

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

المدرسة الوطنية العليا للتكنولوجيات المتقدمة

École Nationale Supérieure des Technologies Avancées

Département : Génie Électrique Et Informatique Industrielle



Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en Automatique

Spécialité

Automatique et Informatique Industrielle

# Conception et Réalisation d'un Système de Monitoring d'une Chaîne de conversion Photovoltaïques

Réalisé par

**YAICHE Fahem  
TOULEB Mohammed Islam**

**Les membres de Jury :**

Président	Mme. BOULAAM Karima	M.C.B	ENSTA
Promoteur	M. AKEL Fethi	M.R.B	UDES/CDER
Co-Promoteur	M. ZAOUI Abdelhalim	Professeur	ENSTA
Examineur	Mme. DEROUICHE Imane	M.C.B	USTHB
Examineur	M. LADACI Samir	Professeur	ENP

**Présenté et soutenu publiquement le 19/09/2024**

Année universitaire 2023 – 2024

# Dédicaces

*“ Avant tout, je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers Dieu Tout-Puissant, dont la sagesse, la force, et la miséricorde m’ont guidé tout au long de ce parcours. C’est par Sa grâce que j’ai pu surmonter les défis et réaliser ce travail. .*

*À mes chers parents, Je dédie ce travail à vous, dont l’amour, le soutien inconditionnel, et les sacrifices ont été ma plus grande source de force et d’inspiration. Votre confiance en moi et vos encouragements constants ont rendu possible l’accomplissement de ce projet. Vous êtes les piliers de ma réussite, et c’est avec une immense gratitude que je vous offre ce modeste fruit de mes et vos efforts.*

*À ma famille bien-aimée, Je dédie ce travail à mes frères et sœurs, ainsi qu’à l’ensemble de ma famille, dont l’amour, la solidarité, ont été des sources précieuses de réconfort et d’encouragement tout au long de ce parcours*

*Un grand merci à mes amis Imad, Chakib, et Walid, ainsi qu’à tous mes camarades de l’école, pour leur amitié, leurs encouragements, et les moments partagés*

*Enfin, je dédie ce travail à mon binôme, dont la collaboration, l’engagement, et la créativité ont grandement contribué à la réussite de notre projet commun. ”*

*Mohamed Islam*

# Dédicaces

*“ Avant toute chose, je remercie Dieu, qui m’a donné la force, la patience et la persévérance pour mener à bien ce travail. Sans Sa grâce infinie, ce projet n’aurait jamais vu le jour.*

*À la mémoire de mon père, qui nous a quittés trop tôt, mais dont la sagesse, le courage et les valeurs continuent d’éclairer ma route. Que ce mémoire soit un modeste hommage à son intégrité et à sa détermination, qui vivent en moi chaque jour..*

*À ma mère, pilier de ma vie, source inépuisable d’amour et de force. Par ta patience et ton soutien inébranlable, tu m’as guidé à travers les épreuves et m’as encouragé à viser l’excellence. Ce travail te revient, toi qui es la lumière de chacun de mes succès.*

*À mes frères et à ma famille, pour leur présence constante, leur confiance en moi et leur amour, qui ont été un roc solide durant ce parcours. Votre soutien a été le souffle qui m’a porté jusqu’ici.*

*À mes amis proches, dont l’amitié et la compréhension ont apporté réconfort et joie durant cette aventure académique. Votre soutien m’a permis de trouver l’équilibre et la force nécessaire pour avancer.*

*À mon binôme de mémoire, dont le dévouement et la collaboration ont enrichi ce projet à chaque étape. Ce travail est le fruit d’un effort partagé, et ta contribution est inestimable. ”*

*Fahem*

# Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu le Tout-Puissant de nous avoir accordé la connaissance, le courage, la patience, et la santé nécessaires à la réalisation de ce projet de fin d'études.

Nous adressons nos sincères remerciements à nos encadrants, Monsieur le Professeur ZAOUI Abdelhalim de l'École Nationale Supérieure des Technologies Avancées (ENSTA), et Monsieur le Docteur AKEL Fethi de l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES), pour avoir accepté de diriger ce travail.

Nos remerciements s'étendent également à l'ensemble du personnel de l'UDES, en particulier à Khaled TIFOURA, Doctorant. et Smaïn BERKANE, attaché de Recherche pour leur précieuse aide face aux difficultés rencontrées au cours de nos travaux.

Nous souhaitons également exprimer notre plus grande reconnaissance à l'ensemble des membres du jury, dont l'expertise, les précieux conseils et le regard critique ont grandement enrichi notre travail. Votre engagement et vos remarques constructives ont été d'une valeur inestimable pour l'amélioration de notre projet. Merci de nous avoir honorés de votre présence et d'avoir consacré de votre temps précieux pour évaluer notre travail.

Nous exprimons notre gratitude à l'ensemble des professeurs de l'ENSTA pour leur enseignement inspirant, leur dévouement, ainsi que pour l'opportunité et les ressources mises à notre disposition, qui ont été essentielles à la réalisation de ce projet.

Nous tenons aussi à remercier nos collègues de promotion pour les moments partagés. Nous avons parcouru ce chemin ensemble, et nous vous en sommes profondément reconnaissants.

Enfin, nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à la réussite de ce projet.



تعتبر الطاقة الشمسية ضمن الطاقات النظيفة الغير ملوثة للبيئة و تعد من بين أهم المصادر إنتاجا للطاقة عن طريق أنظمة التحويل الكهروضوئية ، يهدف هذا المشروع إلى إنشاء نظام مراقبة يجمع بين الدقة من حيث قياس مختلف البيانات المنصوص عليها حسب المعيار العالمي IEC61724 و التكلفة المنخفضة خصيصا لأنظمة التحويل الكهروضوئية ذات السعة المتوسطة ، مما يوفر بديلا للأنظمة المراقبة الباهظة التي تكون عادة مخصصة للمنشآت الكبيرة التي تتطلب استثمارات كبيرة. يتيح هذا النظام تتبع مختلف البيانات التي تم قياسها في الوقت الفعلي عن طريق شاشة تعمل باللمس و تخزينها في ذاكرة من نوع SD كما تم ربط هذا النظام بأنترنت الأشياء (IoT) من أجل تتبع هاته البيانات عن طريق واجهة مستخدم عن بعد.

---

**كلمات مفتاحية:** أنظمة التحويل الكهروضوئية ، نظام مراقبة ، المعيار العالمي IEC61724 ، واجهة مستخدم، تخزين البيانات ، أنترنت الأشياء.

---

## Résumé

L'énergie solaire constitue l'une des sources d'énergie les plus propres et respectueuses de l'environnement. Grâce à la conversion photovoltaïque, elle se positionne parmi les principaux contributeurs à la production énergétique durable. Ce projet a pour objectif de réaliser un système de monitoring alliant précision et coût abordable, en se conformant à la norme internationale IEC 61724. Ce système est spécifiquement conçu pour les installations photovoltaïques de capacité moyenne, offrant ainsi une alternative aux systèmes de monitoring onéreux habituellement réservés aux grandes installations nécessitant des investissements importants. Ce système permet de suivre en temps réel les différentes données mesurées grâce à un écran tactile, avec un enregistrement sur une mémoire SD. De plus, le système est intégré à l'Internet des objets (IoT), offrant ainsi la possibilité de surveiller ces données à distance via une interface utilisateur dédiée.

---

**Mots clés :** la conversion photovoltaïque, système de monitoring , Norme internationale IEC 61724 , interface utilisateur , Stockage des données , Internet des objets.

---

## Abstract

Solar energy is one of the cleanest and most environmentally friendly sources of energy. Through photovoltaic conversion, it ranks among the leading contributors to sustainable energy production. This project aims to develop a monitoring system that combines precision and affordability, adhering to the international IEC 61724 standard. The system is specifically designed for medium-capacity photovoltaic installations, providing an alternative to the expensive monitoring systems typically reserved for large-scale installations requiring significant investments. This system enables real-time monitoring of various measured data via a touchscreen interface, with data stored on an SD memory card. Additionally, the system is integrated with the Internet of Things (IoT), allowing for remote data monitoring through a dedicated user interface.

---

**Keywords :** Photovoltaic conversion, Monitoring system, international standard IEC 61724, user interface, data storage, Internet of Things (IoT)

---

# Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

<b>Introduction Générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1: Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques</b>	<b>3</b>
1.1 Introduction . . . . .	4
1.2 Contexte des énergies renouvelables . . . . .	4
1.3 Energie solaire photovoltaïque . . . . .	6
1.3.1 Enjeux de l'énergie solaire photovoltaïque . . . . .	6
1.4 Conversion et effet photovoltaïque . . . . .	7
1.5 La cellule photovoltaïque . . . . .	8
1.6 Technologie des cellules photovoltaïques . . . . .	8
1.7 Caractéristique Courant-Tension et puissance-Tension . . . . .	9
1.8 Rendement de conversion . . . . .	10
1.9 panneau et Champ photovoltaïque . . . . .	11
1.10 Les principaux facteurs influençant la production d'énergie PV . . . . .	11
1.11 Dispositif de protection pour générateur d'énergie solaire photovoltaïque . . . . .	13
1.11.1 Diodes de Blocage . . . . .	14
1.11.2 Diodes de Dérivation (By-pass Diode) . . . . .	14
1.12 Etude des systèmes d'énergie photovoltaïque . . . . .	15
1.12.1 Étage d'Adaptation . . . . .	15
1.12.1.1 Convertisseur DC-DC . . . . .	16
1.12.1.2 Convertisseur DC-AC (Onduleur) . . . . .	18
1.12.1.3 Le stockage de l'énergie électrique photovoltaïque . . . . .	19
1.12.2 principaux types de systèmes photovoltaïques . . . . .	19

1.12.2.1	Systèmes photovoltaïques autonomes (off-grid) . . . . .	20
1.12.2.2	Systèmes photovoltaïques raccordées au réseau (on-grid) . . .	20
1.12.2.3	Systèmes photovoltaïques hybrides . . . . .	20
1.13	Les systèmes de supervision ou monitoring d'une installation PV . . . . .	21
1.13.1	Caractéristiques essentielles d'un système de supervision ou monitoring pour les installations PV . . . . .	21
1.13.1.1	Les Données nécessaires pour la supervision ou monitoring des systèmes PV . . . . .	21
1.13.1.2	Précision des paramètres de mesures . . . . .	23
1.13.1.3	L'acquisition de données . . . . .	25
1.13.1.4	Stratégies de transmission et de stockage de données . . . . .	26
1.14	Conclusion . . . . .	26
<b>Chapitre 2: Techniques de monitoring (architectures et composants)</b>		<b>27</b>
2.1	Introduction . . . . .	28
2.2	Les différents Types de systèmes de monitoring PV . . . . .	28
2.2.1	Le monitoring via les onduleurs photovoltaïques. . . . .	28
2.2.1.1	solution propre au fabricant d'onduleur (solution mono-marque)	28
2.2.1.2	solution indépendante connectée à l'onduleur (solution mul- timarque) . . . . .	29
2.2.2	Le monitoring via des solutions indépendantes non connectées aux on- duleurs . . . . .	29
2.2.3	Le monitoring via le compteur de production ou autre compteur électrique	30
2.3	Les systèmes de monitoring installés à l'UDES . . . . .	31
2.4	Objectif du mémoire PFE . . . . .	31
2.5	Vue d'ensemble des Systèmes de Monitoring Photovoltaïque . . . . .	32
2.6	Schéma proposé de l'architecture générale pour la conception d'un système de monitoring des installations PV . . . . .	33
2.7	Composants fondamentaux pour la conception d'un système de monitoring dé- dié aux installations PV . . . . .	35
2.7.1	Équipement Matériel . . . . .	35

2.7.1.1	Microcontrôleur ESP32 . . . . .	35
2.7.1.2	L'écran tactile TFT LCD 4,0 pouces . . . . .	36
2.7.1.3	Le Raspberry Pi 4 modèle B . . . . .	38
2.7.1.4	Capteurs électriques . . . . .	38
2.7.1.5	Capteurs météorologique . . . . .	40
2.7.1.6	Module d'alimentation HLK-PM12 . . . . .	41
2.7.1.7	Module Abaisseur LM2596 . . . . .	42
2.7.1.8	Régulateur de tension NCP1117LP . . . . .	43
2.7.2	Équipement Logiciel . . . . .	43
2.7.2.1	IDE Arduino . . . . .	43
2.7.2.2	KiCad V8.0 . . . . .	43
2.7.2.3	Proteus V8.2 . . . . .	44
2.7.2.4	Node-RED . . . . .	44
2.8	Présentation du système PV faisant l'objet du monitoring . . . . .	44
2.9	Processus d'acquisition de données du système de monitoring mis en place . . . . .	46
2.9.1	Étage de Mesure : . . . . .	46
2.9.2	Étage de filtrage et de conditionnement : . . . . .	46
2.9.2.1	Tension et courant AC : . . . . .	46
2.9.2.2	Tension et courant DC : . . . . .	48
2.9.2.3	Tension et courant de la Batterie : . . . . .	49
2.9.2.4	Température et Irradiance solaire : . . . . .	50
2.9.3	Étage d'acquisition et traitement . . . . .	50
2.9.4	Étage d'affichage et de stockage . . . . .	51
2.10	Conclusion . . . . .	51

### **Chapitre 3: Conception et Réalisation du système de monitoring des installations**

<b>photovoltaïques</b>	<b>52</b>	
3.1	Introduction . . . . .	53
3.2	Évaluation des grandeurs électriques et météorologiques du système de monitoring . . . . .	53
3.2.1	Évaluation des grandeurs électriques . . . . .	53

3.2.1.1	Évaluation de la tension AC . . . . .	55
3.2.1.2	Évaluation de Courant AC : . . . . .	58
3.2.1.3	Évaluation de la tension DC . . . . .	60
3.2.1.4	Évaluation de Courant DC . . . . .	62
3.2.1.5	Évaluation de Courant et Tension de la Batterie . . . . .	63
3.2.2	Évaluation des grandeurs météorologiques . . . . .	68
3.2.2.1	Évaluation de l'irradiance solaire . . . . .	68
3.2.2.2	Évaluation de la température du module PV . . . . .	70
3.3	La conception de système de monitoring . . . . .	71
3.3.1	Conception de schéma électrique . . . . .	71
3.3.2	Conception de circuit imprimé . . . . .	74
3.4	Conclusion . . . . .	79
<b>Chapitre 4: Exploitation et Test du Système de monitoring sur l'installation photovoltaïque UDES</b>		<b>80</b>
4.1	Introduction . . . . .	81
4.2	Description de l'IHM conçue sur un Écran TFT de 4 Pouces pour le Monitoring du système PV . . . . .	81
4.2.1	Stockage de l'historique de grandeurs PV sur la carte SD intégrée à l'écran TFT . . . . .	83
4.3	Solution IoT pour un monitoring à distance . . . . .	83
4.3.1	Composants et méthodes pour la conception de la solution IoT proposée	84
4.3.1.1	ESP32 avec MQTT . . . . .	84
4.3.1.2	Raspberry Pi 4 modèle B en tant que serveur MQTT . . . . .	84
4.3.1.3	Le protocole de communication MQTT et Mosquitto . . . . .	85
4.3.2	Algorithme de Conception de la Solution IoT Proposée . . . . .	85
4.3.3	Description de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red pour le Monitoring du système PV . . . . .	85
4.3.3.1	La vue d'accueil . . . . .	88
4.3.3.2	La vue des grandeurs électriques instantanées . . . . .	88
4.3.3.3	La vue du graph de production grandeurs électriques . . . . .	89

4.3.3.4	La vue des grandeurs météorologiques instantanées et graphique . . . . .	89
4.4	Résultats de test et évaluation de notre système de monitoring conçu pour une installation PV . . . . .	90
4.4.1	Description des scénarios de test . . . . .	90
4.4.2	Résultats des Tests . . . . .	91
4.5	Conclusion . . . . .	96
	<b>Conclusion générale</b>	<b>97</b>
	<b>Bibliographie</b>	<b>101</b>
	<b>Annexe A :</b>	<b>102</b>
A.1	ESP32-WROOM-32 PINOUT . . . . .	103
A.2	Fiche technique de l'Écran Tactile TFT LCD . . . . .	104
A.3	Fiche technique de la carte Raspberry Pi 4 B . . . . .	105
	<b>Annexe B :</b>	<b>106</b>
B.1	Fiche technique du capteur de tension LEM LV 25-P . . . . .	107
B.2	Fiche technique du capteur de tension LEM LA 55-P . . . . .	108
B.3	Fiche technique de la cellule de référence Si-V-10TC(-T) . . . . .	109
B.4	Fiche technique du capteur de température PT100 et son convertisseur MAX31865	110
	<b>Annexe C :</b>	<b>111</b>
C.1	Fiche technique de l'onduleur SOLAX (X1-Hybrid-5.0-D-E) . . . . .	112

## Liste des figures

1.1	L'analyse de l'utilisation de l'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie, selon la perspective REM pour 2050 . . . . .	5
1.2	Innovations dans le système énergétique . . . . .	6
1.3	Évolution des installations annuelles d'énergie renouvelable . . . . .	6
1.4	Bandes d'énergie dans un semi-conducteur . . . . .	7
1.5	cellule photovoltaïque . . . . .	8
1.6	technologie des cellules photovoltaïque . . . . .	9
1.7	Les cellules photovoltaïques les plus utilisées . . . . .	9
1.8	Courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'une cellule PV . . .	10
1.9	cellules PV, panneau et réseau . . . . .	12
1.10	L'effet des variations de l'éclairement solaire et de la température sur les caractéristiques du module PV a) Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs d'éclairement solaire avec une température constante de 25°C, -b) Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs de température avec un éclairement constant de 1kW/m <sup>2</sup> . . . . .	12
1.11	Les facteurs influençant la production d'énergie PV . . . . .	13
1.12	Les protections électriques typiques dans un générateur d'énergie solaire PV : DB, la diode de blocage et DBP, les diodes de dérivation . . . . .	13
1.13	Les Diodes de Blocage : Barrières Contre le Courant de Fuite et le Courant Inverse dans les Modules Photovoltaïques . . . . .	14
1.14	Cellules solaires protégées par des diodes by-pass . . . . .	15
1.15	Structure générale d'une chaîne de conversion photovoltaïque. . . . .	15

---

1.16 Structures de base des hacheurs : a – hacheur buck, b – hacheur boost, c – hacheur buck-boos . . . . .	17
1.17 Chaîne de conversion photovoltaïque comprenant une commande MPPT . . . . .	17
1.18 Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximale suite à a) une variation d'ensoleillement, b) une variation de charge, c) une variation de température . . . . .	18
1.19 types de systèmes photovoltaïques . . . . .	19
1.20 Système d'acquisition de données piloté par logiciel . . . . .	25
2.1 Monitoring (solution propre au fabricant d'onduleur) : a) Intégré à l'onduleur, b) Système de monitoring Sunny Webbox connecté à l'onduleur . . . . .	28
2.2 Système de monitoring Solar-Log (solution indépendante connectée à l'onduleur) . . . . .	29
2.3 Monitoring (solution indépendante non connectée aux onduleurs-Principe du PRIMERGI) . . . . .	30
2.4 Système de monitoring Tecsol-One connecté au compteur de production . . . . .	30
2.5 Les systèmes de monitoring installés à l'UDES . . . . .	31
2.6 Architecture de base d'un système de monitoring pour installations PV . . . . .	33
2.7 Synoptique de l'architecture proposée pour la conception d'un système de monitoring des installations PV, basé sur le microcontrôleur ESP32 . . . . .	34
2.8 ESP WROOM32 . . . . .	35
2.9 écran tactile TFT LCD 4,0 pouces . . . . .	37
2.10 Raspberry Pi 4 model B . . . . .	38
2.11 Capteur de tension LV25-P . . . . .	39
2.12 Capteur de courant LA 55-P . . . . .	40
2.13 Capteur d'irradiance solaire Si-V-10TC(-T) . . . . .	40
2.14 Capteur de température PT100 . . . . .	41
2.15 Convertisseur RTD/numérique pour PT100 . . . . .	41
2.16 Module d'alimentation HLK-PM12 . . . . .	42
2.17 Module Abaisseur LM2596 . . . . .	42
2.18 Régulateur de tension NCP1117LP . . . . .	43

---



2.19	Interface des équipements logiciels utilisés . . . . .	44
2.20	le système PV faisant l'objet du monitoring . . . . .	45
2.21	Circuit de Filtrage avec Décalage DC . . . . .	47
2.22	Réponse en fréquence du filtre passe-bas élémentaire de Sallen-Key . . . . .	47
2.23	Analyse des Signaux de Sortie avec Filtre et Décalage DC . . . . .	48
2.24	filtre passif passe-bas de second ordre . . . . .	49
2.25	Réponse en fréquence du filtre passe-bas de second ordre . . . . .	49
2.26	Filtre passe-bas avec DC offset pour le courant de batterie . . . . .	50
3.1	Schéma du circuit pour l'évaluation de la tension AC . . . . .	55
3.2	Montage expérimental pour confirmer les relevés de tension AC effectués par le circuit de mesure de la tension AC . . . . .	57
3.3	Comparaison des tensions AC mesurées par l'ESP32 et relevées par le multimètre	57
3.4	Schéma du circuit pour l'évaluation de courant AC . . . . .	58
3.5	Montage expérimental pour confirmer les relevés de courant AC effectués par le circuit de mesure de courant AC . . . . .	59
3.6	Comparaison des courants AC mesurés Par l'ESP32 et relevés par le multimètre	60
3.7	Schéma du circuit pour l'évaluation de la tension DC . . . . .	60
3.8	Montage expérimental pour confirmer les relevés de tension DC effectués par le circuit de mesure de la tension DC. . . . .	61
3.9	Comparaison des Tensions DC mesurées Par le microcontrôleur et relevées par le multimètre . . . . .	61
3.10	Schéma du circuit pour l'évaluation de courant DC . . . . .	62
3.11	Montage expérimental pour confirmer les relevés de courant DC effectués par le circuit de mesure de courant DC. . . . .	63
3.12	Comparaison des courants DC mesurés par l'ESP32 et relevés par le multimètre	63
3.13	Schéma du circuit pour l'évaluation de courant et de la tension pour la Batterie	64
3.14	Montage expérimental pour confirmer les relevés de courant de la batterie ef- fectués par le circuit de mesure de courant de la batterie. . . . .	65
3.15	Montage expérimental pour confirmer les relevés de Tension de la batterie ef- fectués par le circuit de mesure de Tension de la batterie. . . . .	66

---

3.16 Comparaison des Tensions de batterie mesurées par l'ESP32 et relevés par le multimètre . . . . .	66
3.17 Comparaison des courants de batterie mesurés par l'ESP32 et relevés par le multimètre . . . . .	67
3.18 Schéma du circuit pour l'évaluation de l'irradiance solaire . . . . .	68
3.19 Montage expérimental pour confirmer les relevés de l'irradiance effectués par la cellule de référence et le pyranomètre, disposés dans le même plan que les modules PV. L'un est relié au circuit de mesure connecté à l'ESP32 et l'autre est relié au datalogger . . . . .	69
3.20 Mesures de l'irradiance via le pyranomètre (connecté au Datalogger) et la cellule de référence (connectée au microcontrôleur). . . . .	69
3.21 Schéma du circuit pour l'évaluation de la température du module PV . . . . .	70
3.22 Montage Expérimental pour la Validation des Mesures de Température du Module PV. . . . .	70
3.23 Mesures de température via thermocouple (connecté au Datalogger) et PT100 (connecté au microcontrôleur). . . . .	71
3.24 schéma électrique pour l'étage d'alimentation . . . . .	72
3.25 schéma électrique pour l'étage d'acquisition capteurs électriques courant et tension . . . . .	72
3.26 schéma électrique pour l'étage de filtrage et de conditionnement . . . . .	73
3.27 schéma électrique pour l'étage de traitement inclut la mesure d'irradiance solaire et de la température de module PV . . . . .	73
3.28 schéma électrique pour l'étage d'affichage et stockage sur carte SD . . . . .	74
3.29 schéma PCB à deux couches de la carte principale . . . . .	75
3.30 schéma PCB à deux couches de la carte secondaire (capteurs électriques) . . . . .	76
3.31 Vue de la carte principale finie dimension 175x172 mm . . . . .	77
3.32 Vue de la carte secondaire mesure des paramètres électriques finie dimension 177x200 mm . . . . .	77
3.33 Intégration des cartes électroniques dans un boîtier électrique . . . . .	78
3.34 Vue de face de notre système de monitoring conçu pour une installation PV . . . . .	78

---

3.35	Vue arrière de notre système de monitoring conçu pour une installation PV . . .	79
4.1	Vue home d'IHM écran TFT . . . . .	82
4.2	Vue grandeurs électriques coté DC d'IHM écran TFT . . . . .	82
4.3	Vue grandeurs électriques coté AC d'IHM écran TFT . . . . .	82
4.4	Vue grandeurs électriques coté Batterie d'IHM écran TFT . . . . .	83
4.5	Vue grandeurs météorologiques d'IHM écran TFT . . . . .	83
4.6	Le diagramme de l'architecture IOT proposé . . . . .	84
4.7	Algorithme de Conception de la Solution IoT Proposée . . . . .	86
4.8	Exemple de notre solution sur Node-RED . . . . .	87
4.9	Configuration de nœud 'mqtt in' sur Node-Red . . . . .	87
4.10	Configuration de nœud 'fonction' sur Node-Red . . . . .	87
4.11	La vue d'accueil de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red . . . . .	88
4.12	La vue des grandeurs électriques instantanées . . . . .	89
4.13	La vue du graph de production grandeurs électriques de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red . . . . .	89
4.14	La vue des grandeurs météorologiques instantanées et graphique de . . . . .	90
4.15	Variation de l'irradiation au cours des périodes de test . . . . .	91
4.16	Courant et tension générés par l'émulateur durant les périodes de test des scénarios 1 et 2 . . . . .	91
4.17	Puissance PV produite par l'émulateur durant les périodes de test des scénarios 1 et 2 . . . . .	92
4.18	Courant et tension AC durant les périodes de test des scénarios 1 et 2 . . . . .	92
4.19	Puissance injecté dans le réseau électrique durant les périodes de test des scénarios 1 et 2 . . . . .	92
4.20	Courant et tension de batterie durant les périodes de test des scénarios 1 et 2 . . .	93
4.21	Relevés instantanés des paramètres électriques durant les tests du scénario 1 . . .	93
4.22	Relevés instantanés des paramètres électriques durant les tests du scénario 2 . . .	93
4.23	Variation de la température et de l'irradiance durant les périodes de test . . . . .	94
4.24	Suivi en temps réel des grandeurs électriques côté DC via l'IHM . . . . .	94
4.25	Suivi en temps réel des grandeurs électriques côté AC via l'IHM . . . . .	95

---

## **LISTE DES FIGURES**

---

4.26	Suivi en temps réel des grandeurs électriques côté Batterie via l'IHM . . . . .	95
4.27	Suivi en temps réel des grandeurs météorologiques via l'IHM . . . . .	95
4.28	Résultat du stockage de données sur la carte SD intégré à l'écran TFT . . . . .	96

## Liste des tableaux

1.1	Paramètres à mesurer en temps réel dans les systèmes PV . . . . .	22
1.2	Précisions des mesures électriques par rapport aux valeurs max de l'onduleur .	24
1.3	Exigences sur les capteurs de mesure de l'éclairement . . . . .	24
2.1	Caractéristiques techniques de la carte (ESP WROOM 32) . . . . .	36
2.2	Caractéristiques techniques de L'écran tactile TFT LCD . . . . .	37
3.1	Caractéristiques électriques du système objet du monitoring . . . . .	54
3.2	Évaluations de la tension AC (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative . . . . .	57
3.3	Évaluations de courant AC (Via le multimètre et le microcontrôleur) Et analyse de l'erreur relative . . . . .	59
3.4	Évaluations de la tension DC (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative. . . . .	62
3.5	Évaluations de courant DC (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative . . . . .	63
3.6	Évaluations de tension de batterie (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative. . . . .	66
3.7	Évaluations de courant de batterie (via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative . . . . .	67
4.1	les différents tests utilisés pour l'évaluation de système de monitoring conçu . .	90

---

# Liste des abréviations

- AC** Alternating Current (Courant alternatif)
- ADC** Analogique Digital Converter (convertisseurs analogiques-numérique)
- API** Automate programmable Industriel
- a-Si** silicium amorphe
- CdTe** cellurure de cadmium
- c-Si** silicium cristallin
- DAQ** Data Acquisition (Acquisition de Données)
- DB** diode de blocage
- DBP** diode de dérivation
- DC** Direct Current (Courant continu)
- DSSC** Dye-sensitized cell
- eV** Volt-électron
- FF** Facteur de forme
- FTP** File Transfer Protocol
- GHI** Global Horizontal Irradiance (Irradiation Solaire Globale Horizontale)
- GSM-GPRS** Global System for Mobile General Packet Radio Service
- GTO** Gate Turn-Off Thyristor (thyristor à commande de porte)
- IOT** Internet of things (Internet des Objects)
- IDE** Integrated Development Environment (Environnement de Développement Intégré )
- LAN** Local Area Networking
- LCD** Liquid Crystal Display
- LDO** Low Dropout Regulator (Régulateur de Tension à Faible Décrochement)

## Liste des abréviations

---

**MC-Si** Silisium Polycristallin

**MPP** Maximum Power Point (point de puissance maximale)

**MPPT** Maximum Power Point Tracking (Suivi du Point de Puissance Maximale)

**MISO** Master In Slave Out

**MOSI** Master Out Slave In

**MQQT** Message Queuing Telemetry Transport

**NTP** Network Time Protocol

**OPV** Organic solar cell

**P and O** Perturb and Observe

**PCB** Printed Circuit Board (Carte de Circuit Imprimé)

**PSC** Perovskite cell

**PV** Photovoltaïque

**QDs** Quantum cell

**REM** Renewable Energy Mix

**SCLK** Serial Clock

**SOC** Stat Of charge (état de charge)

**SPI** Interface Serie Périphérique

**STC** Standard Test Conditions (Conditions standard de test solaire)

**TFT** Thin-Film Transistor

**WLAN** Wireless Local Area Networking

---

# Introduction générale

Dans un contexte de plus en plus marqué par l'épuisement rapide des ressources fossiles et l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre, il est impératif de se tourner vers des solutions énergétiques alternatives. Les dernières années ont été témoins d'une avancée remarquable dans le domaine des énergies renouvelables et des systèmes décentralisés de production d'électricité, adaptés aux besoins locaux. Cette transition ne se limite pas à une simple évolution technologique, mais reflète un engagement stratégique profond vers un modèle énergétique à la fois durable et novateur, face aux défis environnementaux pressants et futurs.

L'énergie solaire photovoltaïque se distingue comme l'une des options les plus prometteuses pour répondre aux exigences énergétiques de demain, en offrant une solution propre, sans émissions polluantes ni nuisances. Cette technologie transforme l'énergie solaire, qui est à la fois abondante et inépuisable, en électricité utile.

L'exploitation des installations PV peut faire face à divers problèmes et incidents susceptibles de compromettre l'efficacité de la production d'électricité. Des baisses inexplicables de production peuvent également survenir. La mise en place d'une supervision en temps réel des systèmes PV est cruciale pour un suivi précis et une évaluation constante de leur performance. Cette supervision permet de détecter rapidement toute anomalie, facilitant une intervention immédiate pour minimiser les pertes d'énergie et optimiser les coûts de maintenance.

Les grandes centrales PV, en raison des investissements substantiels qu'elles exigent, sont généralement dotées de systèmes de supervision sophistiqués et onéreux, qui reposent souvent sur des logiciels spécialisés. Ces systèmes sont généralement conçus par les fabricants d'onduleurs eux-mêmes. En revanche, pour les installations PV de taille plus réduite, le marché manque de solutions de supervision qui soient à la fois précises et abordables.

Dans le cadre de ce projet de fin d'études, nous nous intéressons à la conception et à la réalisation d'un système de monitoring spécialement adapté aux installations PV de moyenne capacité. Ce système vise à combiner précision, accessibilité financière et facilité d'utilisation. Il a pour ambition de pallier les limitations des solutions existantes en offrant une surveillance efficace et en étant adaptable aux besoins spécifiques des utilisateurs dans divers environnements.

Le travail que nous avons mené dans le cadre de ce projet est organisé en quatre chapitres, chacun abordant une étape clé de notre démarche :



Dans le premier chapitre, nous explorerons le contexte énergétique mondial actuel, en mettant particulièrement en lumière l'énergie solaire photovoltaïque. Nous aborderons ensuite le processus de conversion par l'effet photovoltaïque, ainsi que la structure des cellules solaires PV, en détaillant leurs différents types, technologies et caractéristiques électriques spécifiques, tout en considérant les grandeurs influençant la production photovoltaïque. Par la suite, nous analyserons les modules PV, les chaînes de modules (strings), les champs photovoltaïques et les dispositifs de protection associés. L'étude se poursuivra par une exploration approfondie des systèmes PV, mettant en exergue les éléments constitutifs des installations, tels que les onduleurs et les convertisseurs DC/DC, ainsi que les diverses configurations possibles. Enfin, en abordant l'aspect de la supervision ou du monitoring photovoltaïque, nous détaillerons les principaux composants d'un système de supervision et analyserons les critères essentiels auxquels il doit se conformer, notamment ceux établis par la norme internationale IEC 61724.

Le deuxième chapitre sera dédié aux techniques de monitoring issues de la littérature, appliquées au suivi de la production d'énergie solaire photovoltaïque. Nous y présenterons les principaux systèmes de monitoring photovoltaïque installés au sein de l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES). Ce chapitre exposera également l'objet de notre mémoire de fin d'études (PFE). Par ailleurs, nous proposerons l'architecture générale de conception, structurant les différents niveaux de notre système de monitoring, en réponse à l'objectif défini par notre PFE. Ensuite, nous examinerons les divers équipements matériels et logiciels utilisés, en détaillant les critères ayant guidé notre sélection. Enfin, nous aborderons certaines approches théoriques qui contribueront à la conception de notre système de monitoring.

Dans le troisième chapitre, nous décrirons en détail les différents étages qui composent notre système de monitoring, notamment les circuits de mesure des paramètres électriques et météorologiques, en expliquant leur fonctionnement. Ces circuits, une fois conçus et réalisés, seront validés en comparant les mesures obtenues avec celles fournies par des équipements professionnels tels que le data logger Fluke 2625A Hydra Série 2 et le multimètre Fluke, dans des conditions opératoires identiques. Une fois la validation des circuits de mesure effectuée, nous présenterons le schéma électrique global de notre système. Par la suite, nous réaliserons le circuit imprimé (PCB) sous forme de carte électronique et l'intégrerons dans un boîtier électrique pour aboutir au système de monitoring final.

Le quatrième et dernier chapitre de ce mémoire est dédié à la présentation de l'exploitation et des essais du système de monitoring réalisé. Nous commencerons par détailler les deux architectures développées. La première architecture repose sur une interface tactile permettant de suivre en temps réel les paramètres photovoltaïques et de les stocker sur une carte SD. La seconde architecture propose une solution IoT (Internet des objets) pour le suivi à distance, accompagnée d'une description complète de l'interface web créée pour cette tâche. Enfin, nous présenterons les scénarios de tests menés pour évaluer l'efficacité de notre système, appliqué à un système photovoltaïque au sein de l'UDES.

# **Chapitre 1**

## **Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques**

### 1.1 Introduction

Ce chapitre est dédié à une analyse approfondie des systèmes photovoltaïques, une technologie en pleine expansion, capable de transformer notre approche de la production et de la consommation d'énergie. Nous examinerons d'abord les cellules et panneaux photovoltaïques, en mettant en lumière leurs propriétés électriques distinctives ainsi que les divers composants qui les constituent. Une attention particulière sera accordée aux installations photovoltaïques, où nous explorerons leurs éléments essentiels et les différentes configurations possibles. Pour garantir un fonctionnement optimal et durable, un suivi régulier et rigoureux est impératif. Ce chapitre inclura également une revue des systèmes de supervision ou de monitoring des installations photovoltaïques, en soulignant leurs caractéristiques clés ainsi que les exigences incontournables qu'un tel système doit satisfaire. Cette exploration mettra en exergue les opportunités de recherche et d'innovation dans le domaine de l'énergie solaire, tout en posant les bases nécessaires à une compréhension des défis et des perspectives d'avenir de ce secteur prometteur.

### 1.2 Contexte des énergies renouvelables

Nous sommes actuellement à un point critique dans la transition vers les énergies renouvelables. Face à l'urgence croissante du changement climatique et à la nécessité d'assurer la sécurité énergétique et la stabilité économique, une prise de conscience mondiale de l'importance de nos futures sources d'énergie s'est développée. Les énergies renouvelables, telles que le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité, la géothermie et la biomasse, sont de plus en plus considérées comme des éléments clés pour redéfinir notre relation avec l'environnement, notre économie et nos valeurs sociétales.[1]

Historiquement, les combustibles fossiles ont soutenu notre infrastructure énergétique. Cependant, leur utilisation intensive a engendré des conséquences environnementales significatives. Aujourd'hui, le passage aux énergies renouvelables symbolise une transformation fondamentale vers une production et une consommation d'énergie durables. Toutefois, cette transition n'est pas uniforme à l'échelle mondiale ; certains pays avancent rapidement, tandis que d'autres sont en retard. Il est donc essentiel de promouvoir l'échange de connaissances et de mettre en place des cadres politiques solides pour réduire ces disparités.

Le secteur de l'énergie a un rôle clé à jouer dans la réduction des émissions d'ici 2050. D'autres secteurs, tels que le bâtiment, l'industrie et les transports, doivent également s'engager dans cette transformation. Parmi les leaders de cette transition, on trouve les pays du G20, notamment la Chine (27 %), les États-Unis (16 %) et l'Inde (15 %), dont les décisions influencent les politiques énergétiques à l'échelle mondiale .[1]

Selon la perspective REM "Renewable Energy Mix" La Figure 1.1 prévoit un futur où l'énergie renouvelable domine la consommation finale d'énergie d'ici 2050, visant à atténuer le changement climatique et à adopter des pratiques énergétiques durables.

