >= 0.2*a)
{
    ftemp = %IW100;
    ftemp = ftemp - 0.2*a;
    ftemp = ftemp/(0.8*a);
    ftemp = min + (max - min)*ftemp;
    %MF53:=ftemp;
// Ensoleillement calculée en W/m²
}

%M3:=1;%M2:=0;

Initialisation:

/*
// INITIALISATION DU COM1 POUR LE MODBUS (transducteurs solea
courant continu)

%SW42:= 5;                // Vitesse de 9600bds
%SW43:= 2;                //Format 7 bits, pas de parité et 1 bit de
stop

// INITIALISATION DU COM4 POUR LE MODBUS (transducteurs solea
courant alternatif)

%SW57:= 5;                // Vitesse de 9600bds
%SW58:= 2;                //Format 7 bits, pas de parité et 1 bit de
stop

*/
```