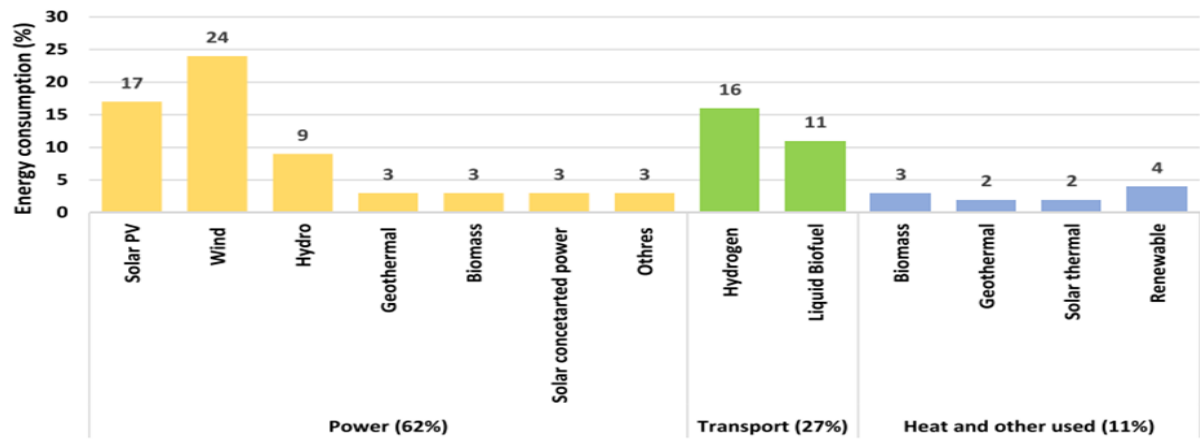


Figure 1.1 : L'analyse de l'utilisation de l'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie, selon la perspective REM pour 2050

[1]

d'ici 2050, les énergies renouvelables pourraient constituer une part majeure de l'approvisionnement énergétique mondial. Des pays comme le Danemark et l'Allemagne sont des pionniers dans ce domaine, avec une adoption significative des énergies renouvelables, dépassant respectivement 50% et 40%. Les progrès technologiques dans le domaine de l'énergie renouvelable sont notables, avec un nombre croissant de brevets déposés par des pays comme la Chine, les États-Unis et le Japon.[1]

Néanmoins, l'intégration des énergies renouvelables présente des défis pour certains secteurs à forte intensité énergétique. Par exemple, en Inde, le secteur de la production de fer et d'acier a du mal à se décarboniser. De même, aux États-Unis, l'industrie du fret routier, ainsi que le secteur de l'aviation dans des régions comme les Émirats arabes unis, cherchent des solutions renouvelables viables.[1]

Pour surmonter ces défis, des pays comme l'Australie et le Canada envisagent l'hydrogène renouvelable, avec une augmentation de 300 % de sa production prévue d'ici 2030. L'électrification des processus industriels est également une priorité, l'UE visant 40 % d'électrification.[1]

Le développement de l'infrastructure est devenu une priorité. Les Pays-Bas sont à la pointe des réseaux de recharge intelligents pour les véhicules électriques, avec un plan visant à augmenter le nombre de points de recharge de 300% d'ici 2030. L'Espagne investit dans les liaisons électriques transfrontalières, visant une augmentation de 20% de sa capacité au cours de la prochaine décennie. Les pays d'Afrique exploitent leurs vastes ressources solaires et éoliennes. De plus, la Suède et la Finlande renforcent leurs systèmes de chauffage locaux, tandis que le Brésil a élaboré des stratégies complètes pour la gestion des matières premières de la biomasse. Tous ces efforts sont vivement capturés dans la figure 1.2, soulignant la poussée mondiale vers un avenir plus vert.[1]

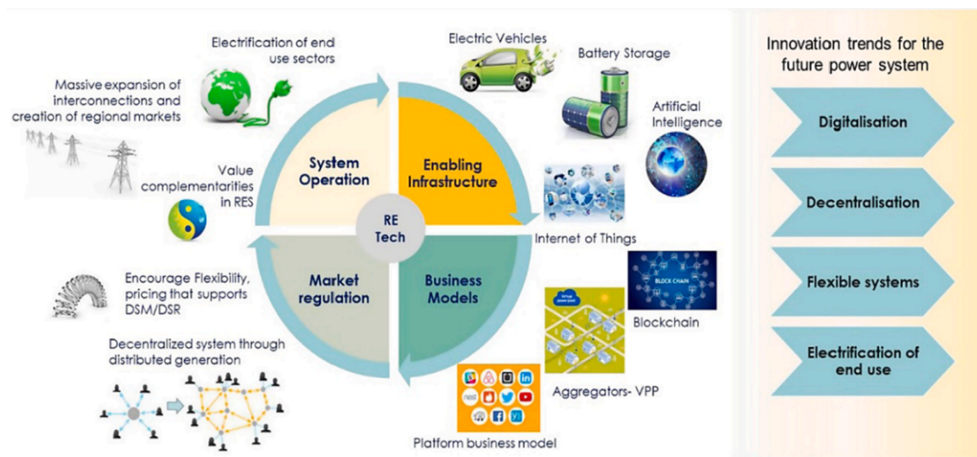


Figure 1.2 : Innovations dans le système énergétique [1]

## 1.3 Energie solaire photovoltaïque

Au fil de la dernière décennie, l'énergie solaire photovoltaïque s'est imposée comme la solution la plus prometteuse et la plus fiable parmi toutes les formes d'énergies renouvelables. Il est indiscutable que le photovoltaïque (PV) sera un acteur majeur dans la transition énergétique. Cette tendance est déjà évidente lorsque l'on examine l'évolution des technologies d'énergie renouvelable, comme le montre la figure 1.3. Sur une période de 15 ans, la technologie PV a démontré une croissance soutenue sur le marché, grâce aux avancées technologiques dans le domaine photovoltaïque et à une réduction continue des coûts. En 2021, le photovoltaïque représentait environ 40% de la production totale d'électricité renouvelable [2].

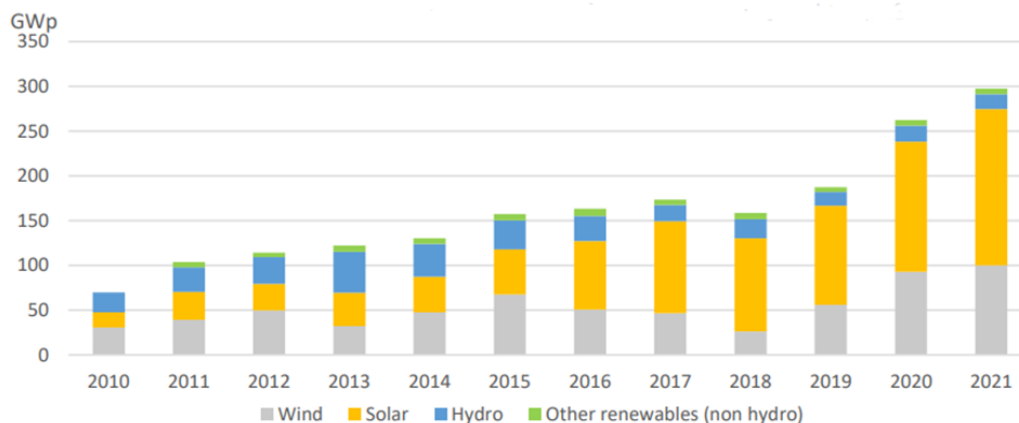


Figure 1.3 : Évolution des installations annuelles d'énergie renouvelable [2]

### 1.3.1 Enjeux de l'énergie solaire photovoltaïque

Les enjeux de l'énergie solaire photovoltaïque sont nombreux et variés. D'une part, cette source d'énergie présente des avantages significatifs. Elle est inépuisable à l'échelle humaine et disponible gratuitement en grandes quantités. De plus, la production d'électricité par des pan-

neaux photovoltaïques n'est pas polluante. Le silicium, matériau utilisé dans les panneaux solaires actuels, est abondant et non toxique. Les panneaux solaires ont une durée de vie de 20 à plus de 30 ans et sont presque entièrement recyclables. Ils sont modulaires, ce qui permet de concevoir des installations de différentes tailles dans des environnements variés, adaptées à la production décentralisée d'électricité en sites isolés. Ils peuvent être utilisés à petite échelle (par exemple sur des toits) ou à grande échelle pour la production d'énergie industrielle.[3]

D'autre part, la technologie photovoltaïque présente également des limites. Elle est encore coûteuse, bien que son coût de production ait fortement baissé ces dernières années. Les panneaux photovoltaïques les plus courants, fabriqués en silicium cristallin, sont lourds, fragiles et difficiles à installer. Une centrale solaire nécessite de vastes espaces, bien que la densité tende à s'améliorer. L'impact environnemental et énergétique de la fabrication des panneaux de silicium n'est pas négligeable. Enfin, l'énergie électrique n'est pas directement stockable. Elle peut être stockée indirectement dans des batteries sous forme chimique ou dans des accumulateurs cinétiques sous forme mécanique, mais ces technologies sont encore coûteuses.[3]

### 1.4 Conversion et effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, qui permet la transformation du rayonnement solaire en électricité, a été découvert pour la première fois par Becquerel en 1839. Cet effet est observable dans des matériaux spécifiques appelés semi-conducteurs. Ces derniers possèdent deux bandes d'énergie : une bande de valence où les électrons sont présents et une bande de conduction qui est, en revanche, dépourvue d'électrons, comme l'illustre la Figure 1.4. Le silicium, est le semi-conducteur le plus utilisé. Ses atomes se distinguent par quatre électrons qui se lient à leurs atomes voisins, formant ainsi un réseau cristallin .[4]

L'interaction de la lumière solaire avec l'effet photovoltaïque fournit l'énergie nécessaire à l'électron périphérique pour passer de la bande de valence à la bande de conduction dans le matériau, ce qui génère de l'électricité. Pour le silicium en particulier, une énergie de 1,12 eV (volts électro) est nécessaire pour que les électrons franchissent le GAP. De plus, le matériau semi-conducteur doit être capable d'absorber une grande partie du spectre solaire pour assurer une conversion optimale.[4]

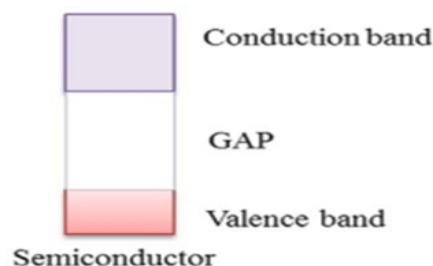


Figure 1.4 : Bandes d'énergie dans un semi-conducteur

## 1.5 La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques, également appelées cellules solaires, sont des dispositifs performants qui convertissent la lumière solaire en électricité. Elles se composent d'un semi-conducteur qui contient une jonction PN, élément fondamental pour générer une tension photoélectrique [4]. Le matériau semi-conducteur de type N, qui a un surplus d'électrons grâce au dopage au phosphore, est exposé à la lumière solaire. Juste en dessous de la jonction PN, on trouve le matériau semi-conducteur de type P, qui présente une pénurie d'électrons due au dopage au bore. Des électrodes frontales minces sont disposées sur la couche supérieure pour capter les électrons libérés par l'effet photoélectrique, et une électrode arrière collectrice de courant est installée au bas de la couche de type P pour acheminer le courant produit. L'ensemble est protégé par une couche de verre mince anti-reflet, permettant une transmission optimale de la lumière solaire.

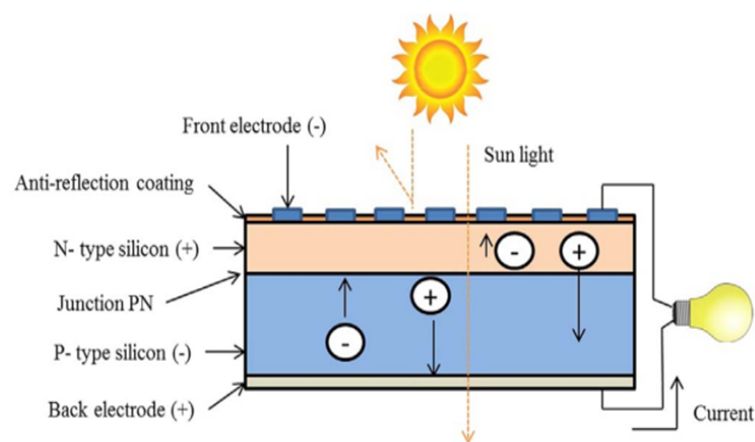


Figure 1.5 : cellule photovoltaïque [4]

## 1.6 Technologie des cellules photovoltaïques

Depuis l'introduction de la technologie photovoltaïque, une multitude d'initiatives de recherche et de développement ont vu le jour, visant principalement à améliorer l'élément fondamental d'une cellule solaire : son taux de conversion énergétique. De ce fait, une vaste gamme de cellules solaires a fait son apparition sur le marché, et d'autres sont encore en phase de conception. Les cellules solaires se déclinent en une multitude de matériaux et de structures [5].

Actuellement, nous distinguons trois types principaux de technologies photovoltaïques, classées en tant que technologies de première, deuxième et troisième génération, comme le montre la figure 1.6.

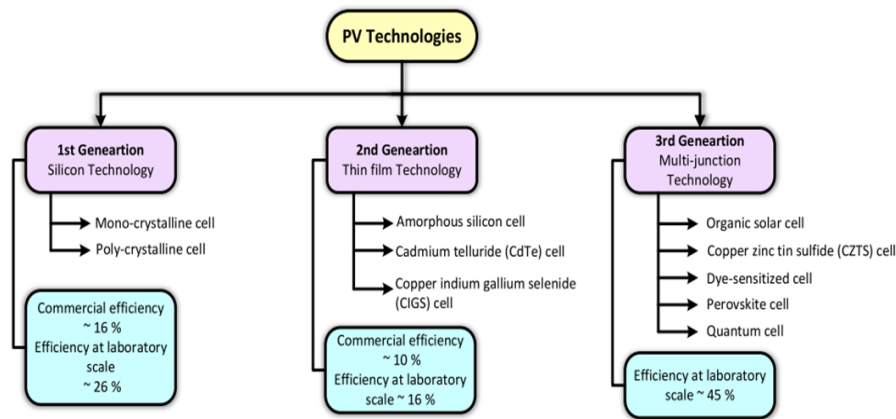


Figure 1.6 : technologie des cellules photovoltaïque [5]

L'utilisation des cellules à haut rendement n'est pas toujours économiquement justifiable en raison du coût de production.

En tenant compte des aspects technico-économiques, parmi les cellules PV les plus répandues et les plus utilisées, on distingue trois types : les cellules monocristallines, polycristallines et les cellules solaires à couche mince. Ces dernières sont particulièrement courantes en raison de leur efficacité et de leur coût de production relativement bas. La Figure 1.7 donne un aperçu visuel de ces types de cellules PV couramment utilisées.

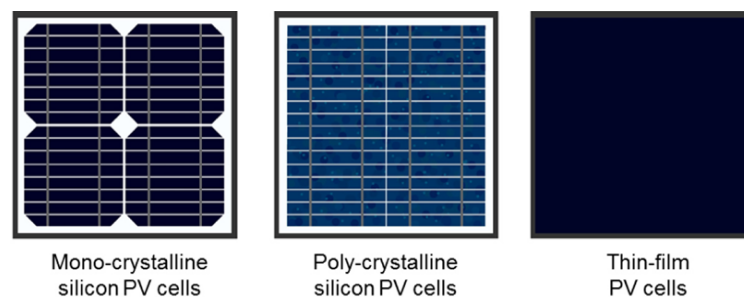


Figure 1.7 : Les cellules photovoltaïques les plus utilisées [5]

## 1.7 Caractéristique Courant-Tension et puissance-Tension

Dans un environnement où les paramètres météorologiques tels que l'éclairement et la température sont constants, nous pouvons observer des comportements spécifiques des cellules solaires en fonctionnement stable. Ces comportements sont illustrés par des courbes caractéristiques courant-tension ( $I(V)$ ) et puissance-tension ( $P(V)$ ) [6], comme le démontre la figure 1.8



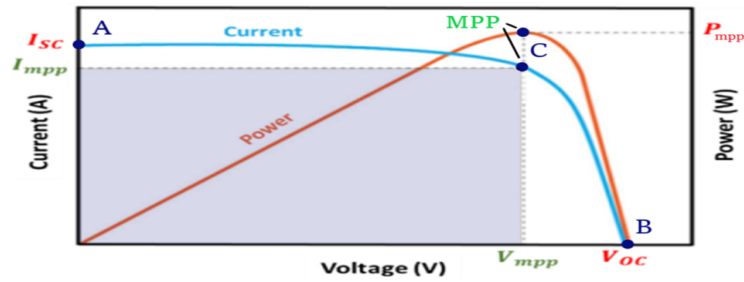


Figure 1.8 : Courbes courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'une cellule PV

Dans ces tracés de courbes caractéristiques, trois points revêtent une importance particulière [6] :

- **Au point A**, où le courant est à son maximum et la tension est inexistante, on fait référence au courant de court-circuit, aussi appelé  $I_{sc}$ . Ce courant, produit par la cellule photovoltaïque lors d'un court-circuit (c'est-à-dire sans tension  $V=0$  sur ses bornes), est proportionnel à l'intensité lumineuse reçue par la cellule.
- **Le point B** est caractérisé par la tension de circuit ouvert, également désignée par  $V_{oc}$ . C'est la tension la plus haute que la cellule peut atteindre, environ 0,6V, en l'absence de courant. Cette tension reste relativement stable malgré les variations de l'intensité lumineuse reçue par la cellule.
- **Le point C** symbolise le stade de fonctionnement optimal où la cellule photovoltaïque produit sa puissance maximale. Ce point, connu sous le nom de MPP (Maximum Power Point), est référencé par le couple de paramètres électriques : une tension optimale ( $V_{mpp}$ ) et un courant optimal ( $I_{mpp}$ ). Comme on peut le voir sur la figure 1.8, ce point définit une zone, démontré par l'équation (1.1), qui est le plus grand rectangle pour n'importe quel point sur la courbe  $I(V)$ . Pour évaluer la qualité et analyser l'efficacité d'une cellule PV, ce rectangle peut être comparé à celui fait par le produit du courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) et de la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) et nous pouvons introduire la définition du facteur de forme (FF) donné par la relation (1.2). Plus ce facteur est proche de 1, plus la cellule PV peut être considérée comme ayant de bons compromis et proche de ses caractéristiques idéales

$$P_{mpp} = V_{mpp} \times I_{mpp} \quad (1.1)$$

$$FF = P_{mpp} / (V_{oc} \times I_{sc}) \quad (1.2)$$

## 1.8 Rendement de conversion

L'efficacité d'une cellule ou d'un panneau PV est la mesure de la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons en énergie électrique. Ainsi, l'efficacité maximale de cette

transformation est désignée par  $\eta_{PV}$  et est définie par l'équation (1.3). Cette efficacité est influencée par le type de matériau et la méthode de fabrication utilisés pour les cellules photovoltaïques. Les fabricants fournissent cette information dans les fiches techniques des panneaux PV. Elle est évaluée dans des conditions spécifiques standard de test solaire (STC), soit à une température ambiante de 25°C et sous une irradiation normalisée de 1kW/m<sup>2</sup>, ce qui correspond à une masse d'aire de 1,5 (Air Mass) [6]

$$\eta_{PV} = P_{MAX}/(P_{in}) = P_{MAX}/(G \times A_{eff}) \quad (1.3)$$

Avec :

G (w/m<sup>2</sup>) correspond à l'irradiance, qui illustre la puissance des photons par unité de surface ; et Aeff (m<sup>2</sup>) désigne la superficie effective du panneau PV.

### 1.9 panneau et Champ photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque individuelle produit une tension et un courant relativement bas, typiquement, une cellule photovoltaïque délivre environ 0,5 V de tension continue et un courant qui fluctue en fonction de l'intensité lumineuse solaire et de la superficie de la cellule. Pour augmenter la puissance de sortie[5] , les cellules photovoltaïques sont assemblées en série pour accroître la tension, en parallèle pour augmenter le courant, ou en configuration série-parallèle pour obtenir la tension et le courant nécessaires, formant ainsi un panneau PV (ou module PV). Dans des installations de plus grande taille, les panneaux PV peuvent également être connectés en série et/ou en parallèle pour répondre au mieux aux exigences de l'application en termes de tension et de courant. Lorsqu'un certain nombre de panneaux photovoltaïques sont connectés en série, l'ensemble est appelé "string" de panneaux photovoltaïques. La connexion en série des panneaux permet d'augmenter la tension du système. En connectant en parallèle un certain nombre de ces "strings", on obtient un réseau photovoltaïque (également appelé champ de modules photovoltaïques) qui permet d'augmenter le courant délivré par le réseau.

Les panneaux PV sont connectés en série en reliant le pôle positif du premier panneau au pôle négatif du panneau suivant, et ainsi de suite. La tension produite par une telle configuration en série est égale à la somme des tensions de chaque panneau. La mise en parallèle de plusieurs "strings" est réalisée en connectant ensemble les pôles positifs d'une part, et les pôles négatifs d'autre part. La figure 1.9 illustre la différence entre une cellule photovoltaïque, un panneau et un réseau.

### 1.10 Les principaux facteurs influençant la production d'énergie PV

Il est essentiel de comprendre que, dans le processus de production d'énergie des modules photovoltaïques, la température et l'irradiance solaire sont les deux éléments primordiaux qui in-

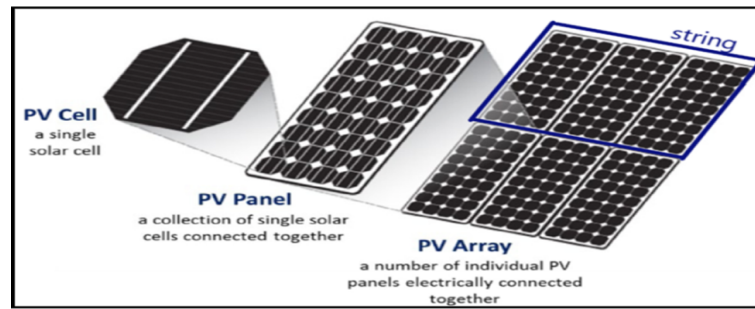


Figure 1.9 : cellules PV, panneau et réseau

fluencent la production d'énergie du module. Ces deux éléments, en tant qu'influences externes, ont un impact direct sur les caractéristiques électriques du module PV. En effet, les fluctuations de la tension et du courant du module PV sont une réponse directe aux variations de la température et de l'irradiance solaire [5, 6]

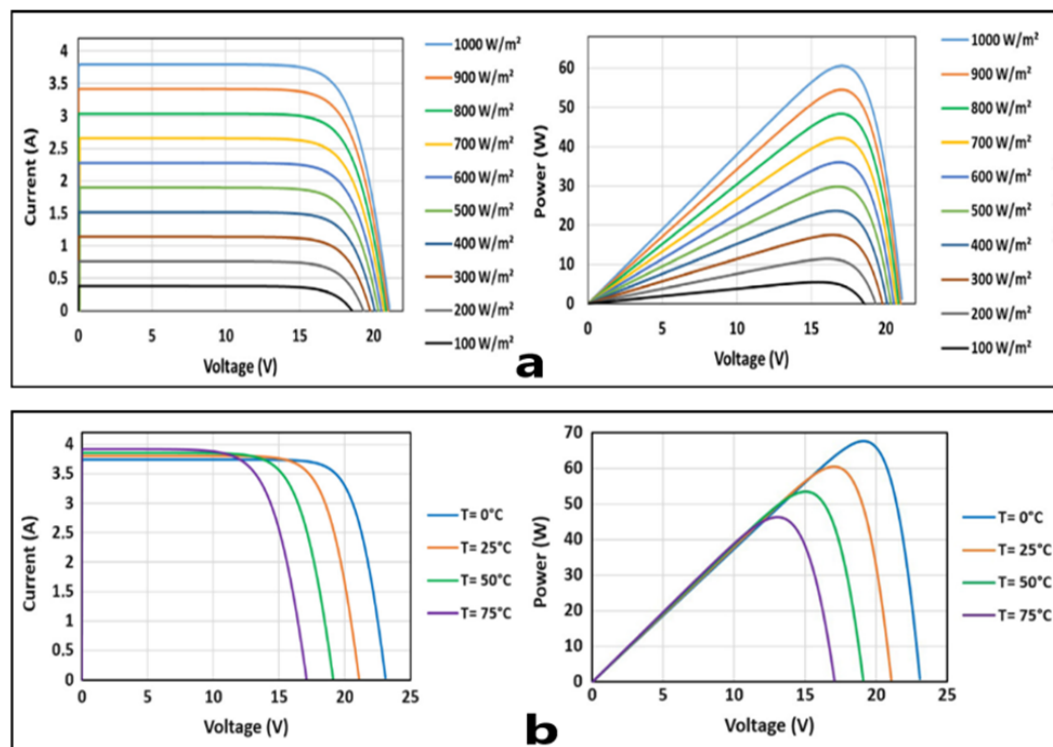


Figure 1.10 : L'effet des variations de l'éclairement solaire et de la température sur les caractéristiques du module PV a) Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs d'éclairement solaire avec une température constante de 25°C, -b) Caractéristiques I-V et P-V pour différentes valeurs de température avec un éclairement constant de 1kW/m<sup>2</sup>

[7]

La Figure 1.10 met en lumière l'impact des fluctuations de l'éclairement solaire et de la température sur la performance d'un module PV. Dans la Figure 1.10(a), il est observable que le courant de sortie est principalement déterminé par les variations d'éclairement, tandis que la tension en circuit ouvert demeure relativement stable. En revanche, la Figure 1.10(b) illustre que la tension de sortie fluctue significativement avec la température, alors que le courant de court-circuit reste pratiquement constant, ce qui souligne la sensibilité de la tension aux changements thermiques. Enfin, la puissance de sortie du module PV est influencée à la fois par

l'éclairement, dont la diminution entraîne une réduction de la puissance, et par la température, dont l'augmentation conduit également à une baisse de la puissance produite.

Au-delà de la température et de l'éclairement solaire, la production des modules PV est affectée par plusieurs facteurs externes. La Figure 1.11 met en évidence les éléments clés qui influencent cette production d'énergie photovoltaïque.

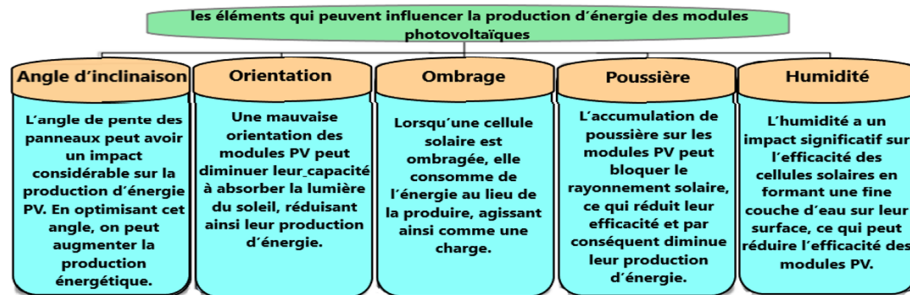


Figure 1.11 : Les facteurs influençant la production d'énergie PV

## 1.11 Dispositif de protection pour générateur d'énergie solaire photovoltaïque

L'association de cellules PV en conditions météorologiques favorables ne pose généralement pas de problème. Cependant, une irradiation inégale, un vieillissement ou une défaillance dans le réseau PV peuvent causer des défauts destructeurs, notamment en cas d'ombrage, avec la formation de points chauds pouvant endommager le réseau PV. Pour prévenir ces problèmes et prolonger la durée de vie des modules PV, il est crucial d'intégrer des protections actives, souvent réalisées avec des diodes électroniques. Ces diodes remplissent deux fonctions selon leur position dans le système PV : la diode de blocage (DB) et la diode de dérivation (DBP) (figure 1.12).

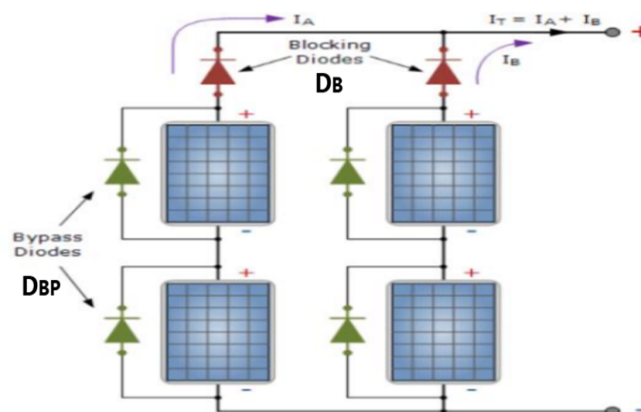


Figure 1.12 : Les protections électriques typiques dans un générateur d'énergie solaire PV : DB, la diode de blocage et DBP, les diodes de dérivation

### 1.11.1 Diodes de Blocage

Selon leur exposition à la lumière, les cellules photovoltaïques (PV) peuvent produire ou consommer de l'énergie. Les diodes de blocage (DB) sont intégrées en série avec chaque string de PV pour éviter les courants négatifs, notamment lorsque le module génère une tension inférieure à celle des autres en raison de l'ombrage ou d'un déséquilibre. L'utilisation des DB est avantageuse dans deux cas :

- **Protection contre le flux de courant inverse de la batterie à travers le module pendant la nuit :** La tension du module PV tombe à zéro la nuit. Sans protection, la batterie pourrait se décharger à travers le module. Les DB bloquent alors tout courant inverse.

- **Protection contre le flux inverse à travers les modules endommagés des strings parallèles pendant la journée :** Les DB placées à l'entrée des strings en série préviennent la perte de courant des autres strings si l'un d'eux est ombragé ou court-circuité. Le string affecté est ainsi isolé, permettant d'acheminer plus de courant vers la charge. Ces DB sont également appelées "diodes d'isolation" [6].

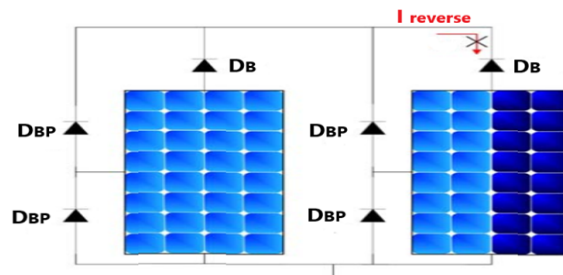


Figure 1.13 : Les Diodes de Blocage : Barrières Contre le Courant de Fuite et le Courant Inverse dans les Modules Photovoltaïques

[6]

### 1.11.2 Diodes de Dérivation (By-pass Diode)

Lorsque qu'une section d'un module PV est ombragée, les cellules concernées ne génèrent pas autant de courant que les autres. Étant connectées en série, la cellule à courant le plus faible détermine le courant pour l'ensemble du module, ce qui signifie que le courant des cellules mieux éclairées ne peut pas être acheminé vers la charge. Les cellules non ombragées forcent alors les cellules ombragées à conduire ce courant supplémentaire. Par conséquent, les cellules ombragées fonctionnent à des courants plus élevés que leurs courants de court-circuit, dans une zone de tension négative. Cela entraîne une perte de tension pour l'ensemble du module PV, et les cellules ombragées dissipent de l'énergie sous forme de chaleur, un phénomène appelé "points chauds". Quand certaines cellules PV ne fournissent pas d'énergie en raison de l'ombrage, le courant circule alors à travers la diode de dérivation (DBP), empêchant les points chauds et les pertes de rendement [6] .

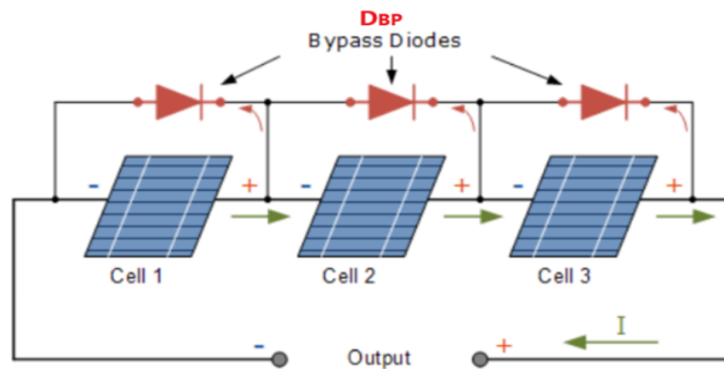


Figure 1.14 : Cellules solaires protégées par des diodes by-pass

## 1.12 Etude des systèmes d'énergie photovoltaïque

Un module ou un réseau PV est l'élément clé qui transforme l'énergie solaire en électricité à courant continu (CC), mais pour exploiter cette énergie, d'autres éléments sont requis pour constituer un système PV qui accumule et distribue l'énergie aux consommateurs. Un système PV classique comprend un module PV (ou un champ PV), un étage d'adaptation et une charge AC et/ou DC.

Cette section expose les concepts clés indispensables à la compréhension des systèmes de conversion photovoltaïque. Une analyse approfondie de la séquence illustrée dans la Figure 1.15 sera effectuée.

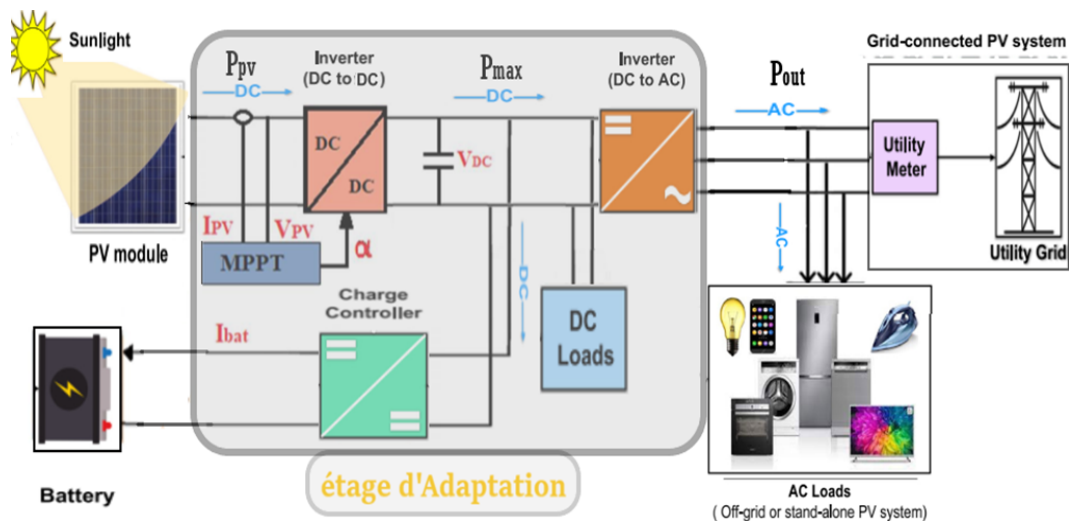


Figure 1.15 : Structure générale d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

### 1.12.1 Étage d'Adaptation

Comme illustré dans la Figure 1.15, la chaîne de conversion photovoltaïque se compose d'un générateur PV lié à un étage d'adaptation. Cet étage a pour fonction d'alimenter une charge, soit en la reliant à un système de stockage (mode isolé), soit en déchargeant la puissance produite,

désignée par  $P_{out}$ , sur le réseau (mode connecté au réseau). L'alimentation de cette charge par les panneaux PV peut être réalisée par un couplage direct en l'absence de l'étage d'adaptation, mais cela impliquerait un fonctionnement qui suit l'intensité lumineuse du soleil avec une puissance, notée  $P_{PV}$ , qui fluctue essentiellement tout au long de la journée. Cette puissance  $P_{PV}$  peut varier par rapport à la puissance maximale, notée  $P_{max}$ , en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour effectuer la conversion et le transfert énergétique (connexion directe, convertisseur DC-DC, onduleur...). La connexion directe nécessite une adaptation qui peut ne pas être optimale sur toute la plage de fonctionnement.

Il est donc indispensable de recourir à un niveau d'adaptation pour ajuster la puissance en fonction des exigences de l'installation. Ce niveau peut inclure des convertisseurs (DC-DC, DC-AC et/ou un système de stockage) [8].

### 1.12.1.1 Convertisseur DC-DC

Les convertisseurs DC-DC sont essentiels pour adapter la tension continue des panneaux PV ou des batteries à celle requise par des appareils fonctionnant à une tension différente. Leur étude est primordiale, car ils sont largement utilisés dans les nouvelles sources d'énergie, notamment l'énergie photovoltaïque [9, 10]. Dans les systèmes photovoltaïques, ces convertisseurs, appelés hacheurs, adaptent la tension DC variable d'une source, comme un panneau solaire, à une charge nécessitant une tension DC constante [10]

Un hacheur utilise un interrupteur électronique, comme un thyristor GTO ou un transistor à effet de champ, commandé pour s'ouvrir et se fermer. Son principe repose sur l'établissement et l'interruption périodique de la connexion source-charge, permettant d'obtenir une tension de sortie continue réglable. [10]

#### Type des convertisseurs DC/DC

Les convertisseurs DC/DC sont disponibles dans différentes formes. On les distingue en deux catégories : les convertisseurs non isolés et les convertisseurs isolés de la source [10].

Dans les systèmes photovoltaïques, les convertisseurs qui n'ont pas de transformateurs d'isolement, appelés convertisseurs non isolés [8], sont fréquemment utilisés. Ces convertisseurs se déclinent en trois types de hacheurs, chacun produisant des courants et tensions souhaités [11] :

- **Les hacheurs Buck**, ou abaisseurs, où la tension de sortie ( $V_o$ ) est inférieure à la tension d'entrée ( $V_s$ ). Le convertisseur Buck est couramment utilisé pour les tensions faibles dans les applications photovoltaïques. Il est fréquemment utilisé comme chargeur de batteries.
- **Les hacheurs Boost**, ou élévateurs, où la tension de sortie ( $V_o$ ) est supérieure à la tension d'entrée ( $V_s$ ). Le convertisseur Boost est généralement utilisé pour augmenter la tension avant de passer à l'étage de l'onduleur.

- Les hacheurs **Buck-Boost**, qui peuvent fonctionner soit en mode Buck, soit en mode Boost, en fonction du rapport cyclique  $\alpha$ .

Ces trois convertisseurs DC/DC sont représentés sur la figure 1.16.

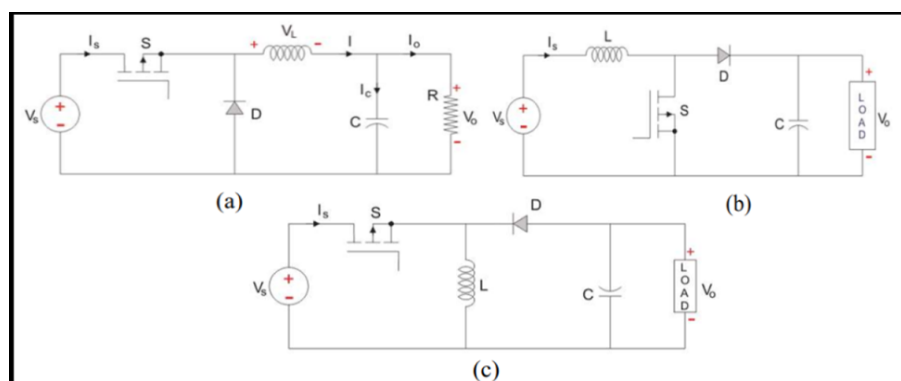


Figure 1.16 : Structures de base des hacheurs : a – hacheur buck, b – hacheur boost, c – hacheur buck-boos

[11]

## La commande des convertisseurs DC/DC

Dans un système photovoltaïque, la commande du hacheur optimise le transfert d'énergie vers la charge en exploitant les caractéristiques du module PV. La courbe  $I(V)$  d'un panneau PV étant non linéaire, un point de puissance maximale (MPP) existe, où la puissance délivrée est optimale. Les contrôleurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) assurent le suivi de ce point, généralement via des microcontrôleurs [10], l'algorithme ajuste en continu la tension pour atteindre le MPP, et la puissance maximale est ensuite transmise au convertisseur DC-DC, dont le rapport cyclique assure le contrôle du suivi [11].

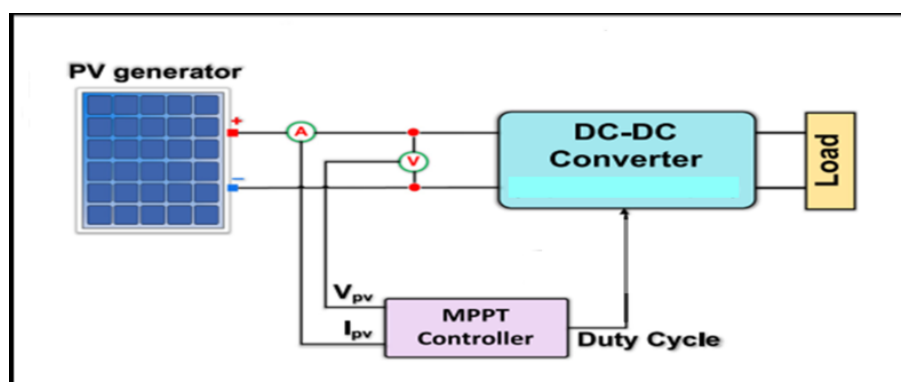


Figure 1.17 : Chaîne de conversion photovoltaïque comprenant une commande MPPT

Dans le domaine de la recherche du MPP, plusieurs algorithmes ont été développés et documentés. Les techniques les plus couramment utilisées incluent la méthode de mesure de la tension en circuit ouvert, celle de mesure du courant en court-circuit, ainsi que les approches Perturb & Observe (P&O) et l'incrément de conductance (IncCond). Parmi celles-ci, la méthode P&O est particulièrement populaire dans le secteur photovoltaïque. L'objectif principal



des contrôleurs MPPT est de réduire l'écart entre la puissance actuelle du système et la puissance maximale de référence, qui peut varier en fonction des conditions climatiques et de la charge. Comme illustré dans la Figure 1.18, ces contrôleurs modifient principalement le rapport cyclique du convertisseur pour atteindre le MPP du panneau PV.

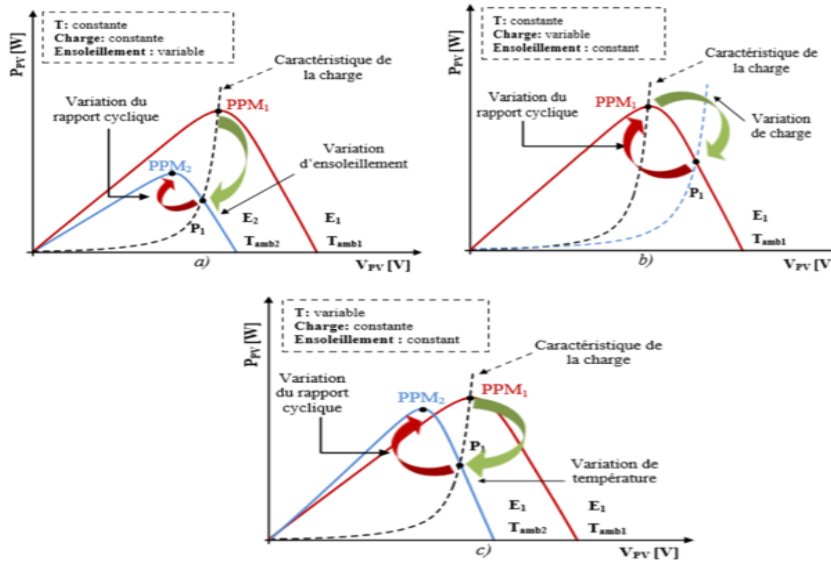


Figure 1.18 : Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximale suite à a) une variation d'ensoleillement, b) une variation de charge, c) une variation de température [8]

## 1.12.1.2 Convertisseur DC-AC (Onduleur)

Les onduleurs, qui sont des convertisseurs statiques, ont une importance capitale dans la fourniture d'énergie aux charges alternatives, indépendamment de la fréquence, qu'elle soit fixe ou variable. Leur but principal est de produire une tension de sortie qui, pour chaque tension d'entrée, imite le plus fidèlement possible une onde sinusoïdale. .

### Onduleurs pour systèmes Photovoltaïques

Les onduleurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques diffèrent légèrement des onduleurs traditionnels employés en électrotechnique, bien que leur but de conversion AC/DC reste identique. La particularité majeure de l'onduleur PV réside dans sa capacité à identifier le point de fonctionnement optimal du système (MPP) afin d'extraire la puissance maximale des panneaux PV [12].

Les installations PV peuvent être soit connectées au réseau électrique, soit fonctionner de manière autonome pour alimenter des appareils isolés. En conséquence, les onduleurs destinés à ces systèmes PV se classifient en deux grandes catégories.

- **Les onduleurs autonomes** : Ils ont la capacité de délivrer de l'électricité aux appareils connectés, tout en garantissant la stabilité des paramètres électriques essentiels (tension et

fréquence). Dans ce contexte, l'onduleur est associé à un système de stockage par batterie pour garantir une alimentation énergétique ininterrompue.

- **Les onduleurs raccordés au réseau** : Les systèmes connectés au réseau utilisant des onduleurs MPPT sont plus stables et efficaces [13]. Ils ont la capacité de se synchroniser avec le réseau électrique auquel ils sont reliés. En effet, dans ce contexte, la tension et la fréquence sont dictées par le réseau principal.

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau constituent une part prédominante (plus de 99%) de la capacité PV totale, surpassant largement les systèmes autonomes. Un défi significatif pour ces systèmes PV est leur compatibilité avec le réseau électrique, en raison des fluctuations de leurs fréquences de sortie. Cela met en lumière la question de leur incorporation efficace dans le réseau électrique. Pour pallier ce défi, ces systèmes utilisent une interface appropriée (onduleur connecté au réseau), qui leur permet de modifier leur fréquence de sortie et d'injecter de l'énergie synchronisée dans le réseau [12].

### 1.12.1.3 Le stockage de l'énergie électrique photovoltaïque

Les batteries stockent l'énergie photovoltaïque et offrent une grande capacité, mais nécessitent un entretien régulier et ont une durée de vie de 5 à 10 ans. Elles ne conviennent pas à toutes les applications, notamment celles requérant des pics de puissance, où les supercondensateurs sont plus adaptés. Bien que le stockage de l'électricité ne soit pas toujours nécessaire, il est avantageux pour intégrer l'énergie PV dans les réseaux et essentiel dans les systèmes autonomes pour compenser l'intermittence de la production. Les batteries au plomb, courantes mais limitées, pourraient être combinées avec des systèmes de stockage à long terme, tandis que des technologies futures, comme les batteries au lithium ou l'hydrogène, pourraient les remplacer [14].

### 1.12.2 principaux types de systèmes photovoltaïques

Les installations d'énergie solaire PV, en fonction de leur capacité à générer de l'électricité et des exigences énergétiques spécifiques de l'utilisateur final, peuvent être distinguées en une variété de catégories distinctes.

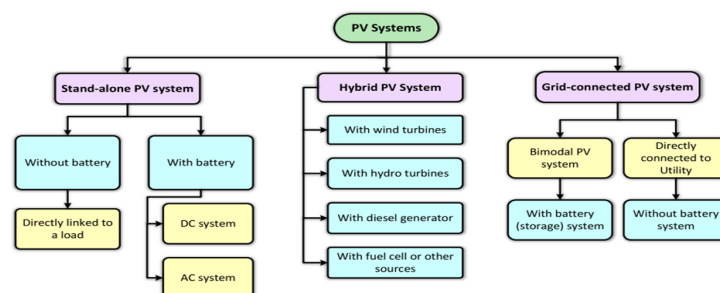


Figure 1.19 : types de systèmes photovoltaïques

### 1.12.2.1 Systèmes photovoltaïques autonomes (off-grid)

Les systèmes PV autonomes, ou hors réseau, fonctionnent indépendamment d'un réseau électrique en exploitant l'énergie solaire, stockant l'excédent pour une utilisation ultérieure, et peuvent être connectés directement à une charge sans batteries ou inclure un système à courant continu CC ou alternatif AC avec batterie (Figure 1.20), ce qui les rend idéaux pour l'électrification rurale et les zones isolées en évitant les complications des lignes de transmission et des transformateurs . [13]

### 1.12.2.2 Systèmes photovoltaïques raccordées au réseau (on-grid)

Il s'agit d'un système PV intégré au réseau électrique, pouvant être bimodal, avec ou sans stockage par batteries, ou relié directement à l'infrastructure électrique (Figure 1.20). Le courant produit doit être converti pour répondre aux spécificités du réseau avant son injection. Ces systèmes permettent la vente intégrale ou partielle de l'électricité générée. On distingue deux configurations [15] :

- **Transfert intégral** : l'énergie produite par les panneaux solaires est directement envoyée au réseau lors des phases de production.
- **Transfert de surplus** : l'énergie est d'abord utilisée par les charges, et tout surplus est injecté dans le réseau.

De nombreux pays encouragent les systèmes solaires connectés au réseau, car ils apportent de l'énergie verte, réduisent les coûts liés aux énergies fossiles et offrent des avantages financiers aux propriétaires. Par ailleurs, le tarif d'achat de l'électricité solaire favorise un retour sur investissement plus rapide [13].

### 1.12.2.3 Systèmes photovoltaïques hybrides

Les systèmes hybrides combinent au moins deux sources de production d'énergie, comme le solaire et l'éolien, pour répondre aux besoins des utilisateurs. Ils peuvent également intégrer des turbines hydroélectriques, des générateurs diesel, des piles à combustible, ou d'autres sources selon les spécificités locales, optimisant ainsi les performances.

L'objectif principal de l'hybridation est de garantir une production d'énergie stable à partir de sources renouvelables, tout en gérant les variations liées aux conditions environnementales. Ces systèmes sont souvent conçus pour couvrir les pics de consommation, en complément des sources d'énergie conventionnelles. Par exemple, une installation hybride associant éolien et photovoltaïque utilise un onduleur commun pour la conversion d'énergie et un seul système de stockage, selon le type de connexion au réseau [13].

## **1.13 Les systèmes de supervision ou monitoring d'une installation PV**

Le monitoring PV, également désigné sous le terme de «système de supervision PV», offre la possibilité de surveiller à distance et en temps réel la production d'électricité et l'efficacité opérationnelle de l'installation PV (y compris la qualité des panneaux PV et des onduleurs). De plus, il permet d'évaluer les performances de production grâce à des indicateurs précis. [16]

Un système de supervision d'une installation PV est généralement constitué d'un système d'acquisition et d'enregistrement des données, d'un logiciel d'analyse et d'évaluation des données, ainsi que d'un système d'affichage. Il fournit des informations en temps réel sur la performance du système, ainsi qu'un historique de la production. Ces données sont visualisées sous forme de graphiques qui détaillent la quantité d'énergie produite et consommée. Cela facilite grandement l'élaboration d'un bilan énergétique quotidien, mensuel et annuel. Par conséquent, cela permet une évaluation précise et efficace des données de production des systèmes PV.[17]

Au fil de la durée de vie des installations solaires PV, divers incidents peuvent survenir et perturber la production d'électricité (défaillance du matériel, dommages ou fissures sur le panneau solaire, ombres dues à la croissance des arbres, etc.). Il se peut également que la production électrique diminue sans que les raisons soient évidentes. Grâce au monitoring d'une installation PV, nous sommes alertés en temps réel des pannes potentielles qui peuvent affecter la production du système PV, ce qui nous permet d'intervenir rapidement et de minimiser la perte d'énergie électrique. De plus, nous supervisons et analysons facilement le retour sur investissement grâce au suivi de la production. [16]

### **1.13.1 Caractéristiques essentielles d'un système de supervision ou monitoring pour les installations PV**

Les éléments fondamentaux d'un système de supervision pour les installations PV sont déterminés par les aspects suivants : les données à suivre, la précision des mesures, l'acquisition de données, les méthodes de transmission et de stockage de données.

#### **1.13.1.1 Les Données nécessaires pour la supervision ou monitoring des systèmes PV**

Pour une supervision rigoureuse et efficace d'une installation PV, il est crucial de se munir de deux catégories de données. D'une part, les données électriques sont essentielles pour le monitoring du rendement et de la performance de l'installation. D'autre part, les données météorologiques sont nécessaires pour prévoir les fluctuations de production en fonction des variations climatiques, une mesure courante est le ratio de performance, qui permet d'établir le rapport entre le rendement réel et le rendement théorique de l'installation.

La conception d'un système de supervision dépend en grande partie de la sélection des para-

mètres qui doivent être mesurés et surveillés. Ces paramètres sont choisis et varient en fonction de la classe du système de supervision (classe A ou B) en conformité avec les normes internationales plus précisément, la norme IEC 61724, intitulée surveillance des performances des systèmes PV [18, 19]. le Tableau 1.1, énumère une liste de paramètres à mesurer pour un système de supervision de classe A, en fonction du type de configuration du système PV en question, qu'il soit connecté au réseau ou autonome.

General parameter	Specific parameter	Symbol
Meteorology	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Total irradiance, in the plane of the array (Direct+Diffused)</li> <li>• Ambient temperature in a radiation shield</li> <li>• Air speed and direction (optional)</li> </ul>	$G_t$ (DHI DNI) $T_{am}$ $S_W$
Photovoltaic array	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Output voltage</li> <li>• Output current</li> <li>• Output power</li> <li>• Module temperature</li> <li>• Tracker tilt angle (optional)</li> <li>• Tracker azimuth angle (optional)</li> </ul>	$V_A$ $I_A$ $P_A$ $T_m$ $\Phi_T$ $\Phi_A$
Energy storage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operating voltage</li> <li>• Current to storage<sup>a</sup></li> <li>• Current from storage<sup>a</sup></li> <li>• Power to storage<sup>a</sup></li> <li>• Power from storage<sup>a</sup></li> </ul>	$V_S$ $I_{TS}$ $I_{FS}$ $P_{TS}$ $P_{FS}$
Load	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Load voltage</li> <li>• Load current</li> <li>• Load power</li> </ul>	$V_L$ $I_L$ $P_L$
Utility grid	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utility voltage</li> <li>• Current to utility grid<sup>a</sup></li> <li>• Current from utility grid<sup>a</sup></li> <li>• Power to utility grid<sup>a</sup></li> <li>• Power from utility grid<sup>a</sup></li> </ul>	$V_u$ $I_{TU}$ $I_{FU}$ $P_{TU}$ $P_{FU}$
Back-up sources	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Output voltage</li> <li>• Output current</li> <li>• Output power</li> </ul>	$V_{BU}$ $I_{BU}$ $P_{BU}$

Tableau 1.1 : Paramètres à mesurer en temps réel dans les systèmes PV

Pour un système de classe B, les paramètres devant être mesurés sont les suivants :

• **Les données électriques :**

La catégorie initiale de données concerne directement l'installation PV. Elle englobe des paramètres tels que la tension, le courant et la puissance produits par le générateur PV, ainsi que le courant, la tension et la puissance en sortie de l'onduleur. En outre, les informations concernant le courant, la tension et la puissance de la charge, de même que le courant et la tension des batteries sont également collectées. Ces mesures varient en fonction du type d'installation PV, qu'elle soit autonome, raccordée au réseau électrique, avec ou sans système de stockage [18].

• **Les données météorologiques :**

Les données climatiques constituent la seconde catégorie de données. Elles englobent des paramètres tels que l'irradiation solaire sur le plan du champ PV, la température du module PV et Les autres paramètres météorologiques tels que le rayonnement horizontal global (GHI), la température ambiante et la vitesse du vent peuvent être mesurés ou déterminés à partir de données satellitaires [19].

### 1.13.1.2 Précision des paramètres de mesures

Les systèmes de supervision destinés à surveiller les installations PV doivent respecter les normes IEC en matière de précision. Ces normes définissent des exigences rigoureuses pour les mesures effectuées sur les différents Paramètres PV [19].

- **Mesure de la tension, du courant et de la puissance**

Les paramètres électriques tels que la tension, le courant et la puissance peuvent être exprimés soit en DC soit en AC. Pour mesurer le courant, deux méthodes principales sont couramment utilisées : l'utilisation de résistances shunts (basée sur la loi d'Ohm) ou de transducteurs de courant (qui se basent sur la loi de Faraday pour les transformateurs de courant et sur l'effet du champ magnétique pour les capteurs à effet Hall) [18, 19].

L'utilisation de shunts est simple et ne nécessite pas d'alimentation supplémentaire, mais elle exige un taux d'échantillonnage élevé pour mesurer le courant AC et elle n'offre pas une isolation galvanique entre le réseau de puissance et l'électronique de mesure. En revanche, les transducteurs de courant requièrent une alimentation électrique et permettent de mesurer à la fois le courant AC et DC. Le choix entre ces deux méthodes dépend de leur précision et de leur plage de mesure, ce qui nécessite une analyse approfondie pour déterminer le coût adapté à chaque cas [18].

De même, pour mesurer la tension DC, des transducteurs de tension ou des diviseurs de tension peuvent être utilisés. Bien que le transducteur de tension soit plus coûteux, les deux méthodes nécessitent une évaluation minutieuse de leur précision. Dans le cas de la tension AC, l'utilisation de transducteurs de tension est incontournable, à moins que l'enregistreur de données ne puisse accepter directement les signaux alternatifs AC[18].

Quant à la puissance (qu'elle soit en DC ou AC), elle peut être calculée en temps réel en multipliant les valeurs échantillonnées de tension et de courant, ou mesurée directement à l'aide d'un capteur de puissance. Si les puissances sont calculées, les calculs doivent utiliser les quantités échantillonnées de tension et de courant plutôt que leurs moyennes, car la moyenne dépend du taux d'échantillonnage et peut entraîner des erreurs significatives pour de grandes variations de courant[18].

Conformément à la norme IEC 61724, la précision des mesures de tension, de courant et de puissance, y compris le signal conditionné, est spécifiée dans le Tableau 1.2

Paramètre	Précision de la mesure % de la puissance maximal de l'onduleur	
	Classe A du système %	Classe B du système %
Tension d'entrée (DC)	±2	n/a
Courant d'entrée (DC)	±2	n/a
Puissance d'entrée (DC)	±3	n/a
Tension de sortie (AC)	±2	±2
Courant de sortie (AC)	±2	±2
Puissance de sortie (AC)	±3	±3

Tableau 1.2 : Précisions des mesures électriques par rapport aux valeurs max de l'onduleur

• **Mesure d'irradiance solaire**

L'éclairement solaire ou l'intensité lumineuse. Sera mesuré dans le même plan que le champ PV à l'aide de dispositifs de référence calibrés ou de pyranomètres, des capteurs peu coûteux, sont couramment utilisés tels que des cellules de référence la plupart du temps à base de silicium, qui seront calibrés et entretenus conformément aux normes IEC60904-2 et IEC60904-6 [18]. Le Tableau 1.3 expose les caractéristiques de résolution et d'incertitude propres à chaque type de capteur.

type de capteur	Système de classe A	Système de class B
Pyranomètre	Face avant : Classe C ou mieux selon ISO Classe A selon ISO 9060:2018. Incertitude d'étalonnage spectrale-ment < 2% à 1000W/m. Plage de mesure jusqu'à 1500 w/m Résolution <1% w/m Face arrière : Classe C ou mieux selon ISO 9060:2018 Incertitude d'étalonnage <3% à 1000w/m . Portée jusqu'à 1500 w/m .Résolution <1 w/m	Classe C ou mieux selon ISO 9060:2018. Incertitude d'étalonnage <3% à 1000w/m. Portée jusqu'à 1500 w/m . Résolution <1 w/m .
Cellule PV de référence	Cellule de référence conforme à la norme CEI 60904-2. Incertitude d'étalonnage <2% à 1000 w/m. Résolution <1 w/m .	Cellule de référence conforme à la norme CEI 60904-2 Incertitude d'étalonnage <3% à 1000 w/m Résolution <1w/m

Tableau 1.3 : Exigences sur les capteurs de mesure de l'éclairement

Conformément à la norme IEC61724, il est impératif que la précision des mesures d'éclairement dépasse les 8 % par rapport aux valeurs relevées dans la plage allant de 100 W/m<sup>2</sup> à 1 500 W/m<sup>2</sup>, en prenant en compte le conditionnement du signal [19].

### • Mesure de la Température

Les températures de l'air ambiant et des modules PV sont mesurées à l'aide de capteurs de température positionnés de manière représentative par rapport aux conditions de l'ensemble. Dans le premier cas, ces capteurs sont intégrés aux capteurs de rayonnement solaire, tandis que dans le second cas, ils sont placés à l'arrière d'un ou de plusieurs modules PV. La précision de ces capteurs de température, y compris le conditionnement du signal, doit être supérieure à 1 °C [19].

#### 1.13.1.3 L'acquisition de données

Un système de monitoring pour installations PV (les data logger, les cartes d'acquisition ou d'autres systèmes d'acquisition (DAQ)), se caractérise par un processus de collecte d'informations et de conversion de signaux analogiques provenant de diverses sources du monde réel en format numérique. Cette transformation facilite la surveillance, le stockage dans un ordinateur et l'analyse à l'aide d'outils informatiques. Plusieurs composants sont impliqués dans le processus d'acquisition de données, notamment : [20].

- **Capteurs** : Ce sont des unités fonctionnelles qui détectent les variations dans les conditions physiques.
- **Conditionnement et filtrage du signal** : Cette étape prépare les signaux provenant des capteurs pour la conversion, en veillant à ce qu'ils soient dans un format lisible par le matériel d'acquisition de données. Le circuit de conditionnement peut également inclure des filtres pour éliminer le bruit ou d'autres interférences qui pourraient affecter la précision des mesures.
- **Matériel d'acquisition de données (DAQ)** : Ce composant convertit les signaux conditionnés de l'analogique au numérique, les rendant ainsi compréhensibles pour les ordinateurs
- **Logiciel DAQ** : Il permet aux utilisateurs de s'interfacer avec le matériel DAQ et offre souvent des fonctionnalités de configuration du processus d'acquisition de données, de visualisation et d'analyse des données capturées.

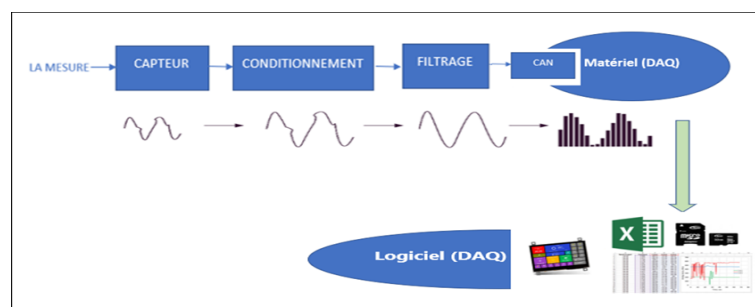


Figure 1.20 : Système d'acquisition de données piloté par logiciel



### 1.13.1.4 Stratégies de transmission et de stockage de données

- **Transmission de données** : Les systèmes de supervision communicants se composent d'un émetteur chargé de préparer les informations reçues des capteurs pour leur transmission via le canal approprié, ainsi que d'un récepteur qui détecte et transforme les informations transmises par l'émetteur. L'objectif est d'enregistrer, de visualiser et d'analyser ces données. Pour la transmission de données, plusieurs canaux sont couramment utilisés. Il s'agit notamment de la communication filaire (via des câbles coaxiaux et des fibres optiques), de la communication sans fil et de la communication par courant porteur (PLC). Le WLAN (Wireless Local Area Networking) offre une option supplémentaire pour la transmission sans fil de données. De plus, le serveur FTP (File Transfer Protocol) peut être employé pour transférer des données via un modem GSM-GPRS (Global System for Mobile–General Packet Radio Service). Ce serveur peut prendre la forme d'une carte PC ou d'une unité externe, et il est compatible avec divers types de connexion tels que le câble USB, le câble série et le Bluetooth. Les appareils GPRS permettent une transmission de données à grande vitesse, facilitant ainsi le transfert d'un volume important de données vers et depuis les appareils mobiles via Internet. [21].
- **Stockage de données** : Le stockage des données joue un rôle crucial dans les systèmes de supervision des installations PV. Il permet d'analyser et d'évaluer les performances du système surveillé. Habituellement, les données acquises sont enregistrées sur des cartes mémoire numériques (SD) qui intègrent un commutateur physique pour les protéger contre toute écriture non autorisée. L'avantage de ces cartes réside dans leur stockage non volatile, garantissant que les données restent stables même en cas de coupure d'alimentation. De plus, les cartes SD ne génèrent pas d'interférences et offrent un moyen simple de stocker et de suivre les données. Cependant, elles présentent quelques inconvénients, tels que leur fragilité, leur propension à être égarées et leur vulnérabilité aux virus. Pour une gestion et une exploitation optimale, Les données collectées peuvent être conservées dans des bases de données. [21].

## 1.14 Conclusion

En conclusion, ce chapitre introductif a permis d'explorer les éléments fondamentaux des systèmes photovoltaïques, qu'ils soient autonomes ou connectés au réseau électrique. Nous avons mis en évidence le rôle crucial du module photovoltaïque dans la conversion de l'énergie solaire et l'importance des convertisseurs pour réguler et adapter cette énergie. De plus, l'examen des systèmes de supervision a souligné les exigences nécessaires pour garantir une surveillance efficace des installations. Grâce à cette compréhension du flux d'énergie et des paramètres de fonctionnement, nous sommes désormais en mesure de prévoir une instrumentation appropriée pour suivre la production d'énergie en temps réel. Ces connaissances nous préparent à approfondir les défis et les innovations dans les chapitres suivants.

## **Chapitre 2**

# **Techniques de monitoring (architectures et composants)**

## 2.1 Introduction

Dans ce second chapitre, nous porterons une attention particulière aux techniques de monitoring tirées de la littérature utilisées dans le suivi de la production d'énergie solaire photovoltaïque. Cette analyse nous permettra de préciser et de consolider les objectifs de notre étude dans le cadre de ce projet de fin d'études. Par ailleurs, nous présenterons les divers équipements matériels et logiciels, ainsi que certaines approches théoriques, qui contribueront à la mise en œuvre de la solution que nous avons définie en réponse aux objectifs fixés.

## 2.2 Les différents Types de systèmes de monitoring PV

Une diversité de solutions techniques est disponible pour le monitoring des installations PV. Ces solutions se distinguent par la nature et la précision des informations qu'elles fournissent, ainsi que par leur coût. Chaque option présente ses propres caractéristiques, offrant ainsi une gamme d'alternatives adaptées à différents besoins et budgets [22].

### 2.2.1 Le monitoring via les onduleurs photovoltaïques.

#### 2.2.1.1 solution propre au fabricant d'onduleur (solution mono-marque)

De nombreux fabricants d'onduleurs photovoltaïques proposent des systèmes de monitoring intégrés. Ces systèmes, souvent intégrés directement à l'onduleur, permettent une collecte précise des données, affichées sur un écran local ou un site web dédié. Certains utilisent un enregistreur (datalogger) pour centraliser les données et transmettre les alertes de plusieurs onduleurs de la même marque, tout en permettant un accès à distance via Internet. Cependant, cette solution peut engendrer des coûts élevés pour les installations domestiques et est toujours liée à une seule marque d'onduleur [21].



Figure 2.1 : Monitoring (solution propre au fabricant d'onduleur) : a) Intégré à l'onduleur, b) Système de monitoring Sunny Webbox connecté à l'onduleur [21]

### 2.2.1.2 solution indépendante connectée à l'onduleur (solution multimarque)

Les solutions de monitoring indépendantes connectées aux onduleurs offrent une personnalisation qui pallie les limites des solutions mono-marque. Compatibles avec plusieurs marques, elles utilisent des protocoles de communication spécifiques pour récupérer les données de production et les alertes. Ces systèmes permettent un accès à distance via un serveur. Des exemples incluent des dataloggers comme Solar-Log et certains automates programmables industriels (API), qui peuvent fonctionner comme des boîtiers d'acquisition. Ils peuvent également intégrer divers capteurs (cellules, pyranomètres, thermomètres, etc.) pour le suivi des conditions météorologiques. Cependant, ces solutions peuvent être onéreuses et leur installation ainsi que leur paramétrage sont souvent complexes [22]



Figure 2.2 : Système de monitoring Solar-Log (solution indépendante connectée à l'onduleur) [22]

### 2.2.2 Le monitoring via des solutions indépendantes non connectées aux onduleurs

Les systèmes d'acquisition de données indépendants, déconnectés des onduleurs, représentent une alternative efficace pour le monitoring des installations PV. En mesurant directement au niveau des chaînes de modules solaires et en surveillant la partie AC, ils garantissent une précision optimale des données. Ces systèmes offrent également un accès distant via un serveur. Cependant, leur installation et leur paramétrage peuvent être complexes, et contrairement aux onduleurs, ils ne transmettent pas automatiquement les messages et alarmes. Malgré ces limitations, leur personnalisation les rend particulièrement adaptés aux grandes installations photovoltaïques [22].

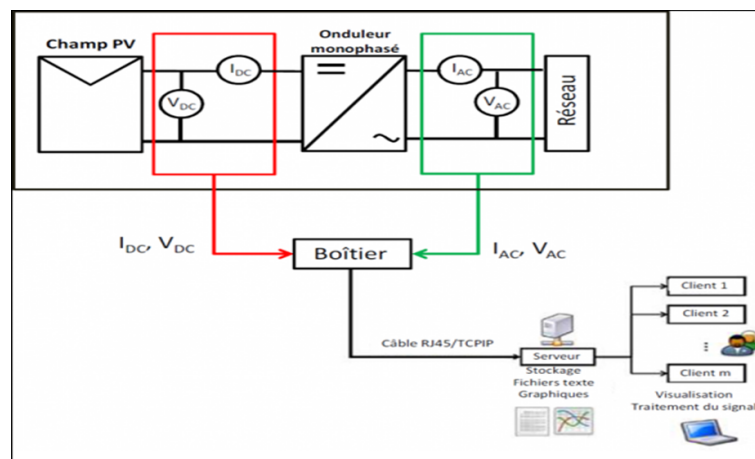


Figure 2.3 : Monitoring (solution indépendante non connectée aux onduleurs-Principe du PRI-MERGI)

[22]

### 2.2.3 Le monitoring via le compteur de production ou autre compteur électrique

Cette solution, qualifiée d'indépendante et non connectée aux onduleurs, permet de surveiller la production d'énergie photovoltaïque sans impliquer l'onduleur. Elle fonctionne de manière autonome en reliant un enregistreur ou datalogger au compteur de production, ou en utilisant un compteur communicant. Bien qu'économique et facile à installer, cette approche présente des limites : les alarmes et messages des onduleurs ne sont pas transmis, et la précision des données peut être compromise [22]. Selon le système, des capteurs d'éclaircissement et de température peuvent être intégrés. À défaut, des données satellites fournissent des informations sur l'irradiation, prenant en compte la position de l'installation, l'inclinaison et l'orientation des panneaux. [17]



Figure 2.4 : Système de monitoring Tecsol-One connecté au compteur de production

[22]

## 2.3 Les systèmes de monitoring installés à l'UDES

L'architecture de monitoring de l'installation PV de l'unité de développement des équipements solaires (UDES), située à Tipaza, s'appuie sur des enregistreurs de données équipés de ports de communication série RS485 et, pour certains modèles, d'une connectivité Bluetooth. Ces systèmes de monitoring, qualifiés d'indépendants, se connectent à des onduleurs PV de diverses marques (Figure 2.5), offrant ainsi une flexibilité multimarque. Ils enregistrent des paramètres essentiels tels que le courant, la tension et la puissance instantanée de l'onduleur. Les données collectées sont sauvegardées sous les formats texte, CSV ou XML, selon le type de système.

Pour garantir une analyse approfondie, ces données sont ensuite transmises via Ethernet vers un serveur externe. Cette démarche s'inscrit dans un processus plus large, où toutes les données recueillies doivent être stockées et traitées. À cet effet, une plateforme de monitoring dédiée permet aux utilisateurs d'accéder à une base de données, en fonction de critères tels que la période d'intérêt, le type d'onduleurs, la puissance du générateur PV et la demande énergétique. Les données sélectionnées peuvent alors être visualisées sous forme de tableaux, de courbes ou d'histogrammes.

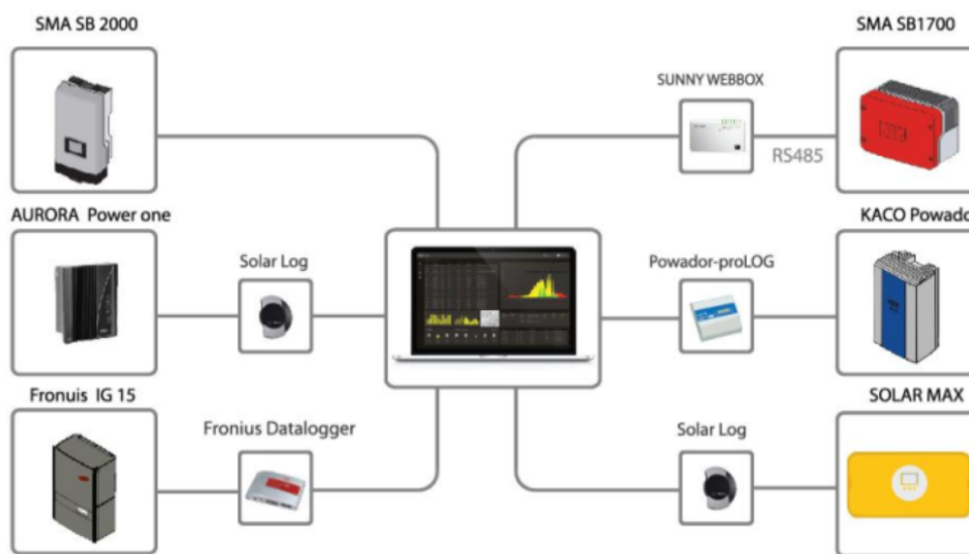


Figure 2.5 : Les systèmes de monitoring installés à l'UDES [17]

## 2.4 Objectif du mémoire PFE

Dans la réalité, les différents types de systèmes de monitoring pour installations PV évoqués ci-dessus sont confrontés à plusieurs limitations notables. En effet, certains de ces dispositifs se révèlent peu précis, se bornant à surveiller la production et les grandeurs électriques, comme c'est le cas pour les solutions connectées aux compteurs de production. D'autres systèmes, bien

que plus sophistiqués, se distinguent par leur coût élevé et leur compatibilité restreinte à des onduleurs d'une même marque. Ainsi, l'adoption de solutions de surveillance onéreuses est généralement justifiée pour les installations PV à grande échelle, où les investissements sont considérables. Par ailleurs, les plateformes logicielles de monitoring, bien qu'elles offrent un accès aux bases de données fournies par les entreprises sur le marché, impliquent des coûts importants et n'offrent généralement pas l'accès à leur code source. Enfin, la maintenance de ces systèmes nécessite une expertise technique spécialisée et des ressources considérables.

L'objectif de ce projet de fin d'études (PFE) est de développer un environnement de monitoring pour installations solaires PV qui soit universel et compatible avec tous les types d'onduleurs, offrant ainsi une plus grande flexibilité à l'utilisateur à des coûts significativement réduits par rapport aux systèmes précédemment évoqués. En outre, ce système permettra un accès direct aux bases de données sans nécessiter de plateforme logicielle dédiée et se veut facile à maintenir, même en cas de défaillance.

Le but consiste à élaborer et mettre en place un système de monitoring pour installations PV qui comprend principalement :

- L'acquisition des données par l'utilisation de capteurs électriques et météorologiques.
- Le suivi en temps réel de la production locale via une interface tactile et à distance sur un réseau local (WLAN).
- L'enregistrement et le stockage des données historiques pour une analyse ultérieure, ainsi que l'exploitation d'un jumeau numérique pour une installation PV (Digital Twin) dans le cadre du projet de Master.

Le système mis en place sera mis en œuvre et testé sous le monitoring d'un des systèmes PV qui composent l'unité de développement des équipements solaires (UDES).

### **2.5 Vue d'ensemble des Systèmes de Monitoring Photovoltaïque**

L'architecture des systèmes de monitoring photovoltaïque se structure en trois niveaux distincts : l'acquisition des données, le traitement des données, et l'affichage ainsi que le stockage des informations, comme le démontre la Figure 2.6 .[23]

Au sein de la phase d'acquisition, les données sont recueillies par le biais de divers capteurs mesurant des grandeurs tant électriques que météorologiques, puis elles sont transmises à l'étape suivante par l'intermédiaire de systèmes filaires ou sans fil. Dans le niveau suivant, ces données sont temporairement conservées dans des dispositifs auxiliaires tels que des enregistreurs de données. Elles subissent alors un traitement avant d'être orientées vers la phase finale, qui est

consacrée à l’affichage de ces informations.[23]

Enfin, lors de cette ultime étape, les données sont réceptionnées par une station de travail, laquelle déclenche les actions nécessaires pour garantir la configuration optimale du système. Ces données sont accessibles en tout temps via des interfaces utilisateur dédiées, disponibles généralement depuis n’importe quel endroit grâce à la connectivité Internet .[23]

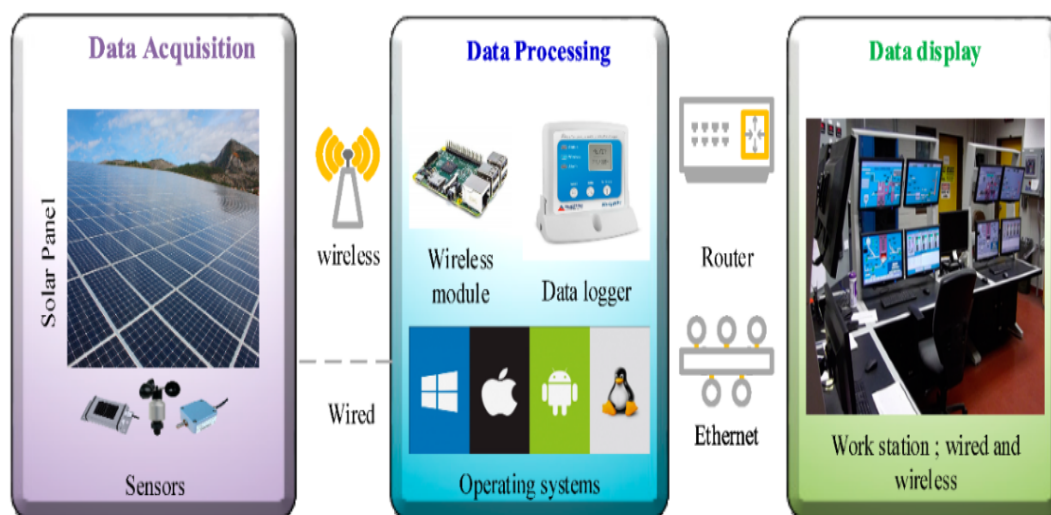


Figure 2.6 : Architecture de base d’un système de monitoring pour installations PV [23]

## 2.6 Schéma proposé de l’architecture générale pour la conception d’un système de monitoring des installations PV

Afin de satisfaire les objectifs de notre PFE, nous avons conçu l’architecture présentée dans la figure 2.7, dédiée au monitoring en temps réel des installations PV. Cette architecture, élaborée avec soin, intègre la mesure et le suivi des paramètres électriques et météorologiques, résultant des différentes étapes du processus d’acquisition des données, qui seront détaillées ultérieurement dans ce chapitre.



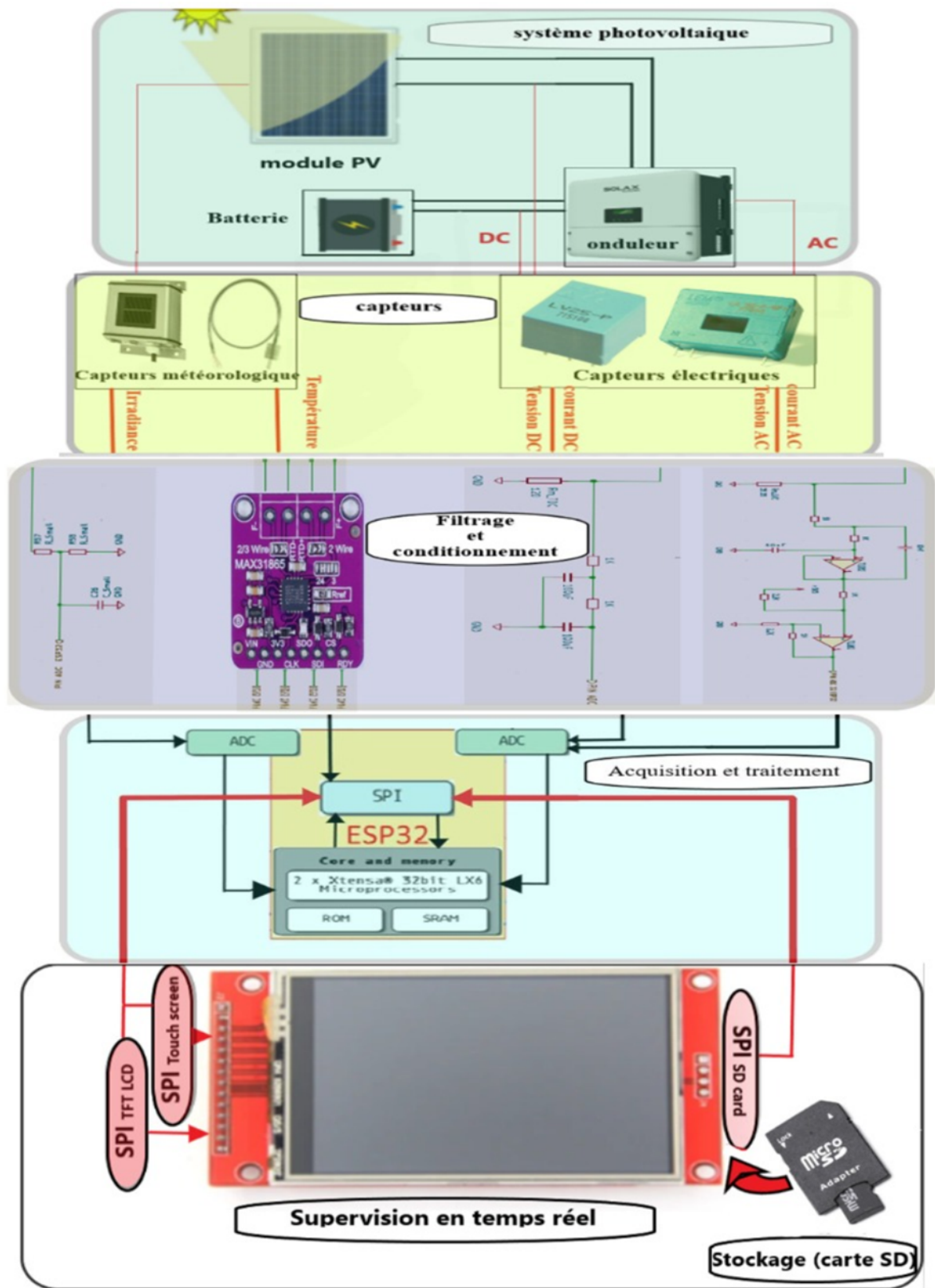


Figure 2.7 : Synoptique de l'architecture proposée pour la conception d'un système de monitoring des installations PV, basé sur le microcontrôleur ESP32

## 2.7 Composants fondamentaux pour la conception d'un système de monitoring dédié aux installations PV

Dans cette section, nous détaillons les composants matériels et logiciels déployés pour la mise en œuvre du système de monitoring que nous avons conçu.

Le choix du matériel approprié repose sur la capacité à tirer parti de logiciels open source, tout en tenant compte de la disponibilité des équipements sur le marché. Une revue approfondie de la littérature sur les matériels utilisés dans la surveillance des installations PV [18, 24, 25, 26], nous a permis de sélectionner des équipements et des logiciels adaptés à notre application, en veillant à respecter la précision requise par les normes IEC, ainsi qu'à considérer le coût associé. Nous garantissons également la fiabilité et la sécurité du système réalisé, assurant ainsi sa durabilité dans le temps. Plusieurs facteurs sont pris en compte, tels que la consommation d'énergie, la gestion d'un grand nombre de grandeurs physiques mesurées par l'équipement d'acquisition et affichées sur l'interface dédiée, ainsi que les protocoles de communication. Il est essentiel que les matériels choisis prennent en charge des méthodes de transmission efficaces pour optimiser l'échange de données.

### 2.7.1 Équipement Matériel

#### 2.7.1.1 Microcontrôleur ESP32

Parmi la multitude de plateformes basées sur du matériel open source disponibles sur le marché, Arduino se distingue des autres grâce à sa flexibilité, son coût abordable et sa communauté de développeurs active. Le matériel sélectionné repose sur la gamme ESP32 (ESP WROOM 32) de microcontrôleurs système-sur-puce. Ce sont des appareils économiques et à faible consommation qui disposent du Bluetooth en mode double et du Wi-Fi intégré. Par rapport aux cartes Arduino traditionnelles, l'ESP32 se distingue par plusieurs avantages significatifs. Il est équipé d'un processeur double cœur avec des vitesses allant jusqu'à 240 MHz, d'une mémoire plus conséquente (RAM et flash), d'un nombre accru de broches GPIO, de convertisseurs analogiques-numériques (ADC) avec une résolution par défaut de 12 bits, de multiples entrées analogiques, et il fonctionne à 3,3 V. Ces caractéristiques font de l'ESP32 une option particulièrement adaptée pour les applications qui requièrent une grande puissance de traitement, une connectivité sans fil, et des capacités d'E/S élargies [27].

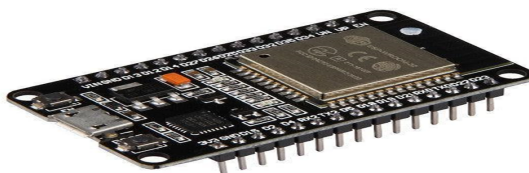


Figure 2.8 : ESP WROOM32  
[24]

Chip (Module)	ESP32 (ESP-WROOM-32)
<b>Details:</b>	
CPU	Tensilica Xtensa LX6 32 bit Dual-Core at 160/240 MHz
SRAM	520 KB
FLASH	2MB (max. 64MB)
Voltage	2.2V to 3.6V
Operating Current	80 mA average
Programmable	Free (C, C++, Lua, etc.)
Open source	Yes
<b>Connectivity:</b>	
Wi-Fi	802.11 b/g/n
Bluetooth®	4.2 BR/EDR + BLE
UART	3
<b>I/O:</b>	
GPIO	32
SPI	4
I2C	2
PWM	8
ADC	18 (12-bit)
DAC	2 (8-bit)
<b>Size</b>	
	25.5 x 18.0 x 2.8 mm
<b>Prize</b>	
	£8

Tableau 2.1 : Caractéristiques techniques de la carte (ESP WROOM 32) [24]

### 2.7.1.2 L'écran tactile TFT LCD 4,0 pouces

Dans ce projet, nous utilisons un écran TFT LCD doté d'une fonctionnalité tactile. Mesurant 4,0 pouces en diagonale, cet écran tactile TFT LCD joue un rôle crucial dans la réussite de ce projet, fournissant une interface utilisateur pour la supervision de la chaîne de conversion PV. Sa taille est suffisante pour afficher des informations détaillées sans être trop volumineuses. Sa fonctionnalité tactile offre un moyen précieux d'interaction avancée avec l'utilisateur. Au lieu de naviguer avec des boutons physiques ou des commandes à distance, les utilisateurs peuvent interagir directement avec l'écran, rendant l'interface plus intuitive et facile à utiliser. De plus, l'écran tactile TFT LCD est équipé d'un slot pour carte SD pour le stockage de données.

L'écran TFT LCD utilise la technologie TFT (Transistor à Film Mince), où chaque pixel est connecté à un transistor, améliorant ainsi la qualité de l'image en contrôlant individuellement chaque pixel sur l'écran. Cela se traduit par des images plus nettes et des couleurs plus vives par rapport aux écrans LCD traditionnels. Il présente une faible consommation de courant, une haute qualité, une haute résolution et un rétroéclairage. L'écran communique via le protocole de communication SPI (Interface Série Périphérique) et utilise le pilote ST7796. L'écran tactile utilise également le protocole de communication SPI. Le contrôleur ST7796, en combinaison avec un ESP WROOM 32, offre de très bonnes performances [28]

L'utilisation de l'affichage TFT est une solution idéale grâce à la disponibilité de logiciels

Name	Parameter
Display Color	RGB 65K color
SKU	have touch screen: MSP4021
	have no touch screen: MSP4020
Screen Size	4.0(inch)
Screen Type	TFT
Driver IC	ST7796S
Resolution	480*320 (Pixel)
Module Interface	4-wire SPI interface
Active Area (AA area)	55.68x83.52 (mm)
Module PCB Size	61.74x108.04(mm)
Touch Screen Type	resistive touch screen
Touch IC	XPT2046
VCC power voltage	3.3V~5V
Power Consumption	TBD
Rough Weight(Package containing)	have touch screen: 71g
	have no touch screen: 58g

Tableau 2.2 : Caractéristiques techniques de L'écran tactile TFT LCD [28]

utiles et open source. Ces logiciels, tels que les bibliothèques TFT\_eSPI et XPT2046\_Touchscreen, facilitent grandement la communication entre l'ESP WROOM 32 et l'écran TFT. Étant open source, ces outils offrent une grande flexibilité pour l'adaptation et l'amélioration, nous permettant de créer notre propre interface utilisateur.

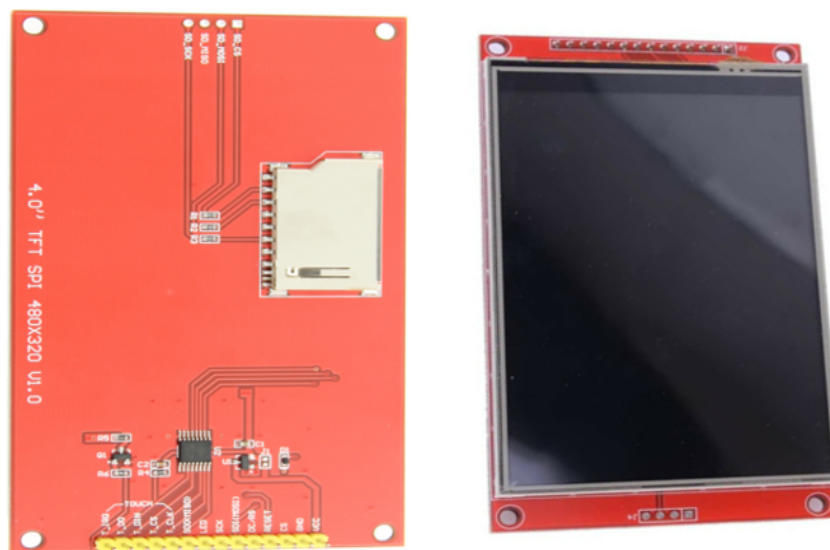


Figure 2.9 : écran tactile TFT LCD 4,0 pouces [28]

### 2.7.1.3 Le Raspberry Pi 4 modèle B

Le Raspberry Pi 4 modèle B est un ordinateur mono-carte économique, intégrant sur une seule carte de circuit imprimé l'ensemble des composants essentiels, tels que le processeur central (CPU), la mémoire vive (RAM), le processeur graphique (GPU) et divers périphériques. Équipé d'un CPU ARM 64 bits, il constitue une plateforme puissante pour interfacer une variété de dispositifs et prendre en charge un large éventail d'applications, notamment dans le domaine de l'IoT. Fonctionnant de manière similaire à un PC, il requiert un système d'exploitation pour opérer, le Raspberry Pi utilisant principalement Raspbian, un système d'exploitation basé sur Linux. [29]



Figure 2.10 : Raspberry Pi 4 model B  
[29]

### 2.7.1.4 Capteurs électriques

Dans le but de mesurer les paramètres électriques essentiels, y compris la tension et le courant, nous avons opté pour un choix spécifique. Cette sélection de transducteurs est dictée par leurs performances exceptionnelles, leur exactitude de mesure et leur fiabilité.

#### Capteur de Tension :

Pour la mesure de la tension, nous avons opté pour le capteur LEM LV25-P. C'est un capteur basé sur la technologie de l'effet Hall qui délivre un courant en sortie et offre une isolation galvanique. Ce capteur est reconnu pour sa capacité à mesurer les tensions alternatives et continues[25]. Ses caractéristiques principales, pour une alimentation symétrique de  $\pm 12V$  sont présentées ci-dessous.

- Courant nominal primaire ( $I_{pn}$ ) : 10mA
- Courant nominal secondaire ( $I_{sn}$ ) : 25mA
- Tension nominale ( $V_{pn}$ ) : 500V

- Rapport de conversion : 2500:1000
- Résistance de mesure ( $R_{MT}$ ) : entre 30 et 190 $\Omega$

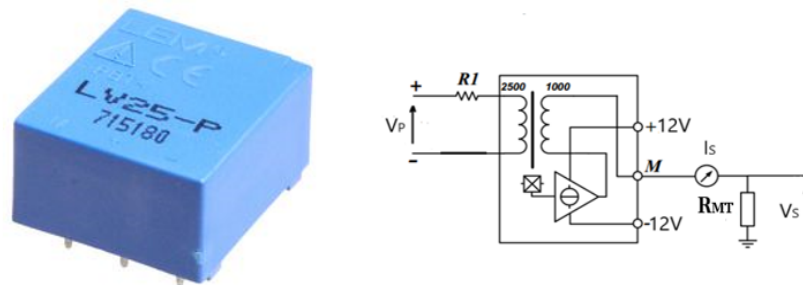


Figure 2.11 : Capteur de tension LV25-P [29]

L'ajustement des composants du capteur de tension nécessite la détermination de la résistance  $R_1$ , positionnée à l'entrée du circuit primaire, ainsi que de la résistance  $R_M$ , située à la sortie du circuit secondaire. Les équations pour calculer ces résistances sont les suivantes :

$$R_1 = V_{PN}/I_{PN} \quad (2.1)$$

Pour déterminer la valeur de la résistance de mesure de tension  $R_{MT}$ , nous prenons en considération le courant nominal qui traverse le secondaire ainsi que la tension désirée en sortie de ce capteur.

$$R_{MT} = V_s/I_{sn} \quad (2.2)$$

### Capteur de Courant :

Pour mesurer le courant, nous avons choisi d'utiliser le capteur LA55-P. Ce dispositif est un capteur de courant qui fonctionne sur le principe de l'effet Hall en boucle fermée. Il est capable de mesurer des courants, qu'ils soient continus, alternatifs ou impulsions. Il fonctionne sous une tension d'alimentation de  $\pm 12V$  [25]. Ses caractéristiques principales sont présentées ci-dessous.

- Courant nominal ( $I_{pn}$ ) : 50A
  - Rapport de conversion : 1/1000
  - Résistance de mesure ( $R_{MC}$ ) : Entre 10 $\Omega$  et 100 $\Omega$  (à une température de 70°C)
  - Bande passante : 200kHz
- Le courant secondaire maximal, noté  $I_{SMax}$ , peut être calculé en utilisant la formule suivante

$$I_S = (I_{PN} \times n)/1000 \quad (2.3)$$



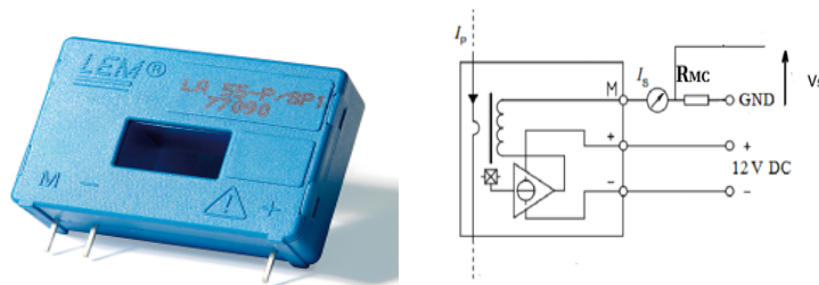


Figure 2.12 : Capteur de courant LA 55-P  
[29]

$n$  : représente le nombre de spires du circuit primaire du capteur.

Pour calculer la valeur de la résistance de mesure de courant, désignée par  $R_{MC}$ , nous nous référons à l'équation (2.2) tout en intégrant les informations de l'équation (2.3).

### 2.7.1.5 Capteurs météorologique

#### Capteur d'éclairement solaire (d'irradiance) :

Pour le suivi de l'irradiance solaire nous avons choisi d'utiliser l'appareil Si-V-10TC(-T), conçu par INGENIEURBÜRO, Il est doté d'une cellule solaire en silicium monocristallin, calibrée en lumière solaire artificielle, garantissant une précision de mesure optimale. La faible résistance de la dérivation permet à la cellule de fonctionner presque en court-circuit, minimisant ainsi les effets de la température sur le signal de mesure.

Les capteurs en silicium avec l'extension "-T" sont capables de mesurer la température de la cellule solaire grâce à un capteur de température laminé à l'arrière de la cellule. Ce capteur mesure l'irradiance solaire sur une plage spécifique allant de 100 à 1500 W/m<sup>2</sup> avec une incertitude de  $\pm 2,5$  W/m<sup>2</sup> ou  $\pm 2,0\%$ . De plus, il peut mesurer sa température interne sur une plage allant de -35 à +80°C avec une incertitude de mesure de 1,1°. [30]

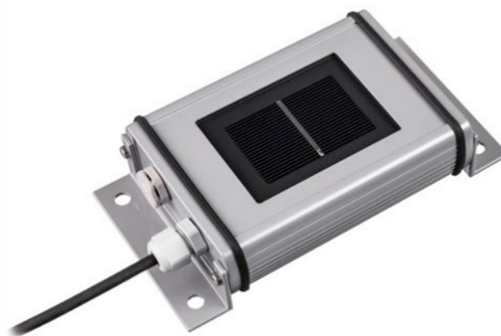


Figure 2.13 : Capteur d'irradiance solaire Si-V-10TC(-T)  
[30]

### Capteur de Température :

Pour la mesure de la température du module PV nous avons opté pour une sonde de température Pt100, élégamment conçue pour être flexible et adhésive. Elle assure un contact optimal avec la surface du module PV et est reliée par un câble pour une transmission de données fiable, c'est une résistance dont la valeur varie sur la plage de  $-70$  à  $+200$  °C, cette résistance correspond à 100 ohms pour  $0$ °C, l'erreur de mesure peut varier de  $\pm 0.15$  °C à  $0$  °C et atteindre  $\pm 0.35$  °C à  $100$  °C. [31]

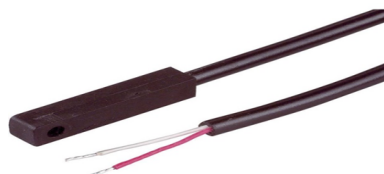


Figure 2.14 : Capteur de température PT100  
[30]

Dans le but de convertir les valeurs de résistance mesurées par la sonde PT100 en température, nous avons opté pour l'utilisation du convertisseur analogique-numérique (ADC) MAX31865 de 15 bits. Ce dernier assure des mesures précises pour notre capteur de température du module PV, avec une précision totale sur toute la plage de fonctionnement de  $0,5$  °C, soit  $0,05\%$  de l'échelle complète.

Le MAX31865 a été conçu pour être facile à utiliser et est spécifiquement adapté pour fonctionner avec les capteurs de température PT100 et PT1000 à 2, 3 ou 4 fils. Ces circuits sont alimentés par une tension de  $3.3\text{VDC}$  et sont connectés à quatre des entrées numériques de l'ESP 32. [32]



Figure 2.15 : Convertisseur RTD/numérique pour PT100  
[32]

#### 2.7.1.6 Module d'alimentation HLK-PM12

Le HLK PM12 est un convertisseur AC-DC ultra-mince et ultra-petit. Il convertit une tension d'entrée AC de  $230\text{V}$  en une tension de sortie DC de  $12\text{V}/3\text{W}$ . Il est compatible avec toutes les tensions d'entrée (AC :  $100$  à  $240\text{V}$ ). Il fournit une sortie à faible bruit et à faible ondulation,



et est équipé d'une protection contre les surcharges et les courts-circuits. Il peut résister à une isolation d'entrée/sortie de 3000VAC, ce qui améliore sa sécurité. Ce module est un excellent choix pour alimenter les équipements de notre projet nécessitant une alimentation de  $\pm 12V$ . Il est très efficace et a une faible consommation d'énergie, avec une perte à vide inférieure à 0,1W. Il résiste à l'humidité et aux vibrations de 10<sup>5</sup>00Hz, et peut fonctionner à des températures allant de -20 à +60 °C. [33]



Figure 2.16 : Module d'alimentation HLK-PM12  
[33]

### 2.7.1.7 Module Abaisseur LM2596

Le module LM2596 est un dispositif de conversion de tension DC-DC (buck converter). Sa principale fonction est de diminuer la tension d'entrée qui lui est appliquée. Il est équipé d'un potentiomètre multitours, permettant d'ajuster avec précision la tension de sortie en fonction de nos besoins spécifiques.

L'un des principaux avantages de ce module est sa capacité à maintenir une tension de sortie constante, même en présence de fluctuations de la tension d'entrée[26] . C'est cette caractéristique qui a motivé notre choix pour ce module dans le cadre de notre projet.

En ce qui concerne les spécifications techniques du module LM2596, elles sont les suivantes :

- Tension d'entrée : Elle peut varier de 3VDC à 40VDC.
- Tension de sortie : Elle est ajustable et peut être réglée de 1,25VDC à 35VDC

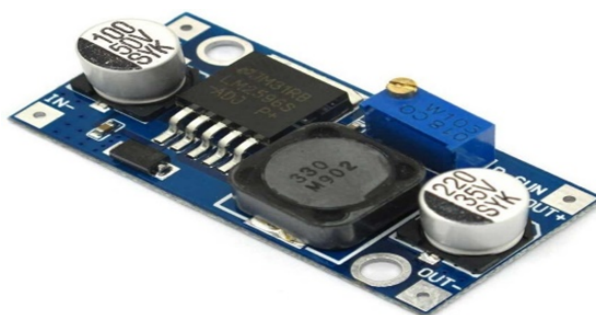


Figure 2.17 : Module Abaisseur LM2596  
[26]

### 2.7.1.8 Régulateur de tension NCP1117LP

Le NCP1117LPST33T3G appartient à la famille NCP1117 et est une version à faible puissance. Il s'agit d'un régulateur de tension positif à faible chute (LDO) capable de fournir un courant de sortie supérieur à 1 A. Cette série propose des versions à tension fixe et ajustable, offrant une flexibilité pour répondre à diverses exigences de conception. Notre choix se porte sur un LDO à tension de sortie fixe de 3,3 V. Le dispositif présente une faible tension de chute de 1,3 V à pleine charge. Ses caractéristiques de protection clés incluent la limitation du courant de sortie et l'arrêt thermique, garantissant un fonctionnement fiable même dans des conditions défavorables. Le NCP1117LPST33T3G fonctionne avec une tension d'entrée allant jusqu'à 18 V. [34]

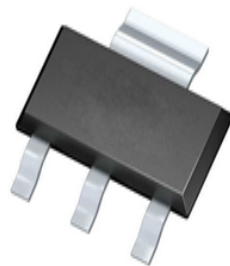


Figure 2.18 : Régulateur de tension NCP1117LP  
[34]

## 2.7.2 Équipement Logiciel

### 2.7.2.1 IDE Arduino

L'IDE Arduino, disponible gratuitement sur le site officiel d'Arduino, est un logiciel de développement open-source adapté aux systèmes d'exploitation Windows, Linux et Mac.

L'interface de l'IDE Arduino est conçue pour être simple et épurée, offrant un environnement de développement minimaliste pour programmer des cartes comme L'Arduino, ESP32, ESP8266, etc. Il est également équipé d'une variété de bibliothèques pour faciliter le développement. Ces bibliothèques préinstallées simplifient le processus de développement en fournissant des fonctions prêtes à l'emploi, ce qui permet aux utilisateurs de se concentrer sur la création de leur application sans avoir à recommencer des tâches qui ont déjà été accomplies par d'autres.

### 2.7.2.2 KiCad V8.0

KiCad, créé en 1992 à l'Institut universitaire de technologie de Grenoble, est devenu aujourd'hui le logiciel open-source en libre accès le plus apprécié pour le dessin des schémas électriques et la conception de circuits imprimés (PCB).

### 2.7.2.3 Proteus V8.2

Proteus, développé par Labcenter Electronics, est un logiciel de conception électronique renommé pour le dessin de schémas électriques. Il intègre des capacités avancées de simulation, incluant un simulateur SPICE et de microcontrôleurs, permettant de tester et valider les circuits avant leur fabrication physique. Avec une vaste bibliothèque de composants et des outils puissants pour le routage et la vérification des règles de conception.

### 2.7.2.4 Node-RED

Node-RED est un logiciel de programmation et de visualisation axé sur le flux de données, spécifiquement conçu pour intégrer des dispositifs matériels et des services en ligne au sein d'applications IoT. Ce logiciel open source, offre un éditeur accessible via un navigateur, simplifiant ainsi l'assemblage des flux à l'aide des divers nœuds disponibles dans la palette, chacun doté d'une fonctionnalité bien précise[35]



Figure 2.19 : Interface des équipements logiciels utilisés

## 2.8 Présentation du système PV faisant l'objet du monitoring

Le système photovoltaïque dans lequel notre système de monitoring sera mis en œuvre et testé est installé au sein du laboratoire Énergies et Équipements Renouvelables (EER) de l'UDES. Ce système PV intègre la production d'énergie solaire, le stockage par batteries, ainsi que la connexion au réseau électrique. Il est conçu pour maximiser l'exploitation de l'énergie solaire tout en assurant une gestion optimale de l'énergie, qu'elle soit destinée à la consommation immédiate, au stockage ou à l'injection dans le réseau.

Le système intègre deux entrées PV, permettant de connecter deux strings de panneaux solaires d'inclinaisons distinctes. L'élément central de ce système est un onduleur hybride Model (X1-Hybrid-5.0-D-E) doté d'un contrôleur MPPT, optimisant ainsi l'extraction de l'énergie des panneaux solaires. Cet onduleur convertit l'énergie DC produite par les deux entrées PV, soit pour la stocker directement dans les batteries, soit pour la transformer en énergie AC et l'injecter

dans le réseau électrique.

L'onduleur fonctionne selon différents modes en fonction des besoins énergétiques spécifiques [36] :

- **Mode Autoconsommation (Self-Use Mode)** : L'énergie produite par les deux entrées PV est prioritairement utilisée pour alimenter les charges locales. L'excédent d'énergie est ensuite dirigé vers le chargement des batteries, et toute énergie résiduelle est injectée dans le réseau électrique.
- **Mode Priorité à l'Injection (Feed-In Priority Mode)** : Dans ce mode, l'énergie solaire est d'abord destinée à l'alimentation des charges locales, puis l'excédent est injecté dans le réseau, et enfin, l'énergie restante est stockée dans la batterie.
- **Mode de Secours (Backup Mode)** : Ce mode assure que la batterie conserve un niveau de charge élevé afin de pouvoir alimenter les charges critiques lorsque le réseau est hors service. Le mode suit une logique similaire à celle de l'autoconsommation, mais avec une priorité accrue pour maintenir la capacité de la batterie en anticipation des situations d'urgence.

Le banc de batteries connecté à l'entrée de l'onduleur se compose de 24 batteries connectées en série, chacune ayant une tension nominale de 12V, ce qui porte la tension totale de l'ensemble à 288V.

La connexion au réseau électrique permet au système de puiser de l'électricité en cas de faible production due à un ensoleillement insuffisant ou à la décharge des batteries.

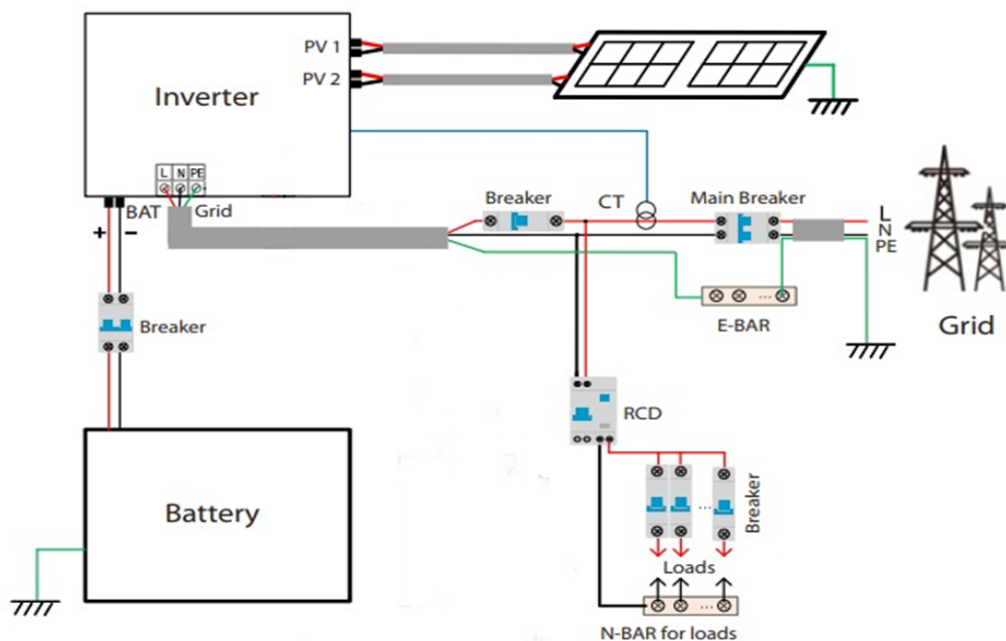


Figure 2.20 : le système PV faisant l'objet du monitoring

## 2.9 Processus d'acquisition de données du système de monitoring mis en place

La figure 2.7 illustre la structure hiérarchique de notre système de monitoring, conçu avec une approche par étages. Ce système est composé de :

### 2.9.1 Étage de Mesure :

Notre système de collecte de données commence par l'étage de mesure, qui est principalement constitué de capteurs électriques. Ces capteurs, en contact direct avec la grandeur physique à mesurer, sont chargés de mesurer la tension et le courant sur les côtés DC, batterie et AC. De plus, cet étage comprend des instruments spécialement conçus pour évaluer des paramètres météorologiques tels que la température du module PV et l'irradiance solaire.

Tous les capteurs, qui composent l'étage de mesure, transforment les grandeurs physiques à mesurer en un signal électrique en suivant une fonction de transfert qui peut être exprimée par l'équation suivante :

$$E = f(P) \quad (2.4)$$

Où :

- **P** est le paramètre à mesurer,
- **E** est le signal électrique délivré par le capteur, qui peut être soit numérique, soit analogique.

### 2.9.2 Etage de filtrage et de conditionnement :

En raison de leurs propriétés intrinsèques et de leur niveau de tension, les signaux électriques générées à la sortie de l'étage précédent nécessitent absolument une étape de filtrage et de conditionnement.

Pour les grandeurs électriques, à savoir la tension et le courant : Les capteurs génèrent un courant en sortie qui traverse une résistance prédéterminée. Aux bornes de cette résistance, nous obtenons une tension de mesure, qui est une représentation fidèle de ce courant. Cette tension est compatible et peut être lue par les entrées analogiques de notre microcontrôleur ESP32. Cependant, si la tension de mesure est de nature AC, elle ne sera pas injectée directement aux entrées analogiques. Un circuit de conditionnement est mis en place pour assurer que cette tension soit positive et conditionnée dans une plage supportée par les entrées analogiques de notre ESP32.

#### 2.9.2.1 Tension et courant AC :

Avant que le signal de mesure AC ne soit traité par l'ESP32, nous mettons en place un circuit de conditionnement et de filtrage. Grâce au logiciel Proteus, nous simulons virtuellement

## CHAPITRE 2. TECHNIQUES DE MONITORING (ARCHITECTURES ET COMPOSANTS)

le comportement du circuit présenté dans la figure 2.21. Cette simulation nous permet d'anticiper et de résoudre d'éventuels problèmes de conception avant leur mise en œuvre physique.

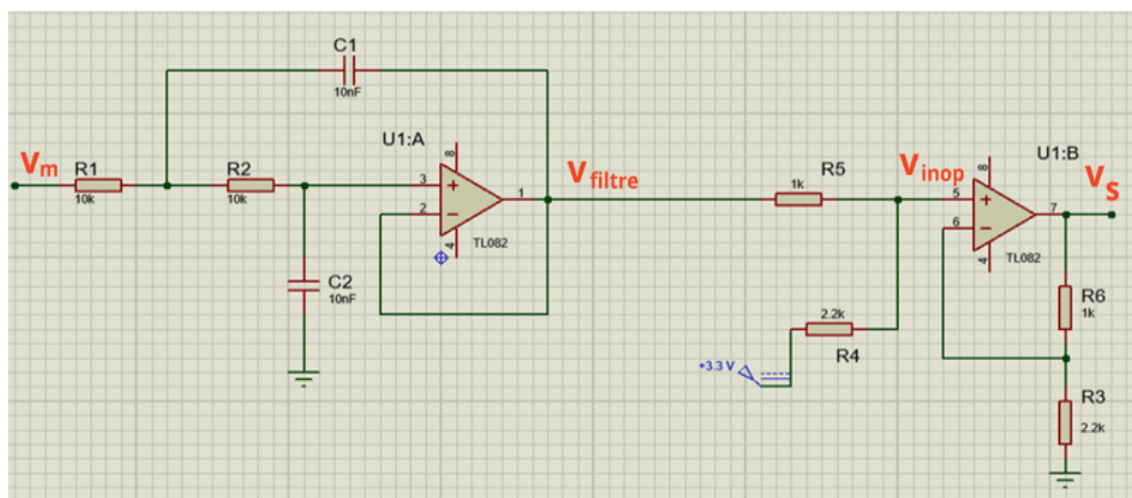


Figure 2.21 : Circuit de Filtrage avec Décalage DC

Nous avons employé un filtre passe-bas élémentaire de Sallen-Key avec une fréquence de coupure donnée par la formule suivante :

$$FREQ = 1/(2\sqrt{(R1R2C1C2)}) \quad (2.5)$$

Nous avons choisi les résistances  $R1 = R2 = 10 \text{ k}\Omega$ , ainsi que les capacités  $C1 = C2 = 10 \text{ nF}$  pour le côté de filtrage. Cela permet d'éliminer divers types de bruits électromagnétiques ou de perturbations provenant de sources externes, tout en préservant les caractéristiques du signal de mesure. Le diagramme de Bode, qui représente graphiquement la réponse en fréquence du filtre, est présenté dans la figure 2.22.

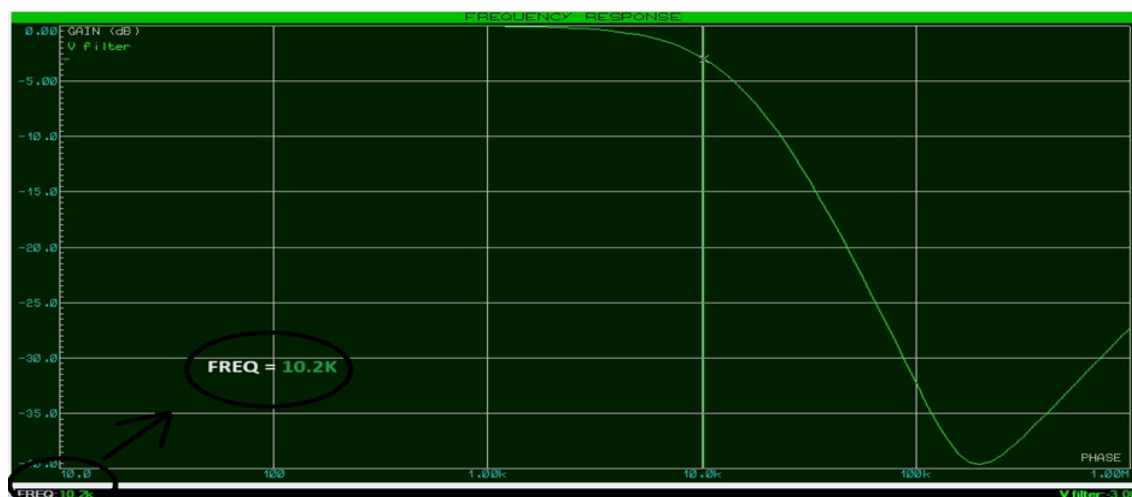


Figure 2.22 : Réponse en fréquence du filtre passe-bas élémentaire de Sallen-Key

Les convertisseurs analogique-numérique (ADC) de l'ESP 32 ne sont pas en mesure de détecter des tensions négatives. Par conséquent, un circuit d'offset, basé sur un amplificateur opérationnel TL082, est ajouté au circuit de filtrage. Ce circuit permet d'introduire une composante

## CHAPITRE 2. TECHNIQUES DE MONITORING (ARCHITECTURES ET COMPOSANTS)

de signal continu de 3.3 V qui décale la tension à la sortie de circuit connectée à l'entrée ADC de l'ESP 32 pour la rendre positive, avec une plage allant de 0 à 3V. Cela rend cette tension compatible et lisible par les ADC du microcontrôleur.

La tension de sortie, notée  $V_s$ , est déterminée par la relation suivante :

$$V_s = (V_{inop} \times (R6 + R3)) / R3 \quad (2.6)$$

La tension  $V_{inop}$  Correspond à la tension à l'entrée non inverseuse de l'amplificateur opérationnel TL082. Elle est calculée comme suit :

$$V_{inop} = (V_{filtre} \times R4 + 3.3 \times R5) / (R5 + R4) \quad (2.7)$$

Dans cette expression,  $V_{filtre}$  représente la tension à la sortie du filtre.

Les graphiques de la figure 2.23 illustrent les résultats de la simulation de circuit de filtrage avec un décalage de courant (DC offset). Le circuit de décalage fonctionne correctement, générant un signal dans la plage de 0 à 3 V. Quant à la sortie du signal filtré, elle correspond à la tension de mesure AC. Il est évident qu'aucun signal de bruit n'interfère avec notre mesure dans la simulation, mais en pratique, le circuit de filtrage remplit efficacement sa fonction.

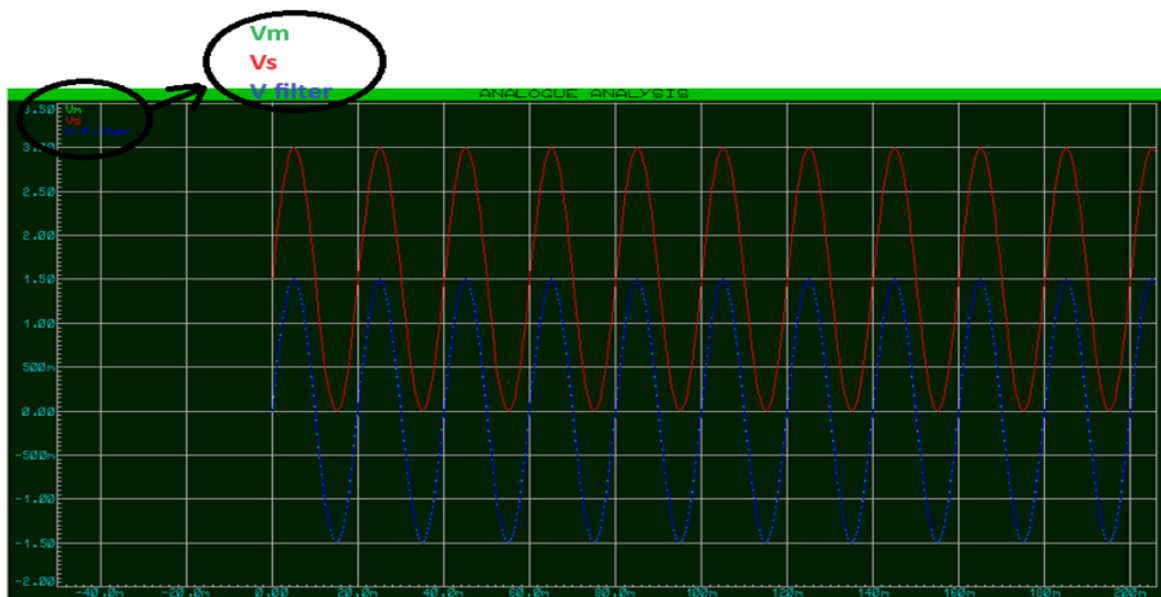


Figure 2.23 : Analyse des Signaux de Sortie avec Filtre et Décalage DC

### 2.9.2.2 Tension et courant DC :

Nous avons opté pour l'utilisation d'un filtre passif passe-bas de second ordre, tel qu'illustré dans la figure 2.24, afin de filtrer le bruit potentiellement présent lors de la transmission du signal vers le microcontrôleur, tant pour la tension que pour le courant DC. Ce filtre est spécifiquement conçu pour atténuer les hautes fréquences indésirables tout en permettant le passage du signal

continu essentiel. Sa fréquence de coupure est déterminée par l'expression suivante :

$$FREQ = 1/(2\sqrt{(R12R14C3C4)}) \quad (2.8)$$

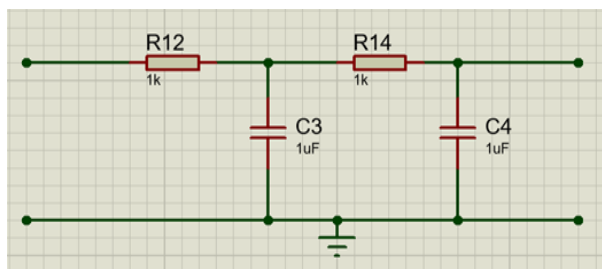


Figure 2.24 : filtre passif passe-bas de second ordre

Nous avons opté pour des résistances  $R_{12}$  et  $R_{14}$  de  $1\text{ k}\Omega$ , ainsi que des capacités  $C_3$  et  $C_4$  de  $1\text{ }\mu\text{F}$ , afin d'améliorer la réponse en fréquence de ce filtre, comme illustré dans la figure 2.25.

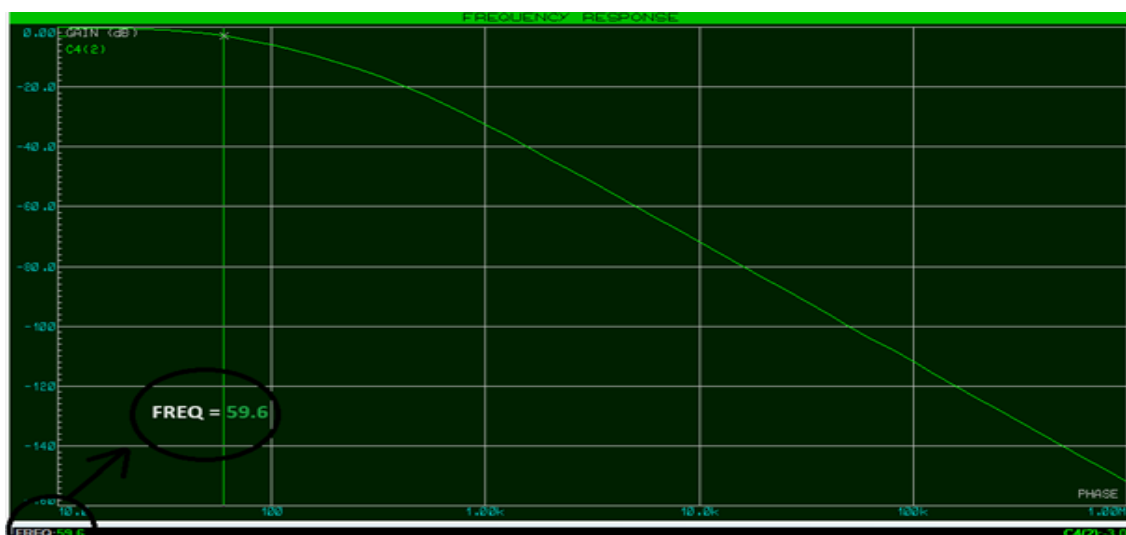


Figure 2.25 : Réponse en fréquence du filtre passe-bas de second ordre

### 2.9.2.3 Tension et courant de la Batterie :

Le courant de la batterie peut être soit négatif soit positif, en fonction du mode de fonctionnement de la batterie (en charge ou en décharge). Lorsque la batterie est en mode décharge, le courant serait négatif. Par conséquent, la tension de mesure, désignée par  $V_m$ , serait également négative. Comme mentionné précédemment, le microcontrôleur ESP32 est capable de mesurer une tension uniquement entre 0 et 3,3V. Il est donc nécessaire d'ajuster la tension de sortie, désignée par  $V_s$ , appliquée à la broche ADC dans cette plage de tension. Cela peut être réalisé par un circuit d'offset qui décale la tension de mesure et la rend positive, similaire au circuit d'offset utilisé pour le courant et la tension AC.

Pour filtrer les signaux de tension et de courant de batterie, nous avons opté pour un filtre passif passe-bas du second ordre, le même que celui utilisé dans la mesure de courant et de ten-



sion DC.

La figure 2.26 illustre le circuit de conditionnement et de filtrage du signal de courant de la batterie.

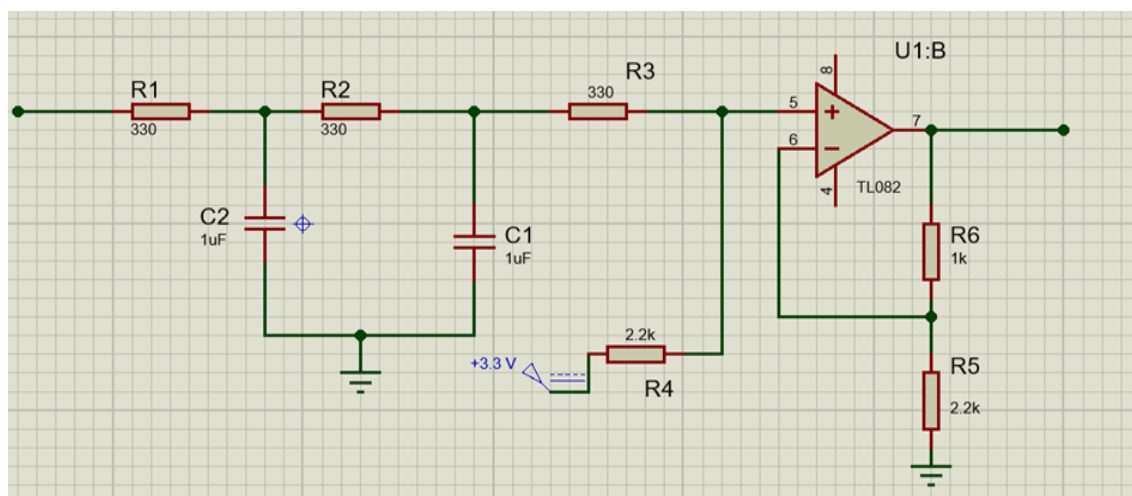


Figure 2.26 : Filtre passe-bas avec DC offset pour le courant de batterie

Le choix de valeurs de résistances dans le circuit de la figure 2.26 est dicté par le fait d'avoir une tension de sortie dans une plage de (0 à 3V).

### 2.9.2.4 Température et Irradiance solaire :

Pour les grandeurs météorologiques : Le capteur d'irradiance génère en sortie une tension de mesure continue qui varie dans une plage trop élevée pour être supportée par L'ESP32. Un diviseur de tension est utilisé pour réduire cette tension à un niveau acceptable qui sera lu par l'une des entrées analogiques de l'ESP32. De plus, pour améliorer la qualité de nos mesures, nous avons intégré un condensateur de filtrage dans notre circuit. Ce condensateur est connecté entre le point de mesure analogique et la masse. Son rôle principal est de minimiser les interférences électromagnétiques et les bruits susceptibles d'affecter la précision de nos mesures.

En ce qui concerne la température : les variations de la résistance de la sonde PT100 sont converties en température par le convertisseur MAX31865. Ce convertisseur utilise une interface numérique SPI pour communiquer avec l'ESP32.

### 2.9.3 Etage d'acquisition et traitement

Après le conditionnement et le filtrage de tous les signaux analogiques, ceux-ci sont reliés aux ADC de l'ESP32. Ces ADC permettent de transformer ces signaux en format numérique afin qu'ils puissent être traités par le microcontrôleur. Cependant, le signal de température n'a pas besoin d'être connecté à l'ADC de l'ESP32. En effet, le MAX31865 réalise lui-même cette conversion analogique-numérique. Le signal numérique généré par le MAX31865 peut alors

être lu directement par l'ESP32 via une interface SPI.

Suite à l'acquisition et à la numérisation des signaux par l'ESP32, l'étape suivante consiste à traiter ces données numériques pour obtenir les valeurs réelles des grandeurs physiques mesurées. Cette étape est effectuée par l'unité centrale de traitement (CPU) de l'ESP32.

### 2.9.4 Etage d'affichage et de stockage

Les informations collectées pendant la phase d'acquisition et de traitement sont transmises à l'écran tactile TFT via une liaison SPI. Cela offre une possibilité de suivi en temps réel et de sauvegarde de l'historique de différents paramètres du système PV sur la carte SD intégrée à l'écran tactile TFT. Cela assure ainsi une analyse efficace du système photovoltaïque et une performance optimale.

## 2.10 Conclusion

Ce chapitre a enrichi notre compréhension des techniques de monitoring appliquées aux systèmes photovoltaïques, s'appuyant sur la littérature spécialisée tout en présentant les dispositifs de monitoring déployés au sein de l'UDES. Cette analyse a permis de clarifier les objectifs de notre projet et d'orienter la conception d'une architecture adaptée, ainsi que le choix des équipements et des solutions logicielles en fonction des besoins spécifiques. Cette assise théorique et technique nous prépare à aborder les étapes suivantes de notre étude, où nous mettrons en œuvre les concepts et approches identifiés pour élaborer un système de monitoring optimal pour les installations PV.

## **Chapitre 3**

# **Conception et Réalisation du système de monitoring des installations photovoltaïques**

## **3.1 Introduction**

Après avoir sélectionné le matériel et le logiciel appropriés pour la mise en œuvre de notre système de monitoring conforme à la norme IEC 61724, destiné à une installation PV, et après avoir présenté le schéma général illustrant son fonctionnement dans le chapitre 2, nous exposons dans ce chapitre chacun des étages qui le composent. Ces étages incluent les circuits de mesure pour le côté DC, AC et batterie, ainsi que pour l'irradiance et la température du module PV, en expliquant en détail leur fonctionnement. Les différents circuits expérimentaux de mesure de chacun des paramètres électriques et météorologiques seront ensuite validés en comparant les mesures obtenues à l'aide de ces circuits avec celles fournies par des équipements de mesure professionnels de référence (multimètre et datalogger). Enfin, une fois tous les circuits de mesure validés et l'ensemble des étages opérationnels, nous présenterons le schéma électrique de notre système, le circuit imprimé (PCB), puis la réalisation de notre système sous forme de carte électronique.

## **3.2 Évaluation des grandeurs électriques et météorologiques du système de monitoring**

Afin de déterminer la précision des mesures générées par les circuits de notre système de monitoring, nous procéderons à une évaluation détaillée, segmentée par catégories (grandeurs électriques et météorologiques). La validation des circuits de mesure sera réalisée après avoir évalué les données conformément aux exigences de la norme IEC 61724.

### **3.2.1 Évaluation des grandeurs électriques**

L'identification des plages de variation des tensions et des courants (AC/DC/Batterie) est dictée par les caractéristiques propres du système PV concerné par le monitoring (capacité de production des panneaux PV, caractéristique d'onduleur). Les caractéristiques sélectionnées selon notre système qui a été discutée dans le chapitre 2. Sont résumées dans le Tableau 3.1 .

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

AC OUTPUT	
Tension AC nominal :	230V~,50 Hz
Courant AC max :	14.5A~,50 Hz
DC INPUT	
Tension DC max string 1 et 2 :	500V
Courant DC max string 1 et 2 :	20A
BATTERY	
Courant maximal de charge et de décharge :	20A
Plage de fonctionnement de la tension de la batterie :	85-400V

Tableau 3.1 : Caractéristiques électriques du système objet du monitoring

La détermination des valeurs des résistances d'entrée pour les capteurs de tension doit respecter les critères suivants :

- La tension max au primaire  $V_{pmax}$  : 500 V pour la tension DC string (1 et 2), 400 V Pour la tension de la Batterie et  $230\sqrt{2}V$  pour la tension AC.
- Le courant primaire nominal :  $I_{PN} = 10mA$   
L'équation (2.1) est utilisée pour calculer la valeur de la résistance située au primaire du capteur, en fonction de la plage de variation des tensions que nous souhaitons mesurer. Par conséquent, la résistance  $R_1$  doit avoir la valeur suivante :

$$R_1 \approx V_{P_{MAX}} / (I_{PN}) \quad (3.1)$$

Les valeurs des résistances primaires, calculées à partir de cette relation en tenant compte des deux critères mentionnés précédemment, garantissent que toutes les valeurs maximales des tensions que le système à superviser peut atteindre sont sûrement incluses dans la plage de mesure.

Pour prévenir toute anomalie imprévue et empêcher la surchauffe de  $R_1$ , ce qui garantit une précision optimale des mesures, il est nécessaire que la résistance ait une puissance telle que :

$$P_{R_1} \geq V_{P_{MAX}} \times I_{PN} \quad (3.2)$$

Nous utilisons l'équation (2.2) pour calculer la valeur de la résistance de mesure qui se trouve au secondaire du capteur de tension et de courant. Il est important de noter que le microcontrôleur ESP32 est capable de mesurer une tension uniquement entre 0 et 3,3V. Par conséquent, il est nécessaire d'ajuster la tension de sortie des capteurs à une valeur de tension  $V_{ref}$  inférieure à 3,3V. Pour éviter toute saturation de la tension mesurée (c'est-à-dire que la tension de sortie  $V_s$  est inférieure à la tension de référence  $V_{ref}$ ), la résistance de mesure doit être choisie de manière appropriée.

Pour les capteurs de tension :

$$R_{MT} \leq (V_{ref}) / I_{sn} \quad (3.3)$$

- Le courant secondaire nominal :  $I_{SN} = 25mA$

Pour les capteurs de courant : En se référant à l'équation (2.2) et en tenant compte de l'équation (2.3).

$$R_{mc} \leq ((1000 \times V_{ref}) / (n \times I_{Pmax})) \quad (3.4)$$

La détermination des valeurs des résistances de mesure pour les capteurs de courant doit respecter les critères suivants :

- Le Courant max au primaire : 20A pour le courant DC string (1 et 2), 20A charge et décharge de la Batterie et A pour la tension AC.
- Le nombre de spires du circuit primaire du capteur : (Dans notre cas pour plus de précision, le circuit primaire du capteur est constitué de deux boucles de fil, ce qui signifie que la valeur de n est 2).

### 3.2.1.1 Évaluation de la tension AC

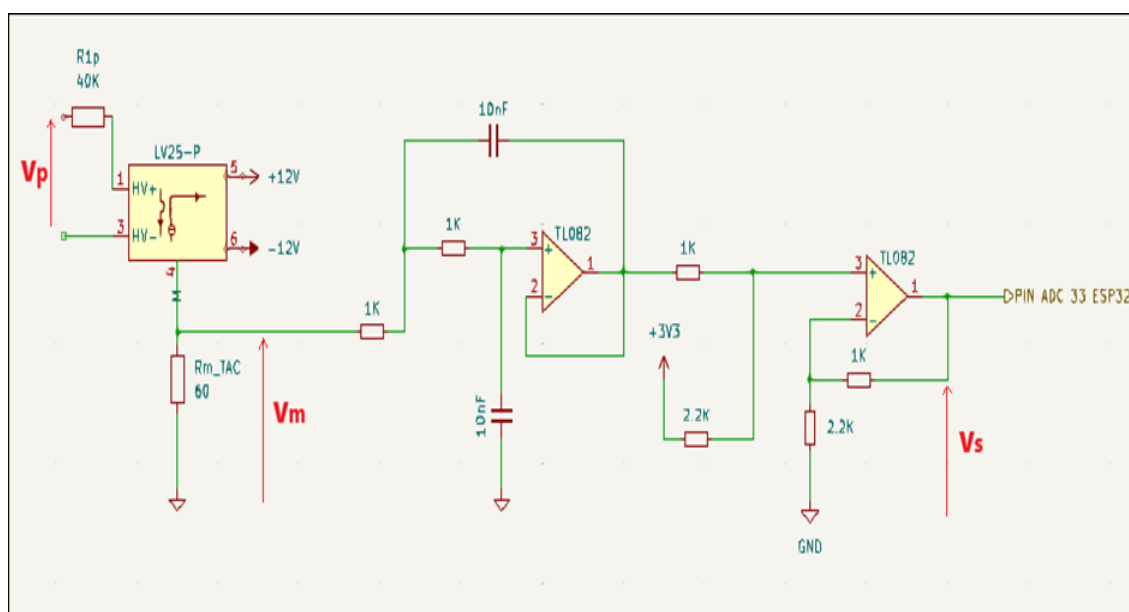


Figure 3.1 : Schéma du circuit pour l'évaluation de la tension AC

La tension AC, désignée par  $V_p$ , est introduite à l'entrée du capteur pour être mesurée. Cette tension est régulée par la résistance primaire du capteur,  $R_{1p}$ . L'ajustement de cette résistance permet de couvrir une gamme de tension allant de 0 à 400V (ce qui assure que la tension AC nominal à mesurer pour notre système 230V est incluse), avec un courant primaire fixé à 10 mA. Au niveau secondaire du capteur, la résistance  $R_{m\_TAC}$  est ajustée pour obtenir une tension de la mesure alternative, désignée par  $V_m$ , d'une amplitude de 1.5V. Les convertisseurs (ADC) de l'ESP 32 ne sont pas en mesure de détecter des tensions négatives. Par conséquent, un circuit d'offset est ajouté au circuit de filtrage. Ce circuit permet d'introduire une composante de signal

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

---

continu qui décale la tension pour la rendre positive, avec une plage allant de 0 à 3V. Cela rend la tension de sortie, désignée par  $V_s$ , qui est connectée à l'entrée ADC 33 de l'ESP 32, compatible et lisible par les ADC du microcontrôleur.

La tension à mesurer, notée  $V_m$ , sera reconstituée et calculée à l'intérieur du microcontrôleur, tout en éliminant la composante continue.

$$V_m = V_s - 1.5 \quad (3.5)$$

Pour déterminer la tension au niveau primaire, nous appliquons l'équation suivante :

$$V_p = (V_m \times R_{1P}) / (2.5 \times R_{mTAC}) \quad (3.6)$$

L'ESP32 est limitée à la lecture de valeurs analogiques instantanées. Dans notre cas, nous visons à afficher la valeur efficace de la tension AC. Pour ce faire, nous mettons en œuvre un code qui intègre une boucle d'échantillonnage des valeurs de tension à une fréquence de 10 KHz. Cette méthode nous permet d'approximer la valeur maximale de la tension primaire mesurée avec une précision optimale. Si la valeur échantillonnée est supérieure à la valeur précédente, cette dernière est remplacée. Une fois la valeur maximale du signal obtenue, nous la divisons par la racine carrée de deux pour avoir la valeur efficace. Cette boucle est répétée à chaque période du signal, qui est supposé être sinusoïdal avec une fréquence de 50 Hz.

Pour confirmer et évaluer le degré d'exactitude des valeurs de la tension AC mesurées par le circuit illustré en Figure 3.1, qui sera intégré par la suite dans notre système de monitoring, nous avons employé une source de tension alternative variable. Cette dernière nous fournit une gamme de tensions pour les tests, s'étendant de (0 à 270V).

Suite à la réalisation du circuit présenté en Figure 3.1 sur une plaque d'essai, et après avoir effectué les divers câblages et l'interfaçage entre le microcontrôleur et notre interface à écran TFT, nous avons progressivement augmenté la tension fournie par l'alimentation AC. Ces tensions, une fois mesurées et traitées par l'ESP 32, seront transmises et affichées sur notre afficheur à écran TFT. Cela nous permettra de les comparer avec les valeurs lues et mesurées directement à l'aide d'un multimètre.

Le Tableau 3.2 et la Figure 3.3 illustrent un ensemble de résultats provenant des mesures de la tension (AC). Effectuées par le multimètre et le circuit de mesure connecté au microcontrôleur.

L'erreur relative est calculée avec l'équation suivante :

$$E_r = \frac{V_{multimetre} - V_{microcontrôleur}}{V_{microcontrôleur}} \times 100$$

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Mesure Tension AC Multimètre (V)	Mesure Tension AC Microcontrôleur (V)	Erreur relative %
40.5	39.98	1.28
79.7	78.52	1.48
123.6	122.7	0.72
160.3	158.53	1.10
200.2	198.53	0.83
220	219.14	0.39
225.2	224.82	0.16
230.01	230.21	0.08
234.5	234.77	0.11
239.5	240.15	0.27
248.6	250.46	0.74
275.4	277.4	0.72

Tableau 3.2 : Évaluations de la tension AC (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative

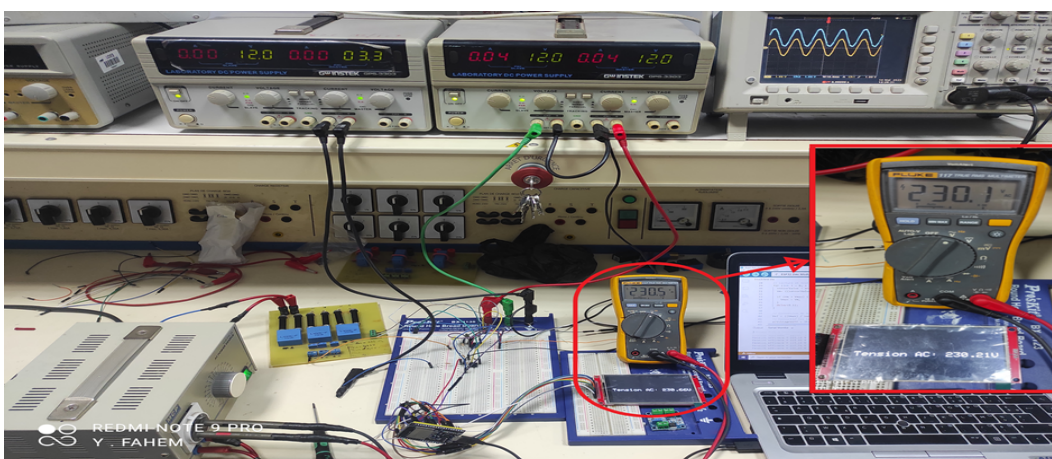


Figure 3.2 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de tension AC effectués par le circuit de mesure de la tension AC

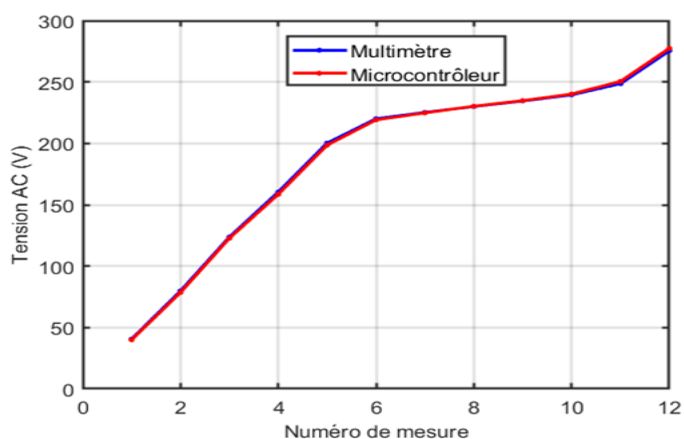


Figure 3.3 : Comparaison des tensions AC mesurées par l'ESP32 et relevées par le multimètre



## CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

L'analyse du graphique présenté à la Figure 3.3 révèle une correspondance presque parfaite entre les mesures de tension AC obtenues à l'aide du multimètre et du microcontrôleur. En fait, lorsque nous modifions la tension AC sur toute l'étendue fournie par la source de tension AC, l'erreur relative demeure constamment inférieure à 1,5 %. Cela démontre l'efficacité du circuit que nous avons conçu pour évaluer la tension AC.

### 3.2.1.2 Évaluation de Courant AC :

Le courant primaire à évaluer, désigné par  $I_p$ , traverse le capteur de courant, générant ainsi un courant correspondant au niveau secondaire. Ce courant secondaire est ensuite acheminé à travers une résistance de mesure, notée  $R_{m\_CAC}$ , qui a été spécifiquement dimensionnée pour la mesure de courants dans une plage allant de (0 à 15A).

La tension  $V_s$ , qui est positive et varie dans une plage allant de 0 à 3V, à la sortie du circuit d'offset, est captée par le microcontrôleur via la broche ADC 32. La tension de mesure, notée  $V_m$ , aux bornes de  $R_{m\_CAC}$ , est ensuite reconstituée et calculée à l'intérieur du microcontrôleur en utilisant la relation (3.1). Cette tension  $V_m$ , nous permet ensuite de déterminer le courant primaire  $I_p$  en utilisant la relation suivante :

$$I_p = (V_m \times 1000) / (n \times R_{m\_CAC}) \quad (3.7)$$

La méthode de détermination de la valeur efficace, initialement mise en œuvre pour l'évaluation de la tension AC, est également exploitée pour calculer la valeur efficace du courant AC.

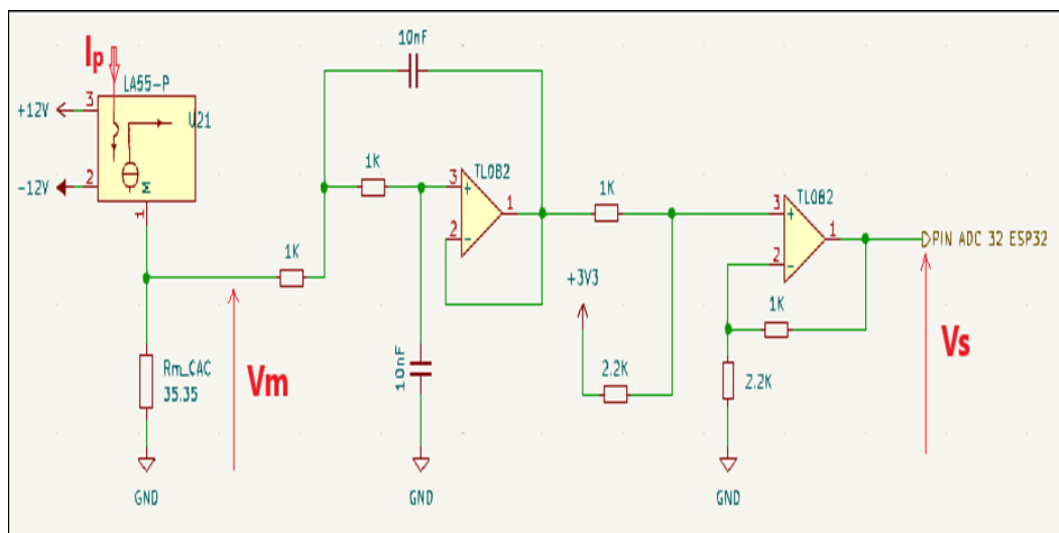


Figure 3.4 : Schéma du circuit pour l'évaluation de courant AC

Afin de tester et de valider la mesure du courant AC effectuée par le circuit illustré en Figure 3.4, nous avons mis en place une source de courant variable. Cette source a été créée en connectant en parallèle deux rhéostats à la sortie d'une source de tension AC variable, qui est utilisée pour évaluer la tension AC. Chaque rhéostat, ayant une résistance de 33 ohms, peut supporter un courant maximal de 6A. Cela nous donne une plage de courant allant de 0 à 12A. Cette plage est

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

obtenue en fixant la résistance des deux rhéostats à leur valeur maximale et en variant la tension fournie par la source de tension AC.

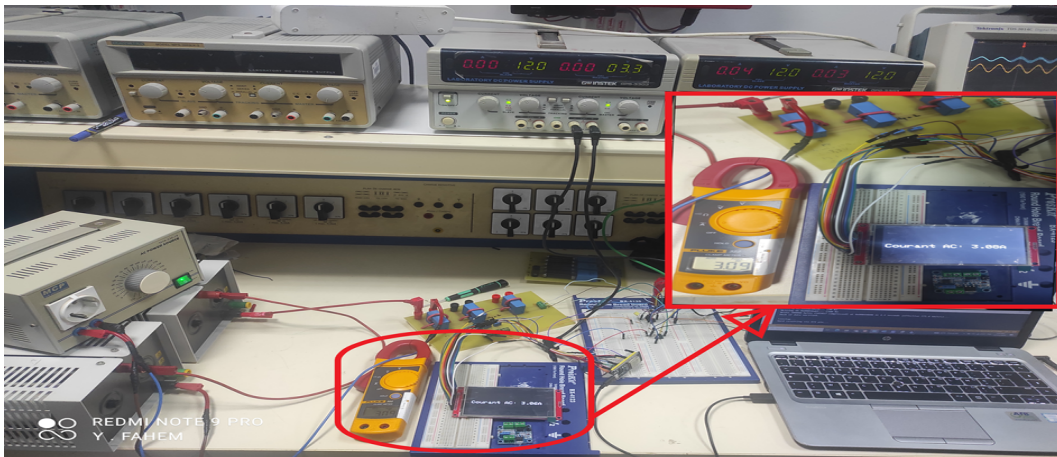


Figure 3.5 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de courant AC effectués par le circuit de mesure de courant AC

Le Tableau 3.3 et la Figure 3.6 présentent une série de résultats issus des mesures de courant AC. Ces mesures ont été réalisées à l'aide d'un multimètre et d'un circuit de mesure connecté à L'ESP32.

Mesure Courant AC Multimètre (A)	Mesure Courant AC Microcontrôleur (A)	Erreur Relative %
1.81	1.79	1.11
2.86	2.82	1.41
3.08	3.09	0.32
3.47	3.42	1.46
4.33	4.32	0.23
5.95	5.87	1.36
7.59	7.55	0.52
8.46	8.39	0.83
8.73	8.64	1.04
10.21	10.09	1.18
12.44	12.39	0.4
14.32	14.28	0.28

Tableau 3.3 : Évaluations de courant AC (Via le multimètre et le microcontrôleur) Et analyse de l'erreur relative

L'observation du graphique de la Figure 3.6 indique une concordance presque totale entre les mesures de courant AC prises avec le multimètre et le microcontrôleur. En réalité, lors de l'ajustement des valeurs de courant AC, l'erreur relative reste systématiquement inférieure à 1,46%. Cela confirme l'excellence du circuit que nous avons mis en place pour l'évaluation du courant AC.

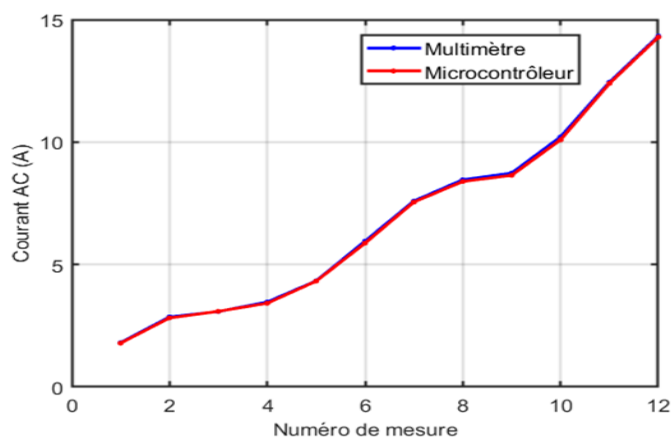


Figure 3.6 : Comparaison des courants AC mesurés Par l’ESP32 et relevés par le multimètre

L’observation du graphique de la Figure 3.6 indique une concordance presque totale entre les mesures de courant AC prises avec le multimètre et le microcontrôleur. En réalité, lors de l’ajustement des valeurs de courant AC, l’erreur relative reste systématiquement inférieure à 1,46%. Cela confirme l’excellence du circuit que nous avons mis en place pour l’évaluation du courant AC.

### 3.2.1.3 Évaluation de la tension DC

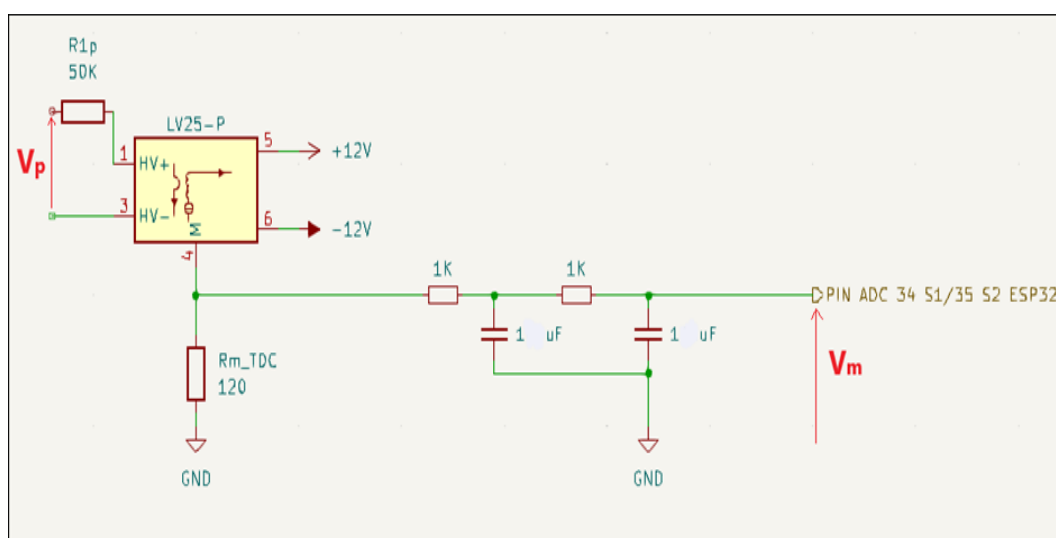


Figure 3.7 : Schéma du circuit pour l’évaluation de la tension DC

Ce circuit a pour objectif d’évaluer la tension DC et sera identique pour les strings 1 et 2. La plage de mesure, allant de 0 à 500 V, est déterminée par la résistance  $R_{1p}$  située au primaire du capteur. La résistance  $R_{m\_TDC}$  est choisie de manière à limiter la tension de mesure à une valeur inférieure à la référence supportée par les (ADC) du microcontrôleur. La tension de mesure  $V_m$  du circuit de mesure pour le string 1 sera connectée à la broche ADC 34 et celle du circuit de mesure pour le string 2 à la broche ADC 35 de l’ESP32. Pour calculer la tension au niveau du primaire, nous utilisons l’équation (3.2).

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Pour assurer la vérification et l'évaluation de la précision des valeurs de tension DC obtenues par le circuit décrit en Figure 3.7, nous avons mis en œuvre une source de tension continue ajustable. Cette dernière nous permet de disposer d'une variété de tensions pour réaliser des tests sur une plage allant de (0 à 400V DC).

Suite à l'assemblage du circuit illustré en Figure 3.7, nous avons graduellement élevé la tension produite par l'alimentation variable DC. Ces tensions, une fois mesurées par le capteur et traitées par le microcontrôleur, sont par la suite affichées sur notre afficheur à écran TFT, nous permettant ainsi de les comparer aux valeurs relevées et mesurées directement à l'aide d'un multimètre.

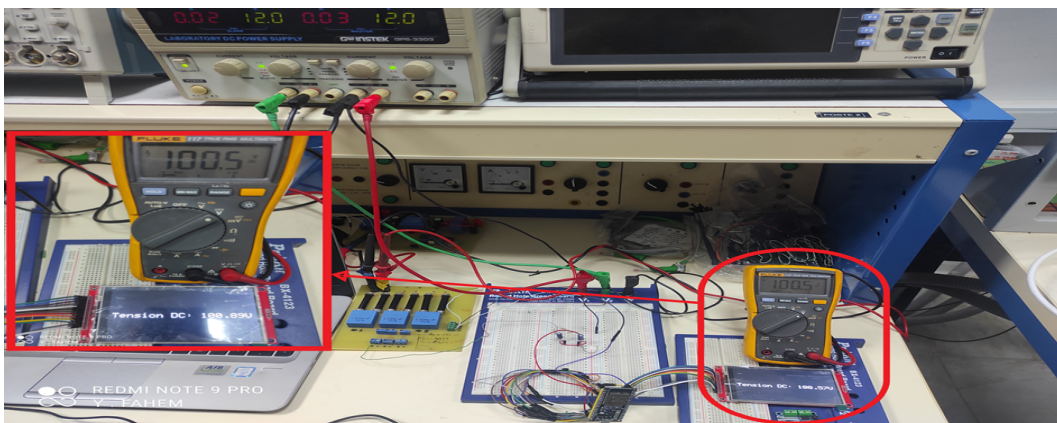


Figure 3.8 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de tension DC effectués par le circuit de mesure de la tension DC.

Le tableau 3.4 et la Figure 3.9 illustrent un ensemble de résultats provenant des mesures de la tension DC. Effectuées par le multimètre et le circuit de mesure connecté au microcontrôleur.

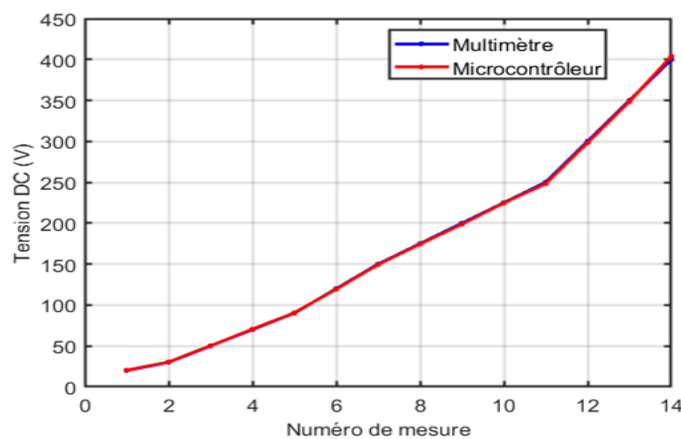


Figure 3.9 : Comparaison des Tensions DC mesurées Par le microcontrôleur et relevées par le multimètre

L'interprétation du graphique de la Figure 3.9 démontre une synchronisation presque parfaite entre les relevés de tension DC effectués avec le multimètre et le microcontrôleur. En réalité, lorsque nous modifions les valeurs de tension DC sur l'ensemble de l'échelle de mesure, qui

Mesure Tension DC Multimètre (V)	Mesure Tension DC Microcontrôleur (V)	Erreur Relative %
20	20.5	2.5
30	30.41	1.36
50	50.26	0.52
70	70.56	0.79
90	90.53	0.58
120	119.41	0.49
150	149.49	0.34
175	174.42	0.33
200	198.8	0.6
225	224.68	0.14
250	248.34	0.66
300	298.42	0.52
350	348.75	0.35
400	403.9	0.96

Tableau 3.4 : Évaluations de la tension DC (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative.

s'étend de 0 à 400V, l'erreur relative reste constamment en dessous de 2,5%. Cela valide la compétence du circuit que nous avons conçu pour évaluer la tension DC.

### 3.2.1.4 Évaluation de Courant DC

L'objectif de ce circuit est d'évaluer le courant continu (DC)  $I_p$ , qui sera identique pour les strings 1 et 2. La résistance  $R_{m\_CDC}$  a été spécifiquement dimensionnée pour permettre des mesures précises dans la plage de (0 à 20A). La tension de mesure  $V_m$  du circuit de mesure sera connectée à la broche ADC 36 pour le string 1 et à la broche ADC 39 de l'ESP32 pour le string 2. Pour déterminer le courant traversant le capteur de courant, l'équation (3.7) est appliquée .

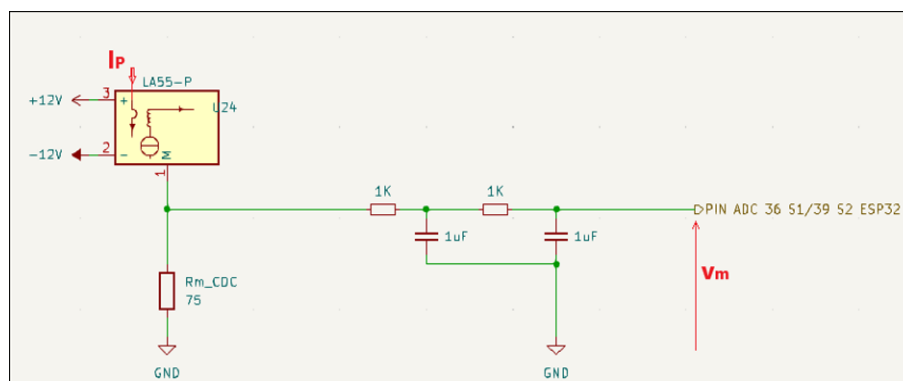


Figure 3.10 : Schéma du circuit pour l'évaluation de courant DC

Le graphique de la Figure 3.12 montre que les mesures de courant DC du multimètre et du microcontrôleur sont presque les mêmes. Quand le courant DC change, l'erreur est toujours moins de 2%. Donc, notre circuit est bon pour mesurer le courant DC.

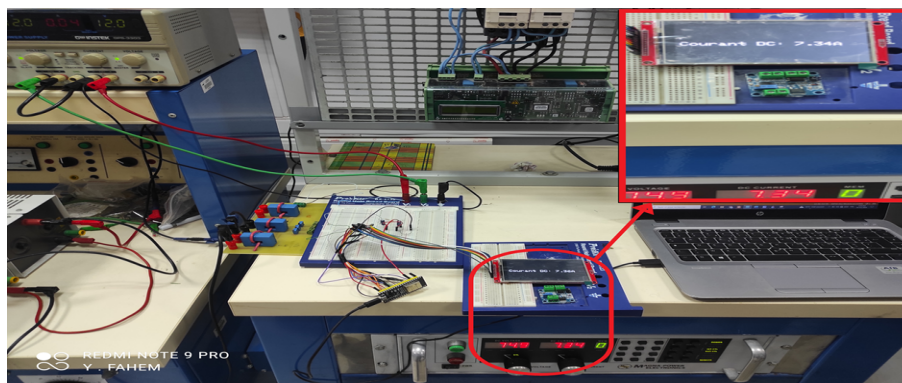


Figure 3.11 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de courant DC effectués par le circuit de mesure de courant DC.

Mesure Courant DC Multimètre (A)	Mesure Courant DC Microcontrôleur (A)	Erreur Relative %
1.45	1.48	2.06
2.91	2.95	1.35
4.37	4.4	0.68
5.85	5.86	0.17
7.35	7.35	0
8.83	8.8	0.34
10.35	10.29	0.58
11.85	11.75	0.85

Tableau 3.5 : Évaluations de courant DC (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative

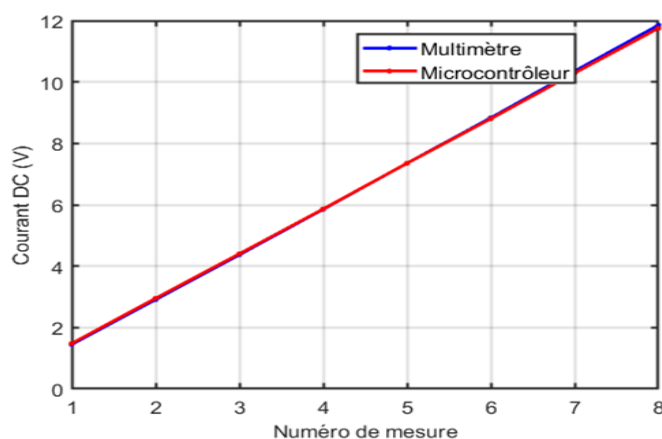


Figure 3.12 : Comparaison des courants DC mesurés par l'ESP32 et relevés par le multimètre

### 3.2.1.5 Évaluation de Courant et Tension de la Batterie

Pour évaluer la tension de la batterie, nous utilisons une configuration de circuit de mesure similaire à celle utilisée pour la mesure de la tension DC. La résistance primaire du capteur de tension, désignée par  $R_{1P}$ , est déterminée pour couvrir une plage de tension allant jusqu'à



### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

400V, avec un courant primaire fixé à 10 mA. Au niveau secondaire du capteur, la résistance de mesure, désignée par  $R_{m\_TB}$ , est choisie pour limiter la tension de mesure à une valeur inférieure à la référence supportée par les (ADC) de L'ESP32. Cette tension est ensuite connectée à la broche ADC 26. La tension de la batterie au niveau primaire, désignée par  $V_p$ , est calculée en utilisant l'équation (2.2).

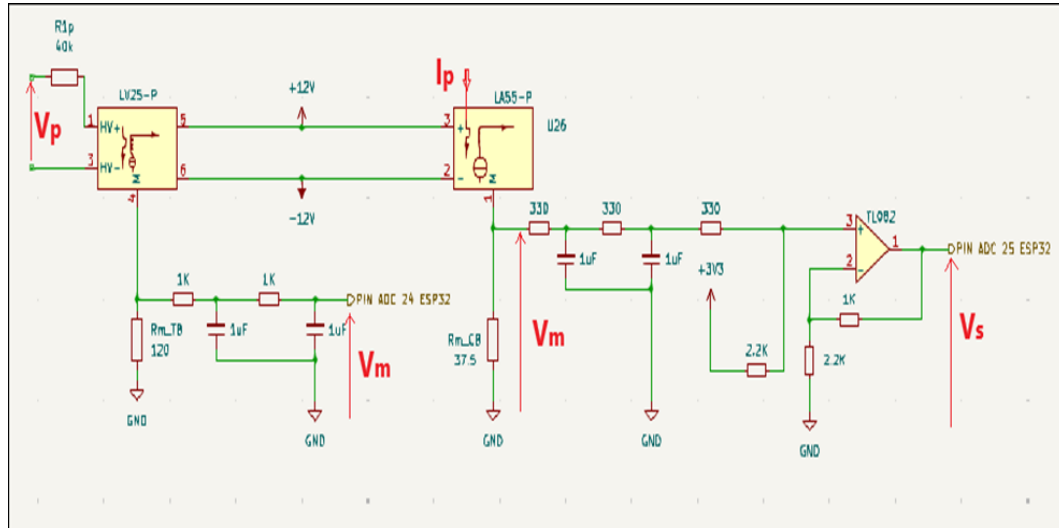


Figure 3.13 : Schéma du circuit pour l'évaluation de courant et de la tension pour la Batterie

Lorsque la batterie est en mode décharge, le courant primaire du capteur de courant, désigné par  $I_p$ , limité à 20A par la résistance  $R_{m\_CB}$ , prend une valeur négative. En conséquence, la tension de mesure aux bornes de  $R_{m\_CB}$ , notée  $V_m$ , est également négative. Il est donc impératif d'ajuster la tension de sortie  $V_s$ , appliquée à la broche ADC 25, pour qu'elle soit comprise entre 0 et 3,3V. Pour ce faire, nous décalons la tension de mesure afin de la rendre positive, en utilisant un circuit d'offset similaire à celui employé pour l'évaluation des grandeurs AC.

La tension  $V_m$  est ensuite reconstituée et calculée à l'intérieur du microcontrôleur en utilisant la relation (3.1). Cette tension  $V_m$  nous permet ensuite de déterminer le courant primaire  $I_p$  en utilisant la relation (3.3).

Nous avons évalué l'état de charge (SOC) pour l'ensemble de batteries connectées en série à l'entrée de l'onduleur. Notre système est composé de 24 batteries, chacune ayant une tension nominale de 12V, ce qui donne une tension totale de 288V pour l'ensemble du système.

En mesurant la tension  $V_p$  à l'entrée primaire du capteur pour le banc de batteries, nous sommes en mesure d'estimer le SOC de l'ensemble des batteries connectées en série à l'entrée de l'onduleur. La méthode que nous avons adoptée pour estimer le SOC est basée sur des seuils de tension spécifiques. Pour nos batteries de 12V, une tension inférieure ou égale à 11V indique que la batterie est complètement déchargée, tandis qu'une tension supérieure ou égale à 15,25V indique que la batterie est complètement chargée. Des valeurs intermédiaires de tension correspondent à des niveaux de charge intermédiaires.

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Il convient de souligner que cette méthode peut ne pas fournir une estimation précise du SOC pour toutes les batteries ou dans toutes les conditions. En effet, la relation entre la tension de l'ensemble de la batterie et le niveau de charge n'est pas nécessairement linéaire. Cette non-linéarité peut être due à divers facteurs, tels que la température, l'âge de la batterie, et le courant de décharge [37].

Pour une estimation plus précise du SOC, des méthodes plus sophistiquées, comme le comptage de Coulomb, peuvent être utilisées. Cependant, ces méthodes nécessitent des algorithmes et du matériel plus complexes [37].

L'estimation du SOC du banc de batteries peut être effectuée en mesurant la tension à l'entrée primaire du capteur, selon la relation suivante :

$$SOC = ((V_P - V_{min}) / (V_{max} - V_{min})) \times 100 \quad (3.8)$$

Où :

- $V_p$  est la tension mesurée par le capteur de batterie.
- $V_{min}$  est la tension minimale de l'ensemble des batteries (dans le cas où elles sont toutes déchargées).
- $V_{max}$  est la tension maximale de l'ensemble des batteries (dans le cas où elles sont toutes chargées).

Pour évaluer le degré d'exactitude des mesures de courant et de tension de la batterie, les mêmes sources de tension et de courant utilisées pour évaluer la tension et le courant DC sont utilisées dans ce cas.



Figure 3.14 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de courant de la batterie effectués par le circuit de mesure de courant de la batterie.



### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Mesure Tension Batterie Multimètre (V)	Mesure Tension batterie Microcontrôleur (V)	Erreur Relative %
264.85	265	0.05
270.09	270	0.03
275.01	275	0.00
279.82	280	0.06
285.44	285	0.00
290.30	290	0.00
295.82	295	0.00
299.55	300	0.15
305.06	305	0.00

Tableau 3.6 : Évaluations de tension de batterie (Via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l’erreur relative.



Figure 3.15 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de Tension de la batterie effectués par le circuit de mesure de Tension de la batterie.

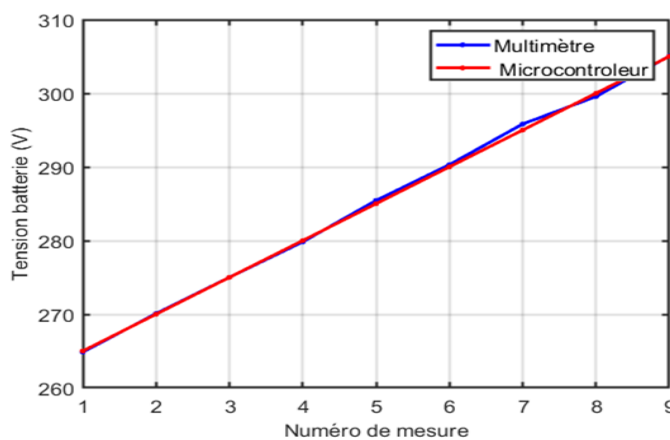


Figure 3.16 : Comparaison des Tensions de batterie mesurées par l’ESP32 et relevés par le multimètre

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Mesure Courant Batterie Multimètre (A)	Mesure courant batterie Microcontrôleur (A)	Erreur Relative %
-11.46	-11.54	0.70
-10.21	-10.4	1.86
-8.93	-9.09	1.79
-7.63	-7.71	1.05
-6.33	-6.36	0.47
-5.05	-5.11	1.19
-3.79	-3.8	0.26
-2.53	-2.56	1.18
-1.26	-1.24	1.59
0.58	0.57	1.72
1.82	1.82	0.00
3.18	3.18	0.00
4.4	4.46	1.36
5.67	5.68	0.18
6.96	6.9	0.86
8.24	8.24	0.00
9.52	9.5	0.21
11.49	11.45	0.35

Tableau 3.7 : Évaluations de courant de batterie (via le multimètre et le microcontrôleur) et analyse de l'erreur relative

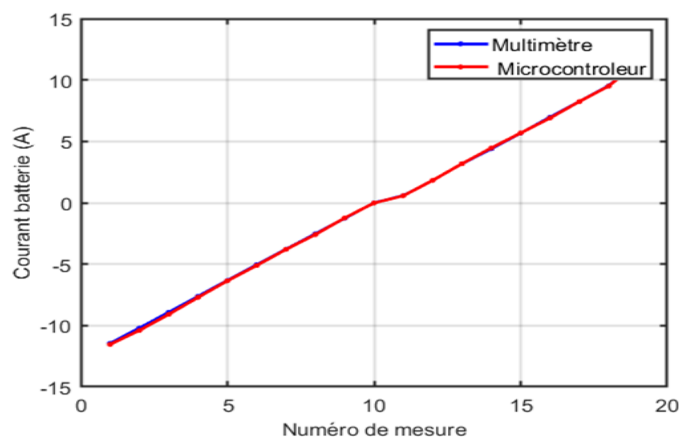


Figure 3.17 : Comparaison des courants de batterie mesurés par l'ESP32 et relevés par le multimètre

Les graphiques de la Figure 3.16 et Figure 3.17 montrent que les mesures de courant et tension de la batterie effectués par le multimètre et le microcontrôleur sont presque les mêmes, l'erreur relative est toujours moins de 0.15% pour la tension et de 1.79% pour le courant. Donc, nos circuits sont bons pour mesurer le courant et la tension de la batterie.

### 3.2.2 Évaluation des grandeurs météorologiques

#### 3.2.2.1 Évaluation de l'irradiance solaire

Le circuit de mesure présenté sur la Figure 3.18 a pour objectif d'évaluer l'intensité de l'irradiation solaire, sur le champ PV qui fait l'objet de la supervision. Cette intensité d'irradiance solaire est mesurée par un capteur d'irradiance équipé d'une cellule solaire en silicium monocristallin. Cette cellule est connectée à quatre fils. Les fils noir et rouge sont utilisés pour l'alimentation électrique (0 et +12VDC). Les deux autres fils sont consacrés à la mesure. Le fil orange est utilisé pour mesurer l'irradiance solaire, tandis que le fil marron, qui est conçu pour mesurer la température de la cellule de mesure elle-même, n'est pas utilisé dans notre cas.

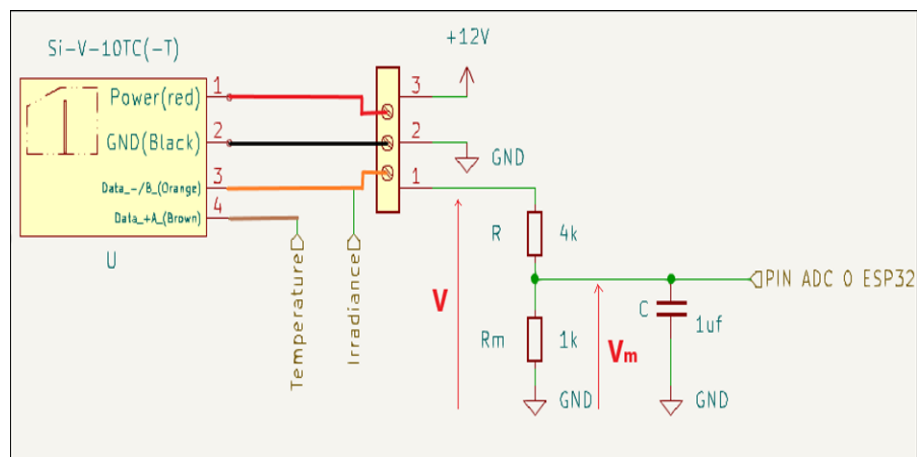


Figure 3.18 : Schéma du circuit pour l'évaluation de l'irradiance solaire

Le câble qui capte l'irradiance génère une tension variant de 0 à 10V, cette variation est directement proportionnelle à la quantité de lumière solaire incidente sur le champ PV. Afin que cette tension puisse être correctement interprétée et convertie par l'ADC de l'ESP32, elle doit être ajustée à une plage de 0 à 3.3V que l'ESP32 peut traiter. Pour réaliser cet ajustement, nous utilisons un diviseur de tension.

La cellule de référence, qui est précisément calibrée par le fabricant, convertit une plage de tension de 0 à 10V en une valeur d'irradiance couvrant une plage de 0 à 1500 W/m<sup>2</sup>. Cette conversion suit une relation linéaire donnée par l'équation suivante :

$$G = 150 \times V \quad (3.9)$$

L'équation (3.9) est utilisée pour évaluer la quantité d'irradiance, désignée par G, en fonction de la tension V fournie par le capteur d'irradiance. Cette tension est mesurée par l'ESP32 selon la relation suivante :

$$V = V_m \times ((R + R_m) / R) \quad (3.10)$$

Afin d'évaluer la précision des mesures d'irradiance fournies par le circuit illustré dans la Figure 3.18, nous avons installé notre cellule de référence dans le même champ PV et avec la même inclinaison qu'un pyranomètre, largement reconnu comme une référence fiable pour

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

comparer les mesures. Les mesures effectuées avec la cellule de référence de notre circuit sont comparées à celles du pyranomètre. Le pyranomètre est connecté à un data logger tandis que la cellule de référence est reliée à notre circuit de mesure d'irradiance.



Figure 3.19 : Montage expérimental pour confirmer les relevés de l'irradiance effectués par la cellule de référence et le pyranomètre, disposés dans le même plan que les modules PV. L'un est relié au circuit de mesure connecté à l'ESP32 et l'autre est relié au datalogger

Suite à la réalisation du montage expérimental illustré dans la Figure 3.19, nous avons mis en place et exécuté un programme sur l'ESP32. Ce programme a pour fonction de recueillir les données d'irradiance provenant de la cellule de référence et de les stocker dans un fichier Data.CSV sur la carte SD intégrée à l'écran TFT. Les données sont collectées à des intervalles réguliers de 5 minutes, permettant ainsi une synchronisation avec les données d'irradiance enregistrées par le datalogger sur une journée entière. Les résultats de ces mesures sont présentés dans la Figure 3.20.

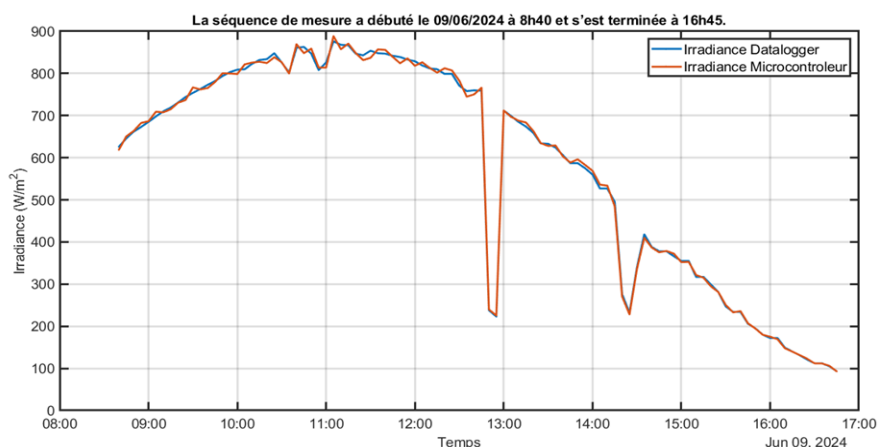


Figure 3.20 : Mesures de l'irradiance via le pyranomètre (connecté au Datalogger) et la cellule de référence (connectée au microcontrôleur).

D'après les données illustrées sur la Figure 3.20, nous observons que les valeurs mesurées par le microcontrôleur et le data logger sont presque identiques. L'écart moyen est inférieur à 2%, ce qui nous permet de conclure que notre circuit est efficace pour la mesure de l'irradiance solaire.

## 3.2.2.2 Évaluation de la température du module PV

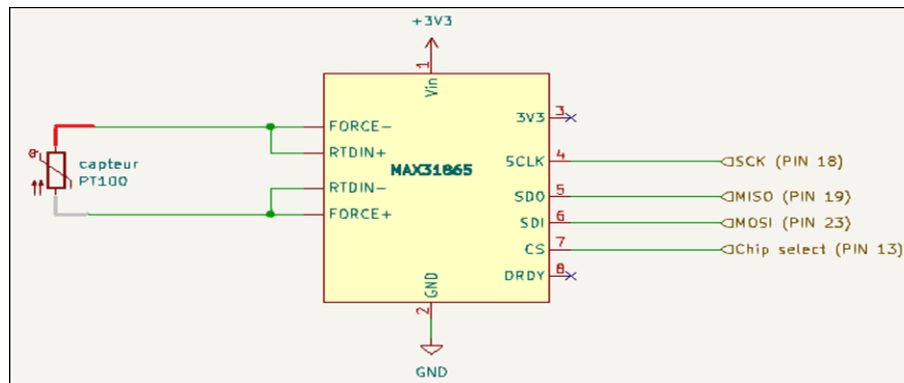


Figure 3.21 : Schéma du circuit pour l'évaluation de la température du module PV

Le circuit de mesure, représenté à la Figure 3.21 est conçu pour déterminer la température du module PV. Il repose principalement sur le convertisseur MAX31865, qui convertit les valeurs de résistance du PT100 en équivalents de température. Dans notre configuration, la sonde PT100 à 2 fils (rouge et blanc) est utilisée. Cependant, la résistance du câble est ajoutée à la résistance variable de la sonde, ce qui peut entraîner une erreur d'environ 0,4°C par mètre de connexion. Pour surmonter ce problème lié à la résistance de ligne et aux variations de température des conducteurs, les deux fils de la sonde sont connectés aux quatre entrées du convertisseur MAX31865, comme le montre le schéma du circuit de mesure. Cette configuration assure une mesure de température précise et fiable. Les sorties de ce convertisseur sont connectées aux broches 13, 18, 19 et 23 de l'ESP32, permettant ainsi une communication SPI.

Pour tester l'exactitude des valeurs de température du module PV lues par le microcontrôleur via le circuit de mesure (illustré à la Figure 3.21) nous avons mis en place un montage expérimental. Dans ce montage, nous avons utilisé un thermocouple, considéré comme une référence fiable, pour comparer les mesures effectuées avec la sonde PT100.



Figure 3.22 : Montage Expérimental pour la Validation des Mesures de Température du Module PV.

Dans le montage illustré à la Figure 3.22 les fils de mesure de la sonde PT100 sont connectés au circuit de mesure, tandis que ceux du thermocouple sont reliés au datalogger. Deux types de

## CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

capteurs de température, le PT100 et le thermocouple, sont installés sur la surface d'une plaque métallique. Cette plaque sera par la suite exposée à une source de chaleur via un pistolet à air chaud, et sa température sera évaluée par deux dispositifs distincts : le microcontrôleur et le datalogger. Les données recueillies par ces deux systèmes de mesure sont illustrées à la Figure 3.23.

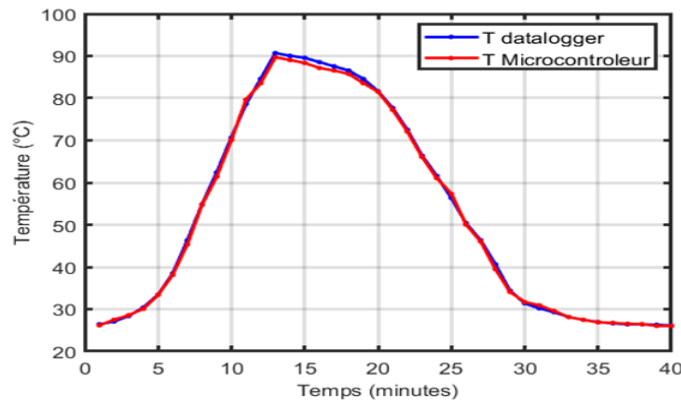


Figure 3.23 : Mesures de température via thermocouple (connecté au Datalogger) et PT100 (connecté au microcontrôleur).

La Figure 3.23 illustre une correspondance notable entre les valeurs obtenues par les deux systèmes de mesure, avec un écart moyen minimale de 0.5 °C. Cette approche nous offre l'opportunité de confirmer l'exactitude des relevés de température que nous avons acquis grâce au circuit de mesure présenté dans la Figure 3.21.

### 3.3 La conception de système de monitoring

Après avoir évalué tout les grandeurs électriques et météorologique la précision des mesures établis par chaque circuit présenter précédemment répond aux exigences fixé par la norme IEC 61724 en termes de précision et conditionnement de signal, donc tous les circuits de mesure (électrique et météorologique) que nous avons proposés sont valide et notre système de monitoring est qualifier d'être de classe B.

#### 3.3.1 Conception de schéma électrique

Nous avons employé le logiciel Kica 8.0 afin de concevoir le schéma électrique pour les différents étages constituant notre système de monitoring, en présentant les connexions entre ces étages dans cette section.

L'étage d'alimentation fournit trois niveaux de tension. Tout d'abord, une tension symétrique de  $\pm 12V$  est générée par deux convertisseurs HLK PM12 (AC-DC). Cette tension alimente les capteurs électriques, la cellule de référence et les circuits des amplificateurs opérationnels. Ensuite, un niveau de tension de 5V est généré par le module abaisseur LM2596 (DC-DC), qui est connecté à la sortie +12V. Cette tension assure l'éclairage de l'afficheur tactile LCD à écran TFT. Enfin, une tension stable de 3,3V est produite par le régulateur linéaire de tension NCP1117LP



### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

(5V-3,3V). Cette tension alimente le microcontrôleur (ESP32), l’afficheur tactile LCD à écran TFT et le convertisseur MAX31865. De plus, cette tension représente le composant DC introduit dans les circuits d’offset.

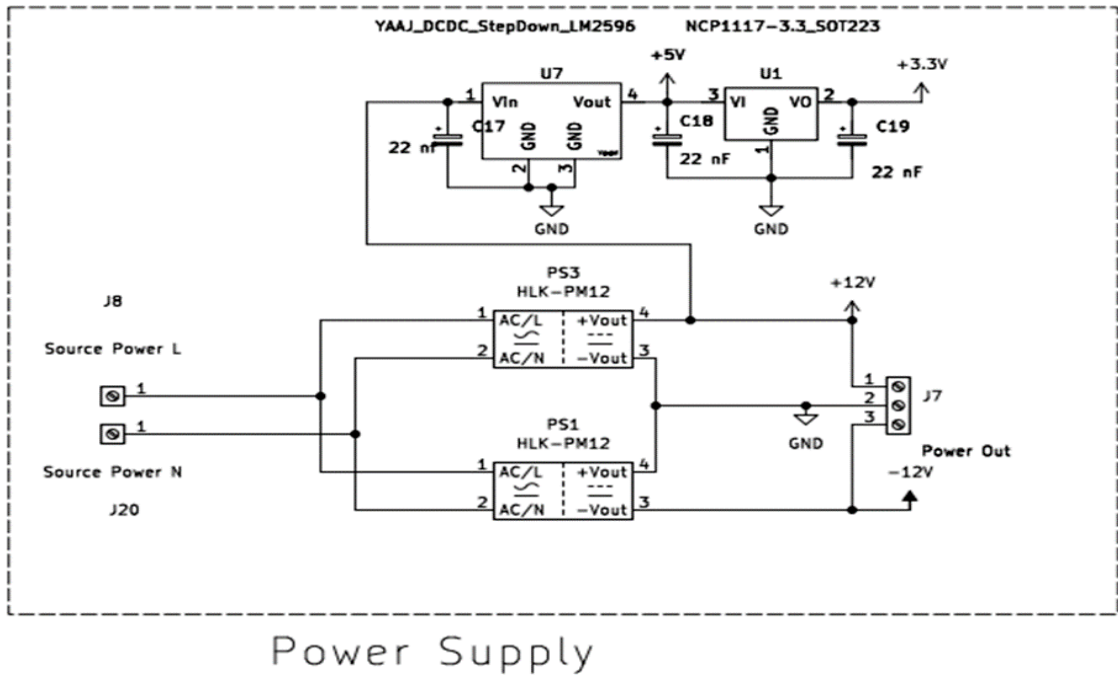


Figure 3.24 : schéma électrique pour l’étage d’alimentation

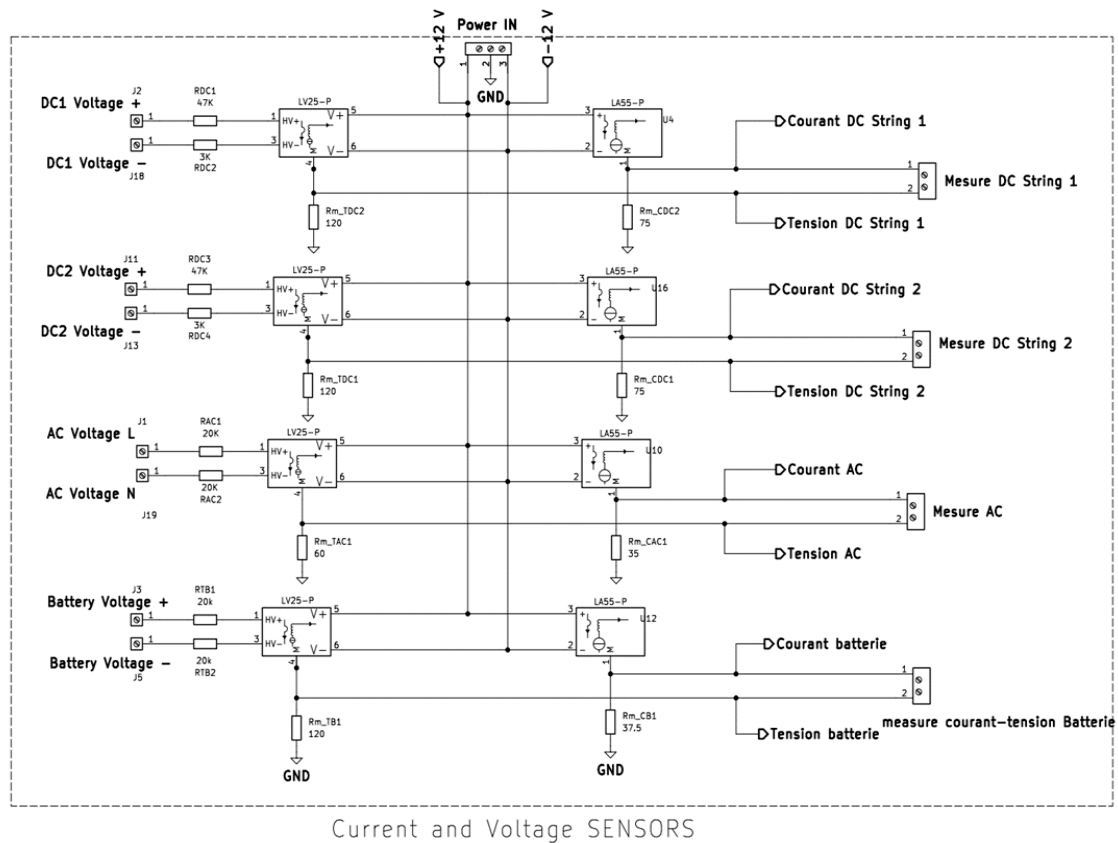


Figure 3.25 : schéma électrique pour l’étage d’acquisition capteurs électriques courant et tension

# CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

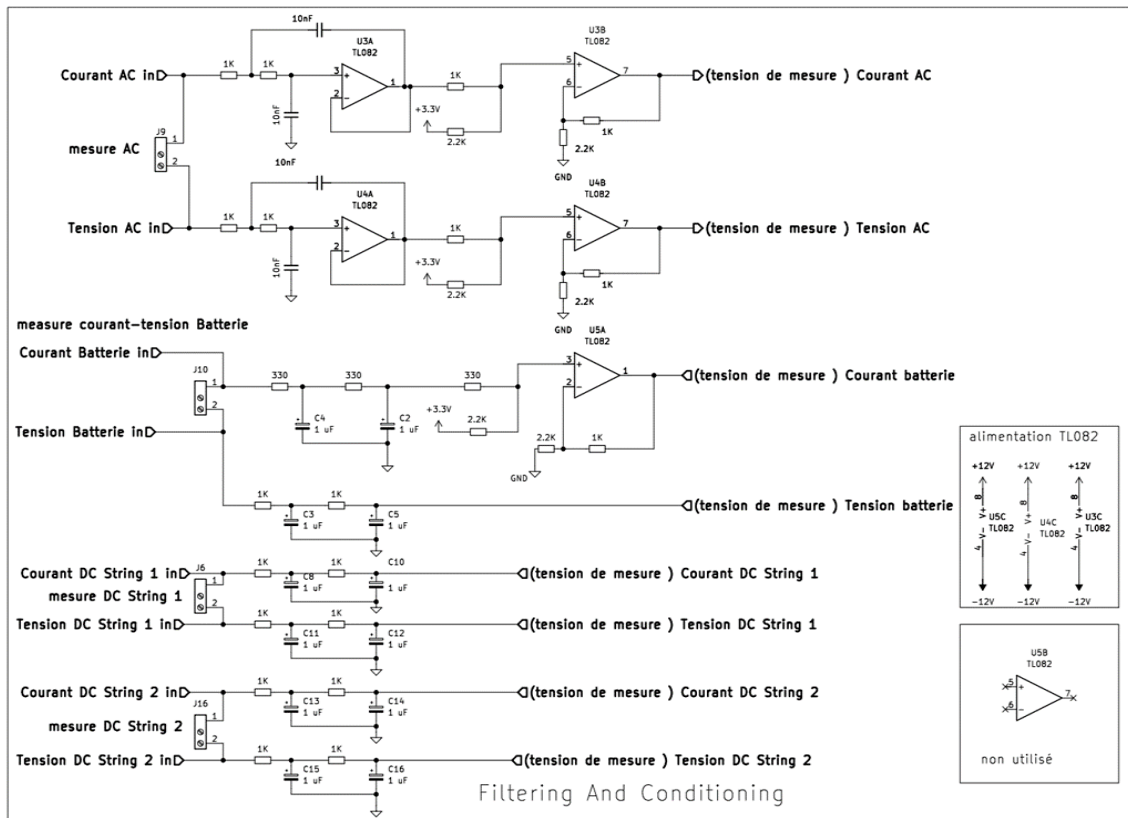


Figure 3.26 : schéma électrique pour l'étage de filtrage et de conditionnement

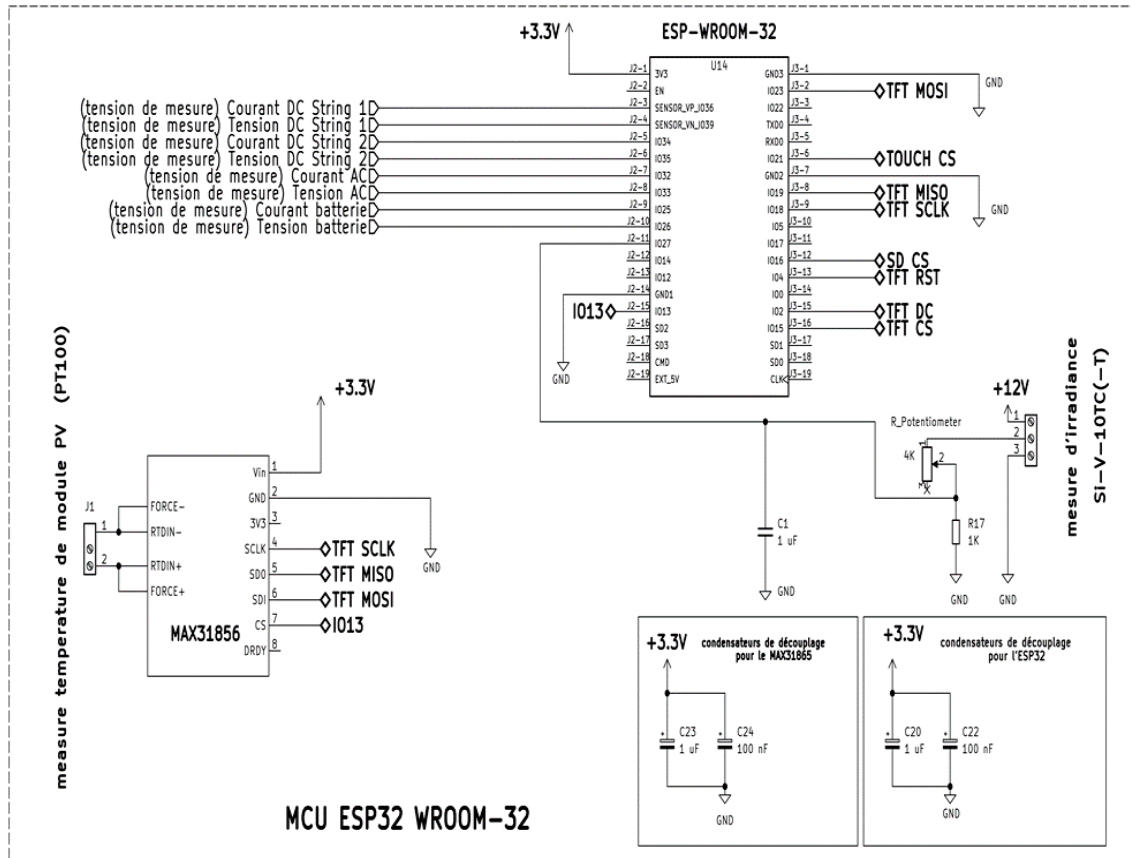


Figure 3.27 : schéma électrique pour l'étage de traitement inclut la mesure d'irradiance solaire et de la température de module PV



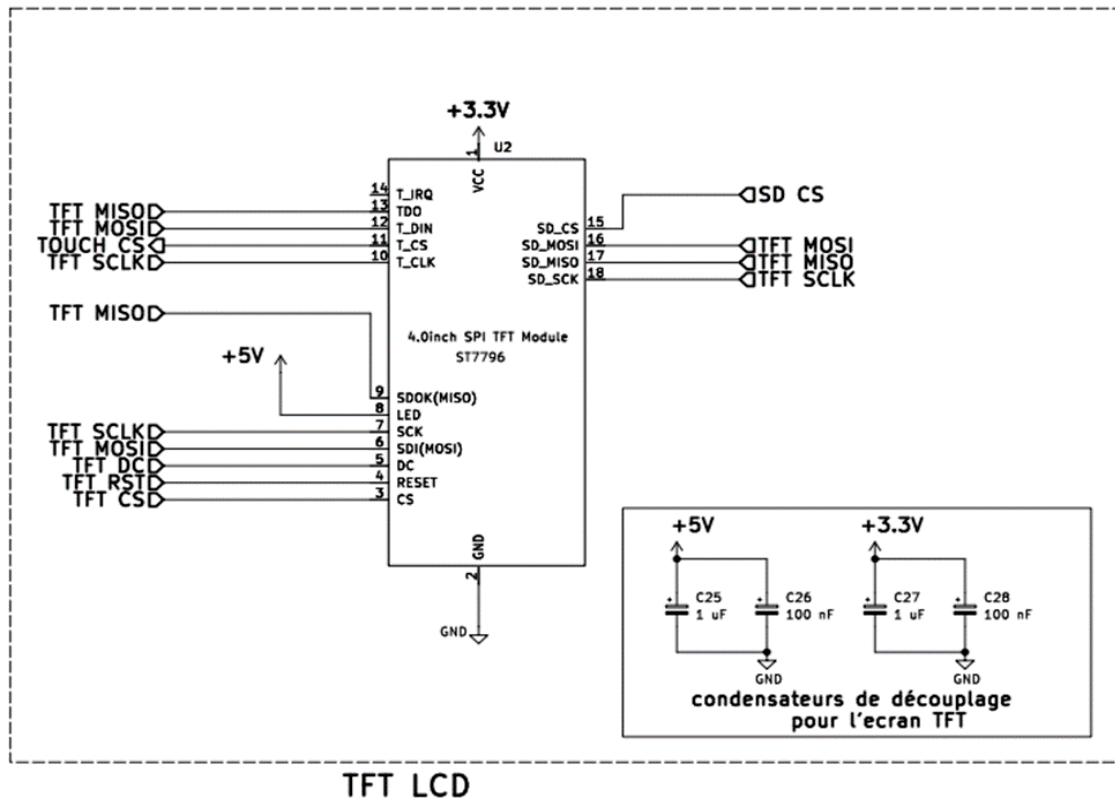


Figure 3.28 : schéma électrique pour l'étage d'affichage et stockage sur carte SD

Les trois périphériques de l'écran tactile TFT LCD (driver de l'écran tactile, driver de l'écran LCD, périphérique carte CD) ainsi que le convertisseur MAX31856 partagent le même bus SPI (TFT MISO, TFT MOSI, TFT SCLK) avec des proches de sélection indépendante.

Les condensateurs placés à chaque niveau de tension générée par les différents convertisseurs sont des condensateurs de découplage. Ils agissent comme des réservoirs d'énergie, stockant et libérant rapidement cette énergie lorsque nécessaire. Leur rôle essentiel est de maintenir une tension d'alimentation constante et extrêmement stable, ce qui garantit le bon fonctionnement de nos circuits intégrés.

### 3.3.2 Conception de circuit imprimé

Nous avons conçu le circuit imprimé de notre système de monitoring à l'aide du logiciel open-source KiCad 8.0. Ce système est constitué de deux cartes électroniques distinctes :

- Une carte principale, intégrant l'étage d'alimentation, le microcontrôleur ESP32, le convertisseur MAX31865, l'afficheur tactile LCD à écran TFT, ainsi que les divers circuits de filtrage et de conditionnement.
- Une seconde carte, qui regroupe les capteurs électriques de courant et de tension, ainsi que leurs résistances d'entrée de puissance et de sortie de mesures. (Les capteurs météorologiques installés au niveau du champ PV.)

### CHAPITRE 3. CONCEPTION ET RÉALISATION DU SYSTÈME DE MONITORING DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Cette séparation des cartes permet d'assurer une isolation efficace, indispensable en raison des tensions et courants élevés manipulés, qui pourraient autrement affecter les autres composants. De plus, cette configuration simplifie l'intégration des deux cartes dans un boîtier, constituant ainsi l'ensemble de notre système de monitoring.

Le PCB que nous avons réalisé, en suivant notre schéma électrique préalablement conçu, remplit deux fonctions principales : le support mécanique de tous les composants de notre schéma électrique et leur interconnexion électrique. Pour ce faire, nous avons associé les empreintes (footprints) aux composants électroniques, qui représentent leur disposition physique sur le circuit imprimé. Ces empreintes incluent les dimensions, les formes, et l'emplacement des pastilles de soudure (pads), des trous, ainsi que les zones où les composants seront montés.

Concernant l'écran TFT et le convertisseur MAX31865, leurs empreintes n'étant pas disponibles dans la bibliothèque KiCad, nous les avons créées nous-mêmes. Notre PCB est constitué de deux couches, car les interconnexions électriques nécessitent une attention particulière. Par exemple, les pistes de puissance sont maintenues aussi courtes, directes et épaisses que possible, et les composants à haute fréquence sont isolés des composants de contrôle. Un plan de masse est également maintenu du côté des soudures du PCB afin de réduire le bruit, de minimiser les erreurs de boucle de masse et d'absorber les interférences électromagnétiques (EMI).

Les vues du PCB à deux couches des cartes que nous avons réalisées sont présentées dans les figures 3.29 et 3.30 ci-dessous.

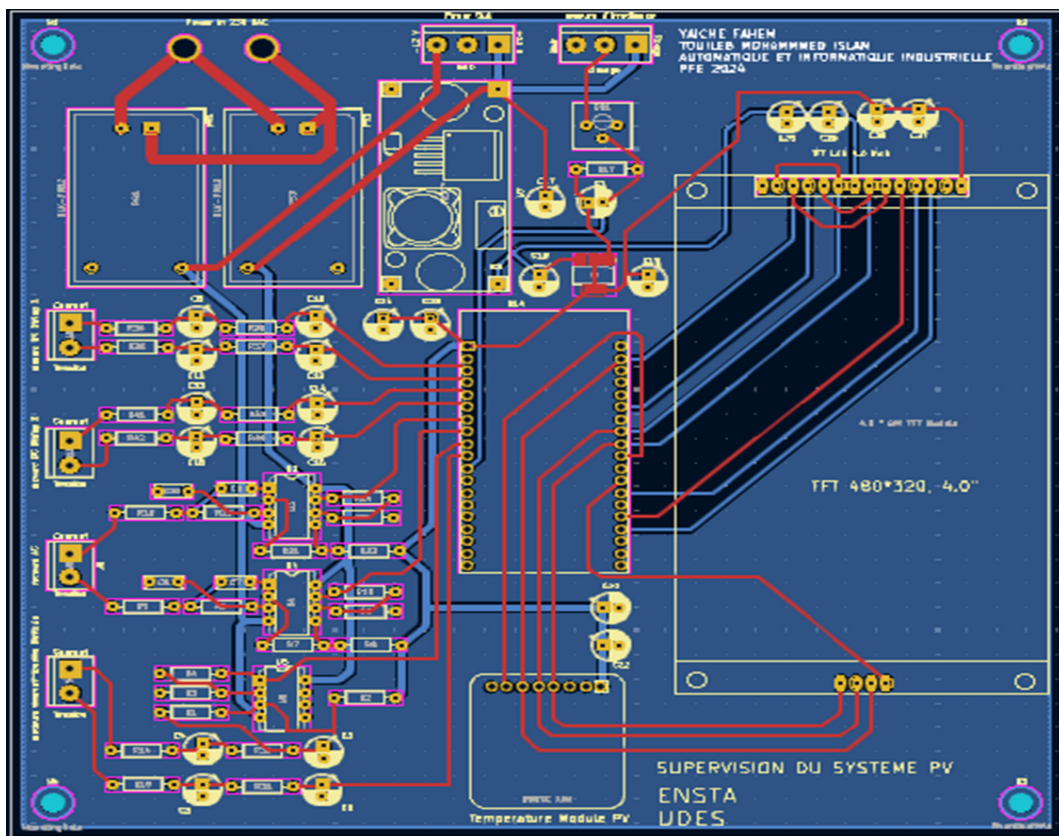


Figure 3.29 : schéma PCB à deux couches de la carte principale

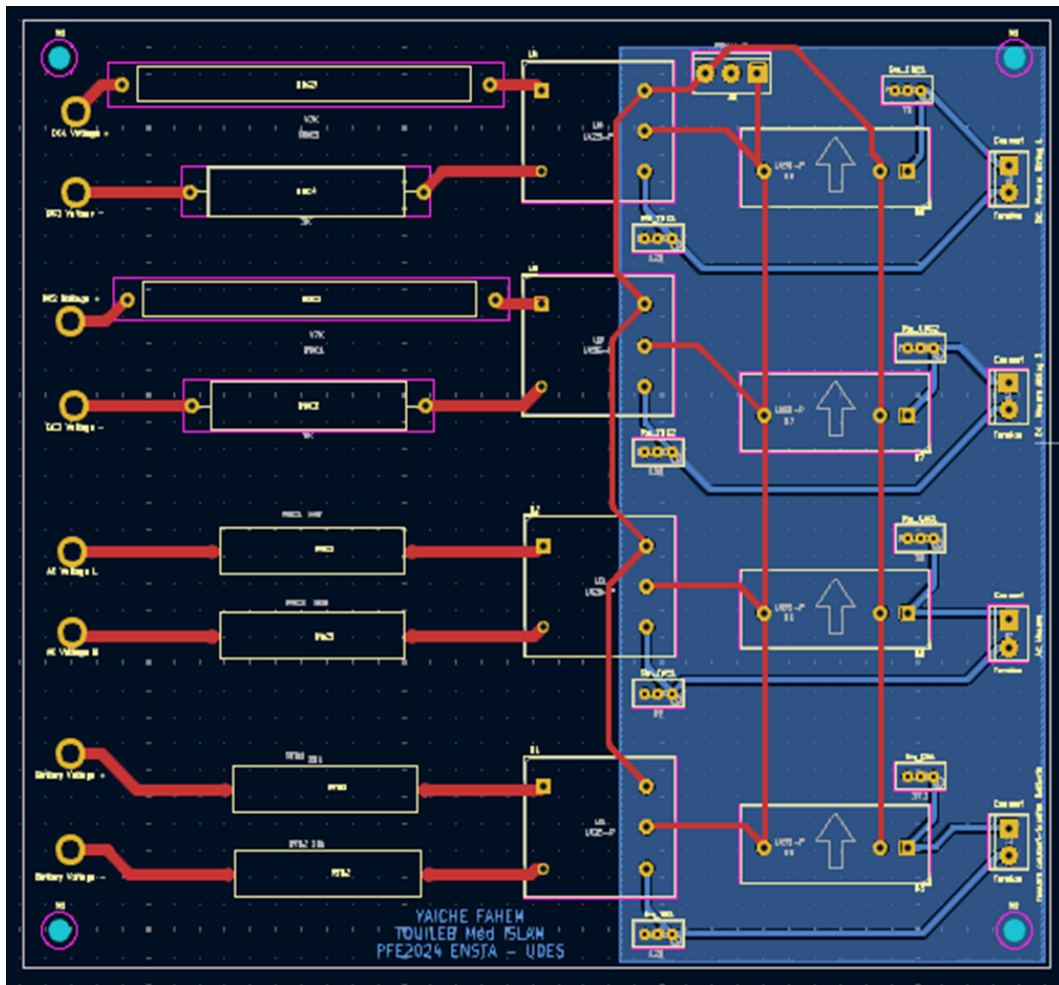


Figure 3.30 : schéma PCB à deux couches de la carte secondaire (capteurs électriques)

Après la fabrication des deux cartes, chaque composant est soigneusement positionné et soudé à son emplacement désigné sur les PCB.

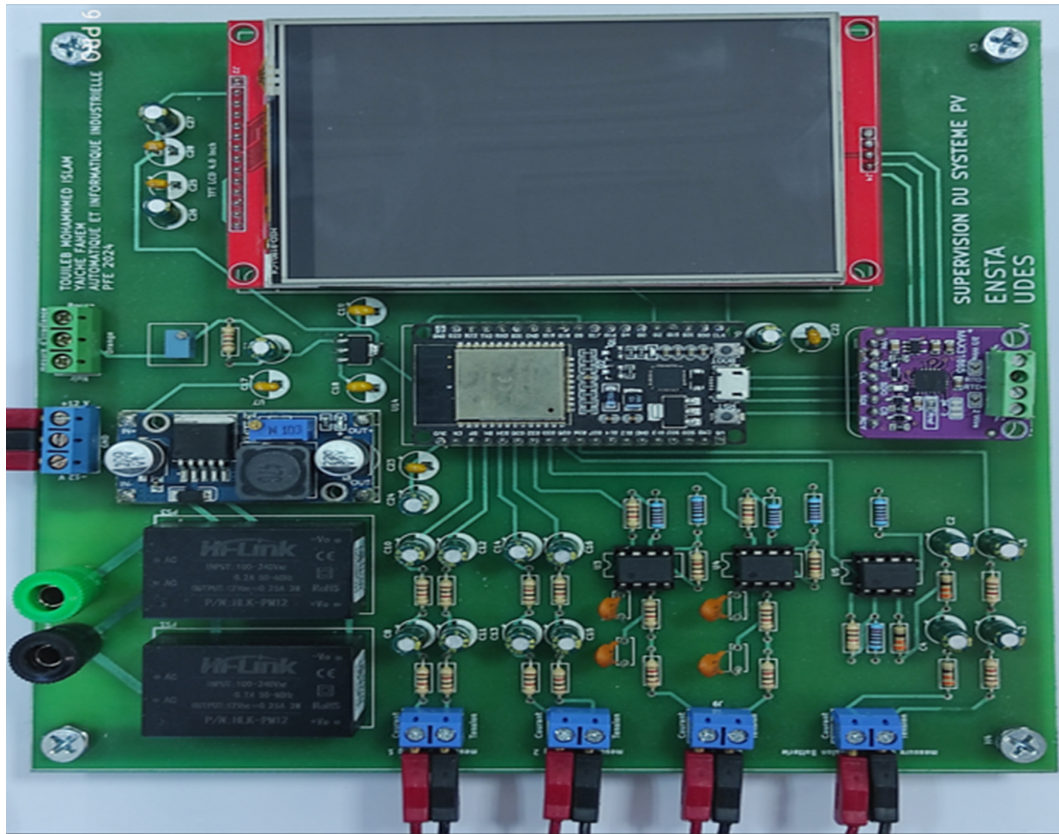


Figure 3.31 : Vue de la carte principale finie dimension 175x172 mm

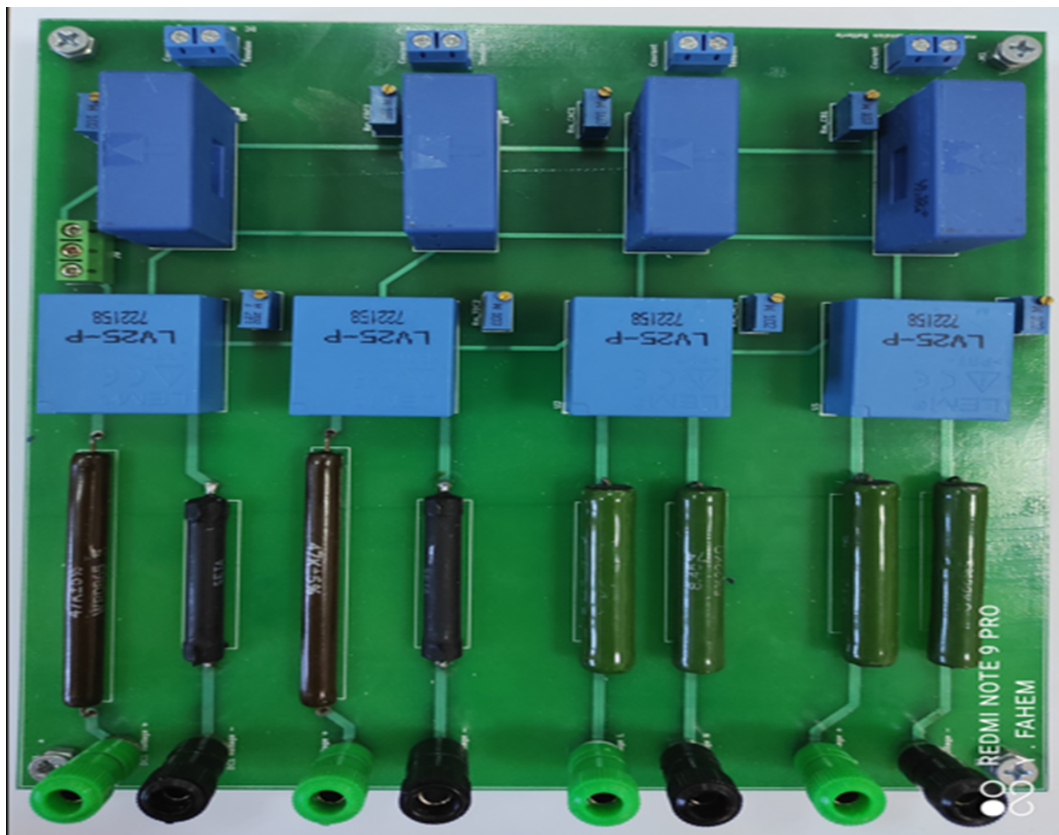


Figure 3.32 : Vue de la carte secondaire mesure des paramètres électriques finie dimension 177x200 mm



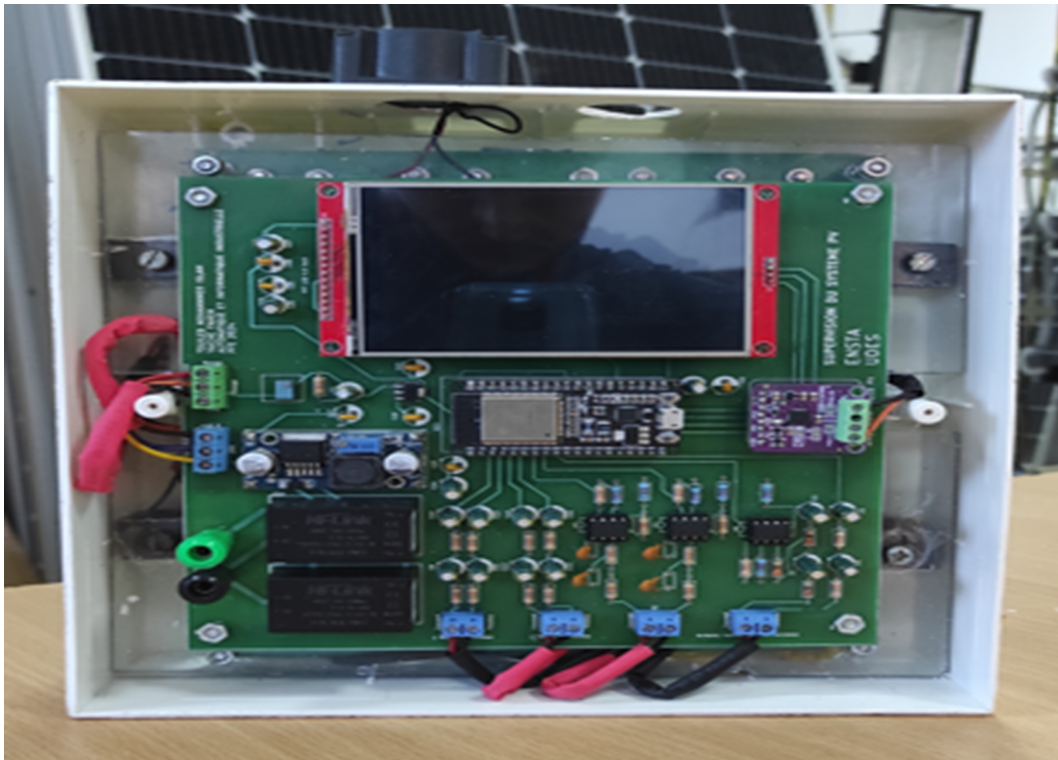


Figure 3.33 : Intégration des cartes électroniques dans un boîtier électrique



Figure 3.34 : Vue de face de notre système de monitoring conçu pour une installation PV

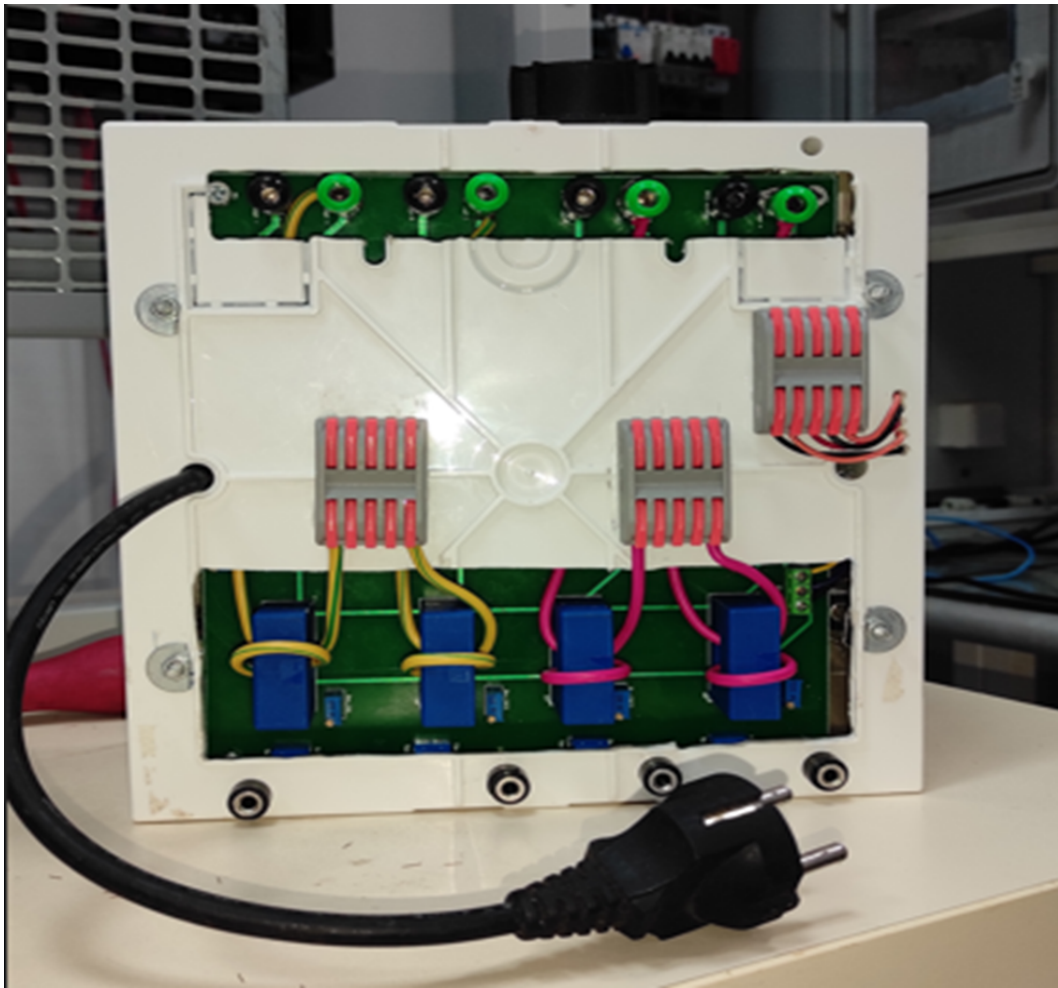


Figure 3.35 : Vue arrière de notre système de monitoring conçu pour une installation PV

### **3.4 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons décrit en détail les circuits utilisés pour la mesure des paramètres météorologiques, tels que l'irradiance, la température du module PV, ainsi que les grandeurs électriques pour les côtés DC, AC et batterie. Nous avons expliqué leur principe de fonctionnement et les procédures de validation associées à chaque circuit. Après la validation de l'ensemble des circuits, l'étape suivante a été la conception du schéma électrique global, suivie de la fabrication des PCB, puis de l'intégration des cartes électroniques dans un boîtier électrique, afin de finaliser notre système de monitoring.

## **Chapitre 4**

# **Exploitation et Test du Système de monitoring sur l'installation photovoltaïque UDES**

### 4.1 Introduction

Afin d'assurer une expérience utilisateur optimale de notre système de monitoring conçu, il est essentiel de disposer d'un moyen permettant de simplifier la surveillance du système PV installé à l'UDES. Ce moyen doit permettre l'affichage en temps réel des données ainsi que leur stockage pour une analyse ultérieure. Dans ce chapitre, nous présentons deux méthodes que nous avons conçues à cet effet : l'utilisation d'un écran tactile TFT en local et la solution IoT (Internet of Things) pour une surveillance à distance via un réseau local. Enfin, nous détaillerons les différents tests que nous avons réalisés pour évaluer notre système de monitoring.

### 4.2 Description de l'IHM conçue sur un Écran TFT de 4 Pouces pour le Monitoring du système PV

L'écran TFT de 4,0 pouces joue un rôle crucial dans notre système de monitoring. Grâce à sa performance et sa taille, il offre une visualisation précise et nette de l'état du système supervisé. En plus de la suivi en temps réel de différentes grandeurs qui caractérisent le système PV, il dispose également d'une capacité de sauvegarder l'historique de ces différentes grandeurs sur la carte SD intégrée.

Notre écran TFT est doté d'une fonctionnalité tactile, rendue possible grâce au pilote intégré XPT2046. L'ensemble du processus d'affichage, de stockage et de gestion de l'écran tactile est assuré par la communication SPI entre le microcontrôleur ESP32 et les différents périphériques de notre écran (le pilote ST7796 de l'écran LCD, le pilote XPT2046 et le périphérique de la carte SD). Ces périphériques partagent le même bus SPI et chaque périphérique est sélectionné par une broche de sélection de puce (chip select pin).

L'un des principaux défis rencontrés lors de la conception et de la programmation de notre IHM a été l'utilisation de la fonctionnalité tactile de l'écran TFT. En effet, l'écran tactile et les circuits LCD ne sont pas connectés. Par conséquent, nous avons dû traduire les valeurs récupérées de l'écran tactile pour les faire correspondre aux dimensions en pixels de l'écran LCD. Cela signifie que la position zéro de l'écran tactile ne correspond pas à la position zéro de l'écran LCD.

Pour résoudre ce problème, nous avons intégré un processus de calibration dans le code. Ce processus nous permet de déterminer la position exacte des pixels touchés afin de manipuler des boutons et de gérer plusieurs fenêtres sur l'écran.

Grâce à la fonctionnalité tactile et aux différentes bibliothèques disponibles dans l'IDE de programmation, nous avons pu créer une interface utilisateur basée sur la programmation orientée objet en C++. Notre IHM comprend une vue principale d'accueil avec quatre boutons permettant d'accéder aux différents paramètres du système. Trois boutons sont dédiés aux paramètres électriques (AC, DC et Batterie) et un bouton est dédié aux paramètres météorologiques (irra-



## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

diance et température). Chaque vue racine comprend également un bouton “home” pour revenir à l'écran d'accueil.



Figure 4.1 : Vue home d'IHM écran TFT

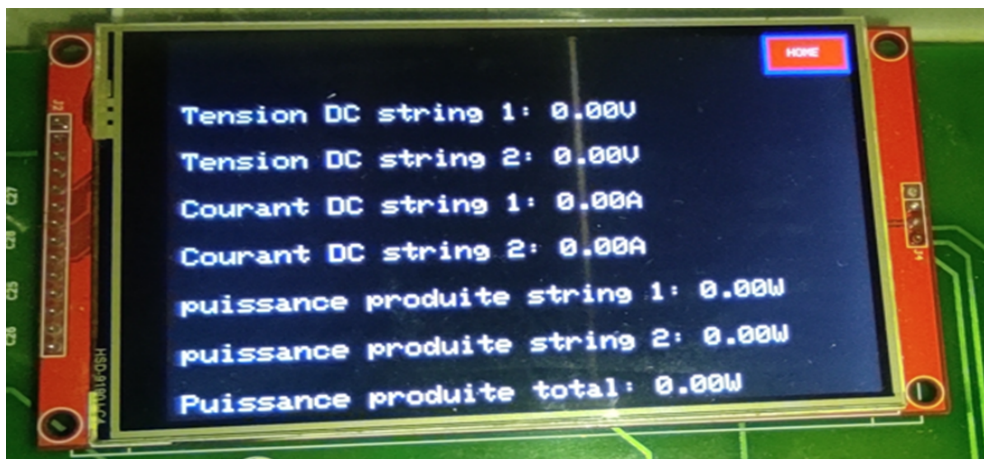


Figure 4.2 : Vue grandeurs électriques coté DC d'IHM écran TFT

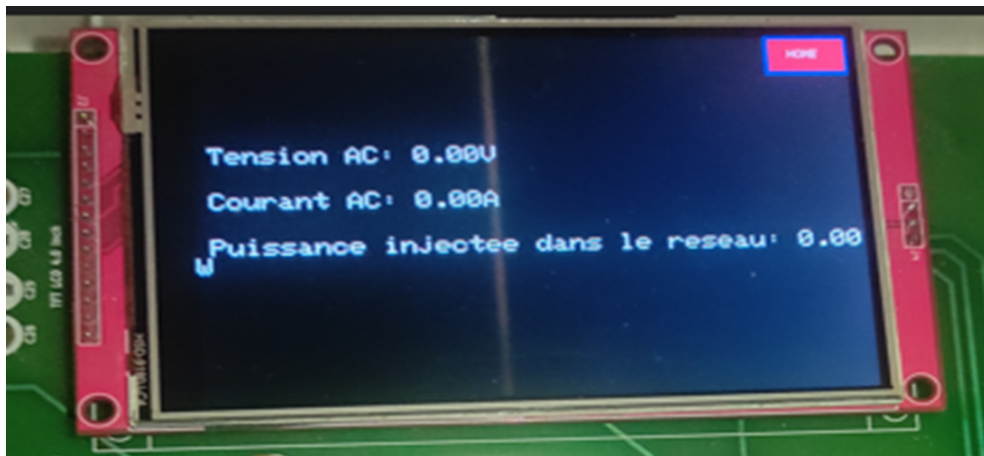


Figure 4.3 : Vue grandeurs électriques coté AC d'IHM écran TFT



Figure 4.4 : Vue grandeurs électriques coté Batterie d'IHM écran TFT



Figure 4.5 : Vue grandeurs météorologiques d'IHM écran TFT

### 4.2.1 Stockage de l'historique de grandeurs PV sur la carte SD intégrée à l'écran TFT

Les données capturées par nos capteurs, ainsi que la puissance totale générée par les deux strings et celle injectée dans le réseau électrique, sont transmises via une interface SPI. Ces informations sont ensuite horodatées et sauvegardées chaque une minute dans un fichier CSV sur la carte SD intégrée à notre écran TFT. Pour garantir une précision optimale des horodatages, notre ESP32 établit une connexion Wi-Fi afin de permettre une synchronisation régulière avec un serveur NTP (Network Time Protocol).

## 4.3 Solution IoT pour un monitoring à distance

L'Internet des objets (IoT) représente un réseau d'objets interconnectés, tels que des ordinateurs, des machines, et même des individus, capables de transférer des données de manière autonome via un réseau [36]. L'implémentation de l'IoT avec notre système de monitoring offre de nombreux avantages. Elle permet de réduire considérablement la nécessité de visites fréquentes sur site, tout en offrant une présentation claire et graphique des paramètres mesurés. À

cette fin, nous proposons une plateforme open-source.

Le diagramme de l'architecture IoT proposé, illustré dans la figure 4.5, met en œuvre l'ESP32 comme passerelle pour les capteurs électriques et météorologiques, permettant l'acquisition des données souhaitées. Le Raspberry Pi 4 modèle B est utilisé comme serveur local. Le tableau de bord, conçu pour recevoir et visualiser les données des capteurs via le web, exploite Node-Red et le protocole MQTT pour assurer l'échange des données et la communication entre les clients et le serveur MQTT Mosquitto.

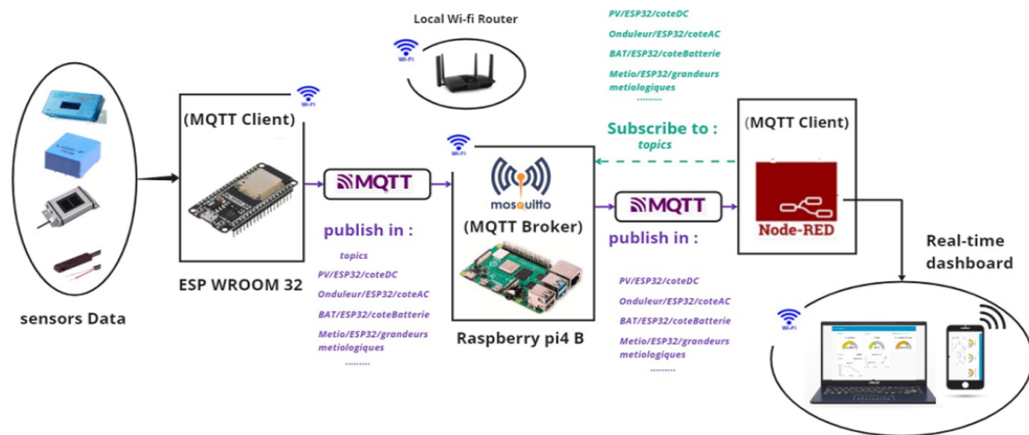


Figure 4.6 : Le diagramme de l'architecture IOT proposé

### 4.3.1 Composants et méthodes pour la conception de la solution IoT proposée

#### 4.3.1.1 ESP32 avec MQTT

L'ESP32 est programmé pour se connecter à un réseau local via un routeur Wi-Fi, en mémorisant les informations relatives au SSID et au mot de passe nécessaires à l'accès. Une fois la connexion établie, l'ESP32 opère en tant que client MQTT, transmettant des données vers des topics MQTT, administrés par un serveur MQTT Mosquitto. Ces topics, définis comme des chaînes de caractères, servent à identifier les canaux de communication pour les messages MQTT.

#### 4.3.1.2 Raspberry Pi 4 modèle B en tant que serveur MQTT

Pour transformer notre Raspberry Pi 4 modèle B en serveur local, il est nécessaire d'installer un serveur MQTT et de configurer son démarrage automatique. Bien que plusieurs serveurs MQTT soient disponibles, notre projet s'appuie sur Mosquitto, un serveur particulièrement bien pris en charge sur les plateformes Linux dérivées de Debian. Ainsi, le Raspberry Pi 4 modèle B est utilisé comme serveur au sein d'un réseau local, intégrant à la fois le serveur Mosquitto et Node-Red.

Les performances du Raspberry Pi 4 modèle B, combinées à sa taille réduite, en font une solution idéale pour notre solution IoT. Il est capable de faire fonctionner le serveur Mosquitto de manière continue et fiable sur de longues périodes, tout en maintenant une consommation d'énergie extrêmement faible.

### 4.3.1.3 Le protocole de communication MQTT et Mosquitto

MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) est un protocole léger et simple qui opère sur TCP/IP. Il est particulièrement prisé dans le domaine de (IoT) pour sa faible empreinte énergétique et son usage minimal de la bande passante [35].

Le protocole MQTT s'articule autour de deux rôles essentiels : les publishers et les subscribers. Dans notre cas, le microcontrôleur ESP32, agissant en tant que client MQTT, joue le rôle de publisher. Il envoie des messages au serveur Mosquitto, contenant des données collectées par nos capteurs sur divers topics, qui sont des canaux de communication thématiques identifiés par des noms de chaînes de caractères.

En contrepartie, un subscriber est un dispositif ou une application qui s'abonne à un ou plusieurs topics sur le serveur Mosquitto. Dans notre cas, Node-Red, également client MQTT, assume ce rôle. Lorsque l'ESP32 publie un message sur un topic, le serveur Mosquitto a pour tâche de transmettre ce message à Node-Red, abonné au même topic.

### 4.3.2 Algorithme de Conception de la Solution IoT Proposée

Le microcontrôleur ESP32 est chargé de lire, traiter et transmettre les données au serveur local Mosquitto. Ces données englobent les mesures électriques telles que le courant, la tension et la puissance pour les cotées AC, DC et Batterie, ainsi que les données météorologique telles que la température et l'irradiance solaire. Étant donné que ces informations sont transmises sous forme de messages MQTT publiés sur le serveur Mosquitto, le sketch Arduino IDE est utilisé pour transférer ces messages, tandis que le flux Node-RED est employé pour récupérer et visualiser ces données en temps réel sur un tableau de bord web Node-RED. L'organigramme de la figure 4.7 illustre les opérations exécutées pour la conception de notre solution IoT.

### 4.3.3 Description de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red pour le Monitoring du système PV

L'abonnement à un topic sur le serveur Mosquitto est géré via Node-RED, par l'intermédiaire d'un nœud de souscription nommé mqtt in. Ce nœud capte les données du serveur Mosquitto chaque fois que l'ESP32 publie des informations relatives à ce topic. Par la suite, les données recueillies sont affichées sous forme de jauges, de texte, et de graphiques. Enfin, un tableau de bord est présenté comme interface utilisateur, permettant de visualiser les grandeurs physiques mesurées par nos capteurs.

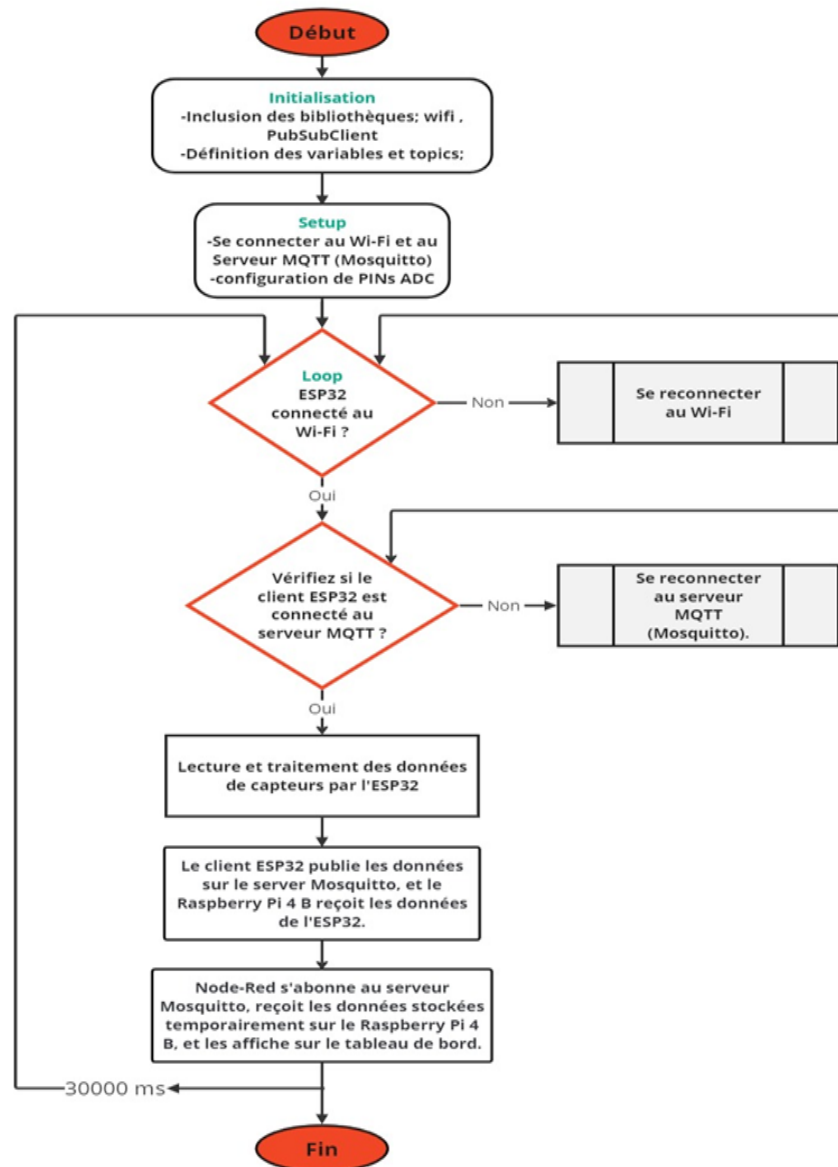


Figure 4.7 : Algorithme de Conception de la Solution IoT Proposée

MQTT utilise des topics pour structurer les communications. Dans notre cas, nous avons défini quatre topics principaux : (PV/ESP32/coteDC, Onduleur/ESP32/coteAC, BAT/ESP32/coteBatterie, Meteo/ESP32/grandeursmétéorologiques).

Cette organisation permet à l'ESP32 de publier des données en fonction de leur type. Par exemple, si les données représentent les informations des capteurs pour le côté DC, elles seront publiées sur le topic 'PV/ESP32/coteDC'. Du côté de Node-Red, il est possible de s'abonner à tous les topics d'intérêt en utilisant le nœud de souscription 'mqtt in'. Par exemple, en écoutant sur le topic 'PV/ESP32/#', le caractère '#' agit comme un jeton, permettant une inscription dynamique à tous les topics sous 'PV/ESP32/coteDC', quelle que soit la donnée publiée (courant ou tension des strings 1 ou 2).

Cette flexibilité de MQTT est essentielle pour réduire les actions requises lors de modifications des données publiées. Par exemple, si de nouvelles données telles que la puissance produite



## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

par les strings 1 et 2, ainsi que le total, sont ajoutées, MQTT permet d'intégrer ces changements facilement.

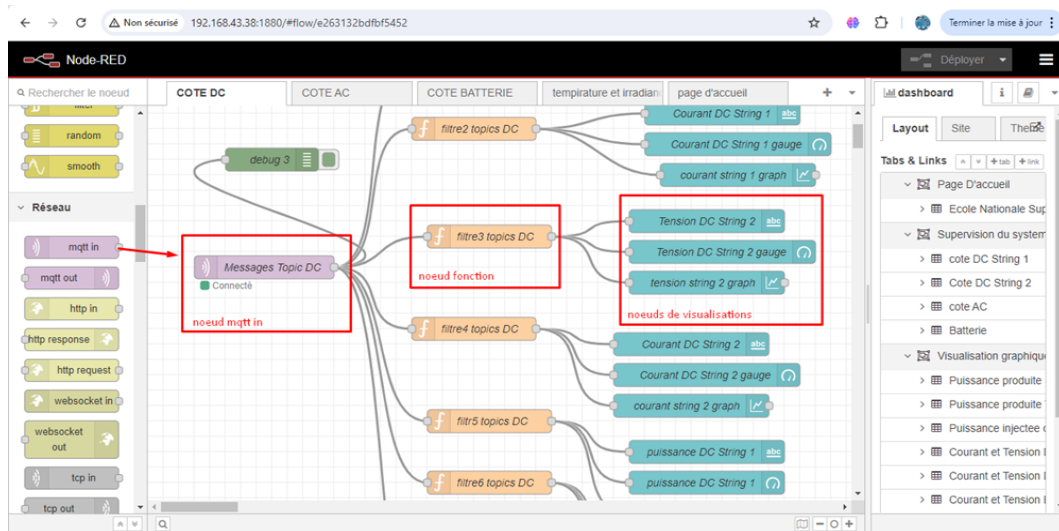


Figure 4.8 : Exemple de notre solution sur Node-RED

Pour configurer le nœud 'mqtt in' afin de recevoir les messages de topics PV/ESP32/coteDC à partir du serveur Mosquitto, nous spécifions l'adresse IP de notre Raspberry Pi ainsi que le port, qui est par défaut 1883.



Figure 4.9 : Configuration de nœud 'mqtt in' sur Node-Red

Le nœud 'fonction' illustré dans la figure 4.8 surveille en permanence tout ce qui se passe sur le topic 'PV/ESP32/#'. Cette fonctionnalité permet de filtrer et de rediriger les messages vers la catégorie appropriée (tension, courant, puissance pour le string 1 et 2). La figure suivante présente un exemple d'utilisation de cette fonction.

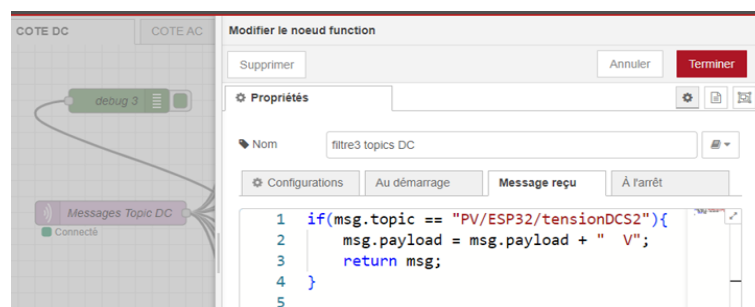


Figure 4.10 : Configuration de nœud 'fonction' sur Node-Red

## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAIQUE UDES

Node-RED fonctionne en transmettant des messages d'un nœud à l'autre, et ces messages contiennent un contenu spécifique appelé payload. Dans le nœud fonction, nous pouvons accéder à ce payload en utilisant la syntaxe 'msg.payload'. Par la suite, les nœuds texte, gauge et chart, qui sont des nœuds de visualisation, sont utilisés pour afficher nos données sur un tableau de bord Node-RED.

Notre tableau de bord est élaboré en tant qu'interface homme-machine (IHM) à l'aide de l'outil Node-RED. Cette interface offre à l'utilisateur la possibilité de surveiller en temps réel l'installation PV. Grâce aux diverses vues disponibles dans l'IHM, il est possible de visualiser les différentes variables du système PV, telles que les graphiques de puissance, les données électriques et les paramètres météorologiques.

Pour accéder à ce tableau de bord, nous utilisons un navigateur web sur un appareil connecté au même réseau local (ordinateur, tablette ou smartphone). Il suffit de saisir l'adresse IP de notre Raspberry Pi 4B suivie de ':1880', le port par défaut de Node-RED, et d'ajouter '/ui' (user interface) à la fin de l'URL.

### 4.3.3.1 La vue d'accueil

Cette vue comprend le titre, les logos de l'ENSTA et de l'UDES, ainsi qu'un onglet situé en haut à gauche du tableau de bord, qui ouvre un menu latéral permettant de naviguer entre les différentes vues du tableau de bord.



Figure 4.11 : La vue d'accueil de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red

### 4.3.3.2 La vue des grandeurs électriques instantanées

Cette vue offre aux utilisateurs la possibilité de surveiller en temps réel les paramètres électriques instantanés, affichés sous forme numérique et via des jauges, y compris les courants, les tensions, ainsi que la puissance produite par les strings PV et celle injectée dans le réseau électrique. Elle permet également de suivre le SOC de la batterie.

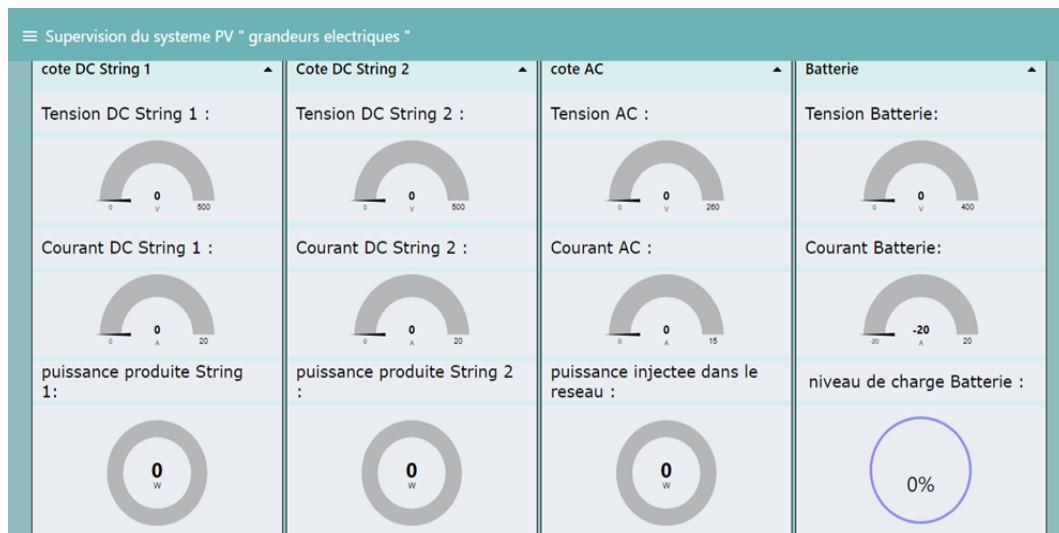


Figure 4.12 : La vue des grandeurs électriques instantanées de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red

### 4.3.3.3 La vue du graph de production grandeurs électriques

Depuis cette vue, les utilisateurs peuvent visualiser les grandeurs électriques et la production cumulée en temps réel sous forme graphique.

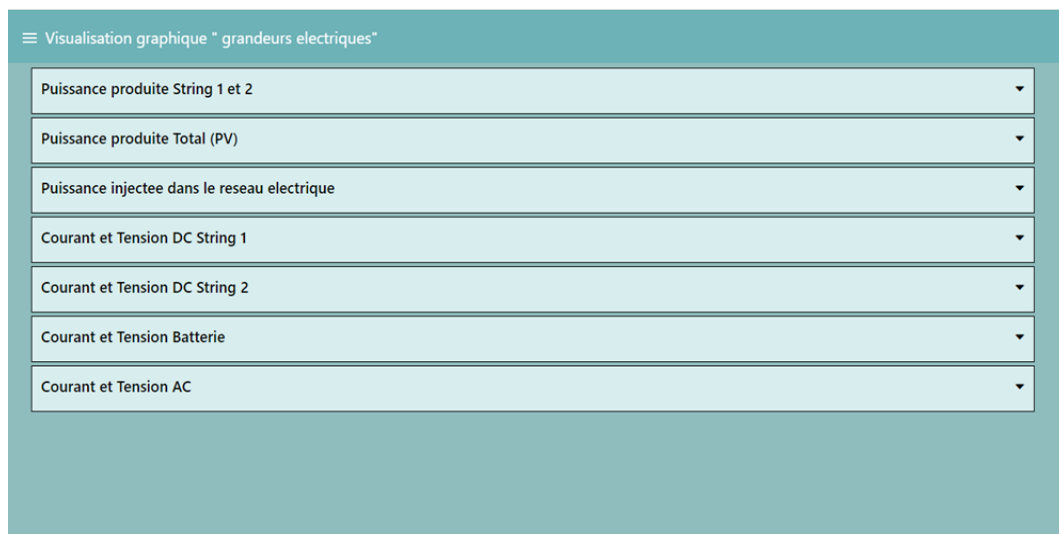


Figure 4.13 : La vue du graph de production grandeurs électriques de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red

### 4.3.3.4 La vue des grandeurs météorologiques instantanées et graphique

Cette vue inclut le suivi momentané sous forme graphique et numérique de l'irradiance solaire sur le plan PV ainsi que la température du module PV.



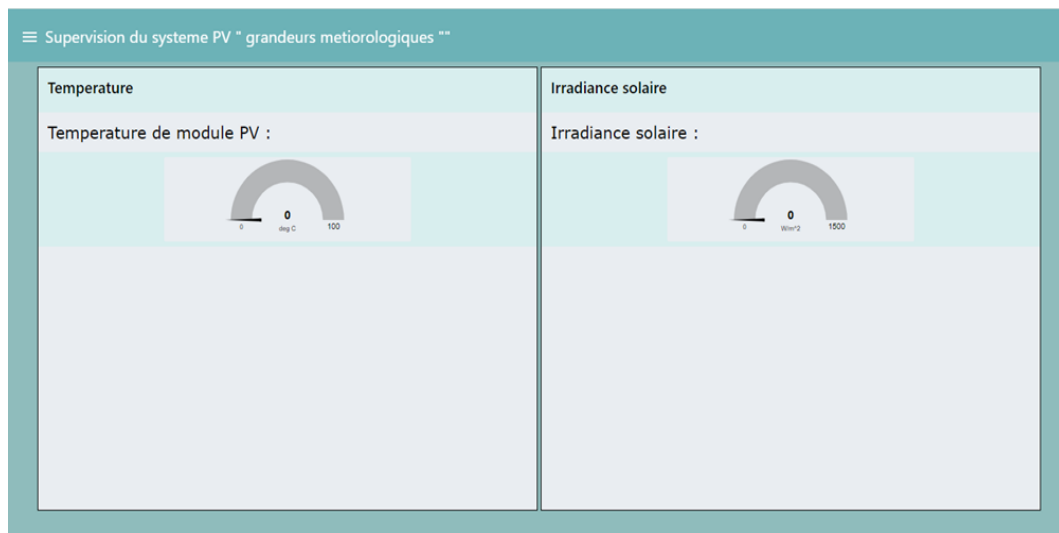


Figure 4.14 : La vue des grandeurs météorologiques instantanées et graphique de l'interface utilisateur conçue sur Node-Red

## 4.4 Résultats de test et évaluation de notre système de monitoring conçu pour une installation PV

### 4.4.1 Description des scénarios de test

Scénario N°	Mode de l'onduleur	Test N°	Irradiation (W/m <sup>2</sup> )	Température (°C)	Comportement de la Batterie
1	Mode Priorité à l'Injection	1	200	25	Non utilisée
		2	400	25	
		3	600	25	
		4	800	25	
		5	1000	25	
		6	800	25	
		7	600	25	
		8	400	25	
		9	200	25	
2	Mode Autoconsommation	10	200	25	Décharge de la batterie

Tableau 4.1 : les différents tests utilisés pour l'évaluation de système de monitoring conçu

Dans le cadre de l'évaluation de notre système de monitoring, plusieurs phases de tests accélérés ont été réalisées à l'aide d'un émulateur de champ photovoltaïque, connecté à l'entrée string 1 de notre onduleur. Cet émulateur reproduit les caractéristiques d'un champ PV réel, avec des conditions d'irradiation et de température maîtrisées. Deux scénarios de test principaux ont été menés : dans le premier, l'onduleur fonctionnait en mode 'Priorité à l'injection', excluant la batterie et injectant toute l'énergie produite par l'émulateur PV dans le réseau électrique ; dans le second scénario, en mode 'Autoconsommation', l'énergie produite était prioritairement utilisée

## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

pour alimenter une charge résistive. Les tests ont été effectués en programmant les paramètres de l'émulateur PV de manière à fixer la température, tandis que l'irradiation variait, comme le montre le tableau 4.1.

Les périodes de test au cours desquelles l'irradiation variait sont illustrées à la figure 4.15. Cette courbe, en forme de cloche, simule probablement le comportement réel de l'intensité de l'irradiance sur un champ PV au cours d'une journée, avec des phases de variation très accélérée.

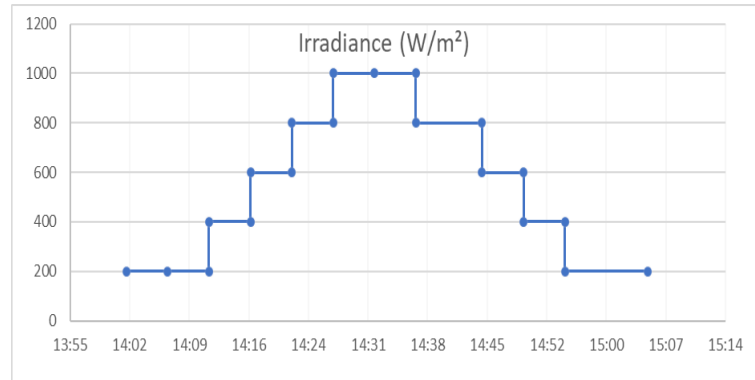


Figure 4.15 : Variation de l'irradiation au cours des périodes de test

Pour la supervision des paramètres météorologiques, des mesures en temps réel ont été effectuées à l'aide de capteurs d'irradiance et de température installés sur le champ PV.

### 4.4.2 Résultats des Tests

Les résultats des tests pour les deux scénarios sont présentés dans cette section à travers les figures ci-dessous. Une légère fluctuation a été observée entre 14h08 et 14h10, ainsi qu'à 14h22, dans les graphes des grandeurs électriques, en raison d'un dysfonctionnement de l'émulateur. En dehors de ces périodes, les données collectées témoignent de la stabilité et de la cohérence des performances de notre système de monitoring, démontrant ainsi sa précision et sa fiabilité dans la surveillance des paramètres du système PV.

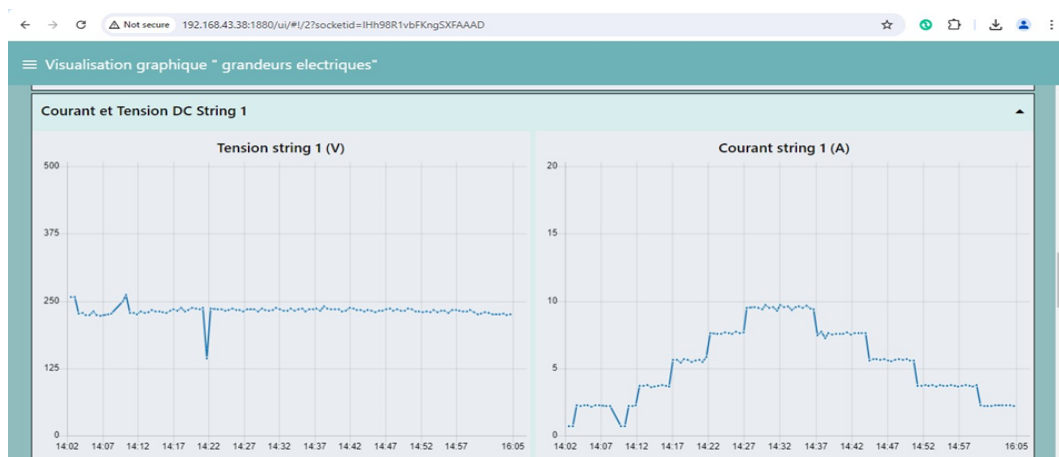


Figure 4.16 : Courant et tension générés par l'émulateur durant les périodes de test des scénarios 1 et 2

## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

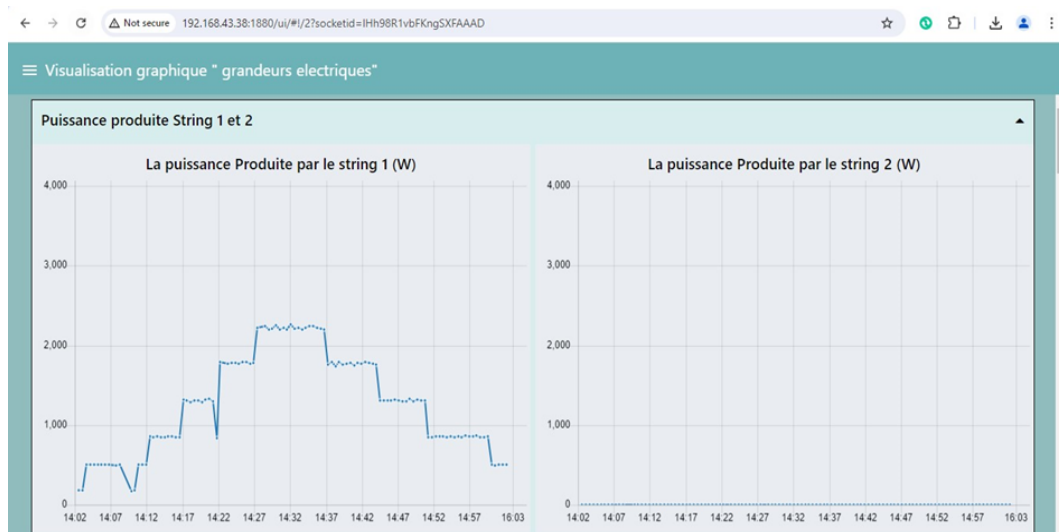


Figure 4.17 : Puissance PV produite par l'émulateur durant les périodes de test des scénarios 1 et 2

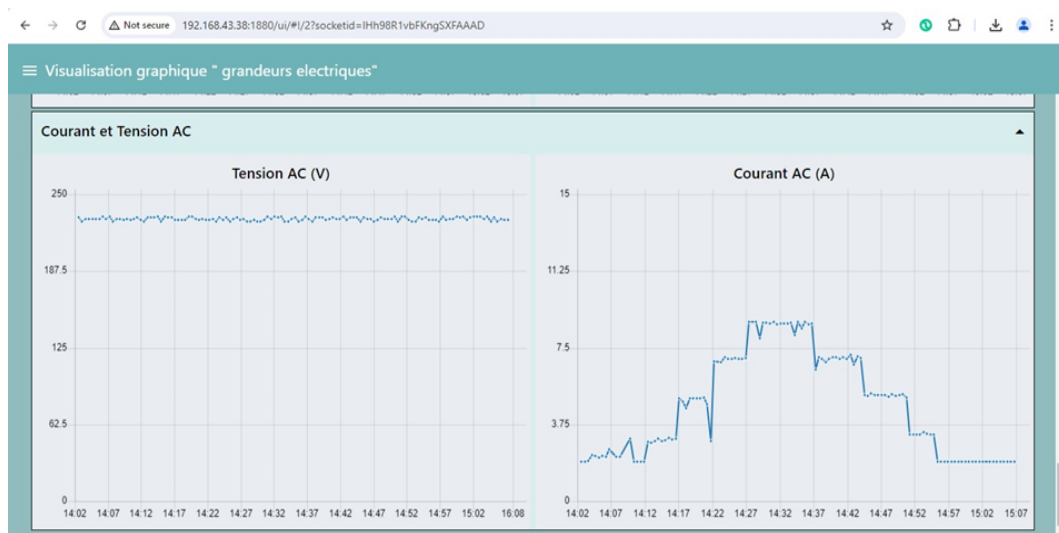


Figure 4.18 : Courant et tension AC durant les périodes de test des scénarios 1 et 2

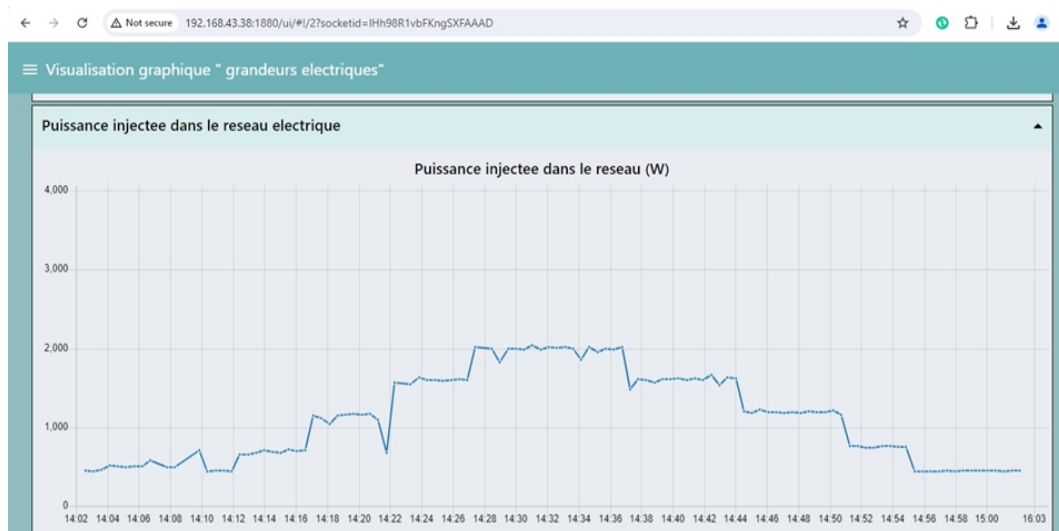


Figure 4.19 : Puissance injecté dans le réseau électrique durant les périodes de test des scénarios 1 et 2

## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

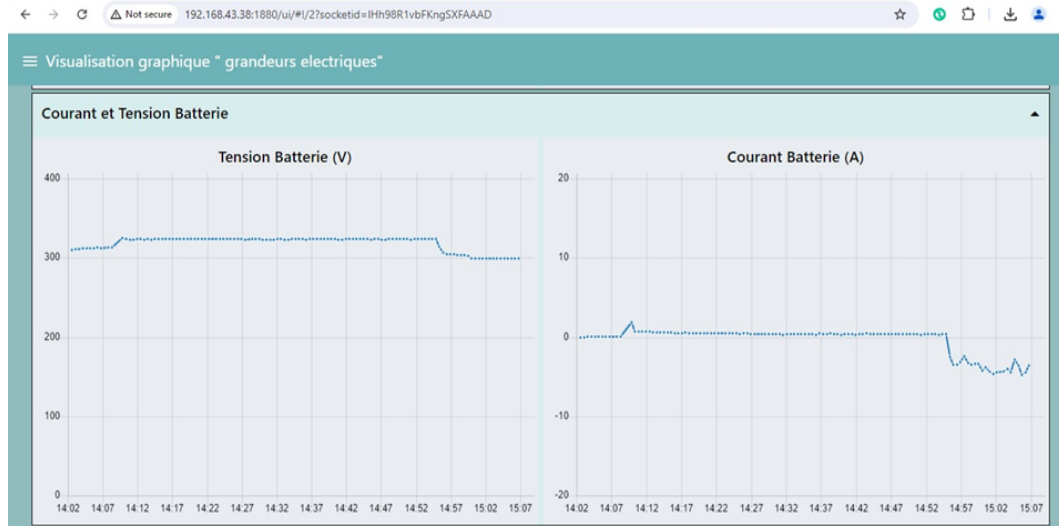


Figure 4.20 : Courant et tension de batterie durant les périodes de test des scénarios 1 et 2

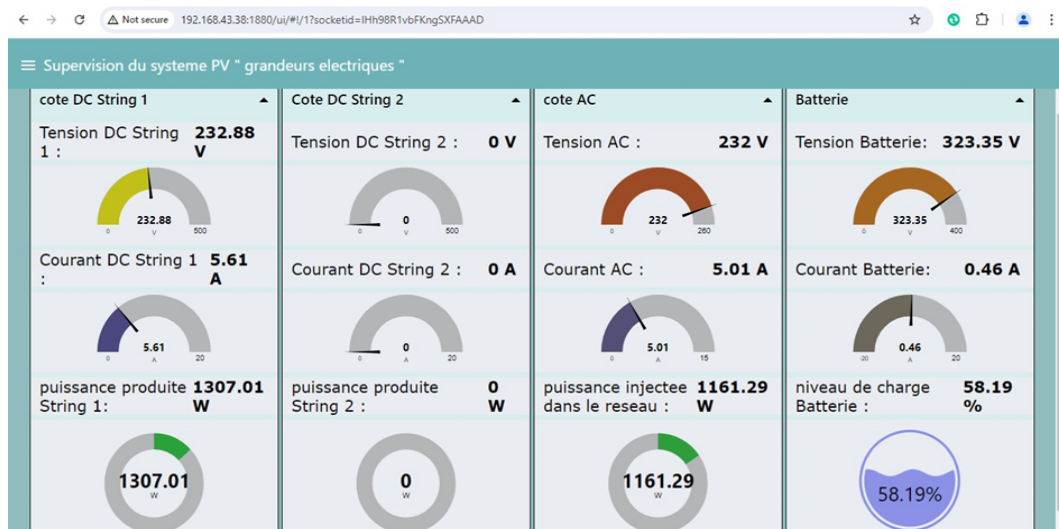


Figure 4.21 : Relevés instantanés des paramètres électriques durant les tests du scénario 1

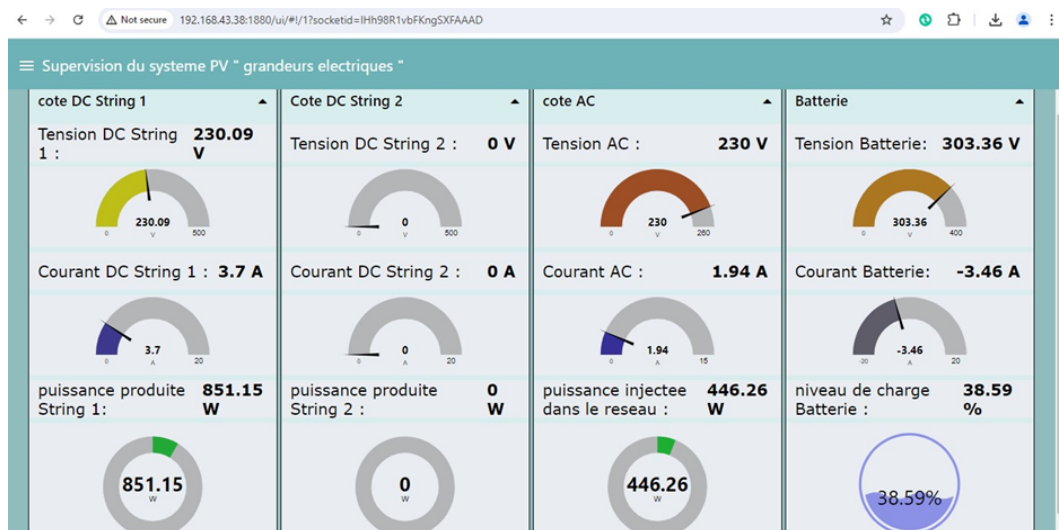


Figure 4.22 : Relevés instantanés des paramètres électriques durant les tests du scénario 2

## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

Lors des tests réalisés pour le scénario 1, la totalité de la puissance produite a été injectée dans le réseau électrique, sans modification du comportement de la batterie. En revanche, lors des tests du scénario 2, où le réseau électrique est déconnecté du système, la puissance produite a été entièrement consommée par la charge résistive. Cependant, cette puissance étant insuffisante, la batterie a été sollicitée pour se décharger et alimenter cette charge. Ces résultats peuvent être observés dans les figures 4.20 et 4.22.

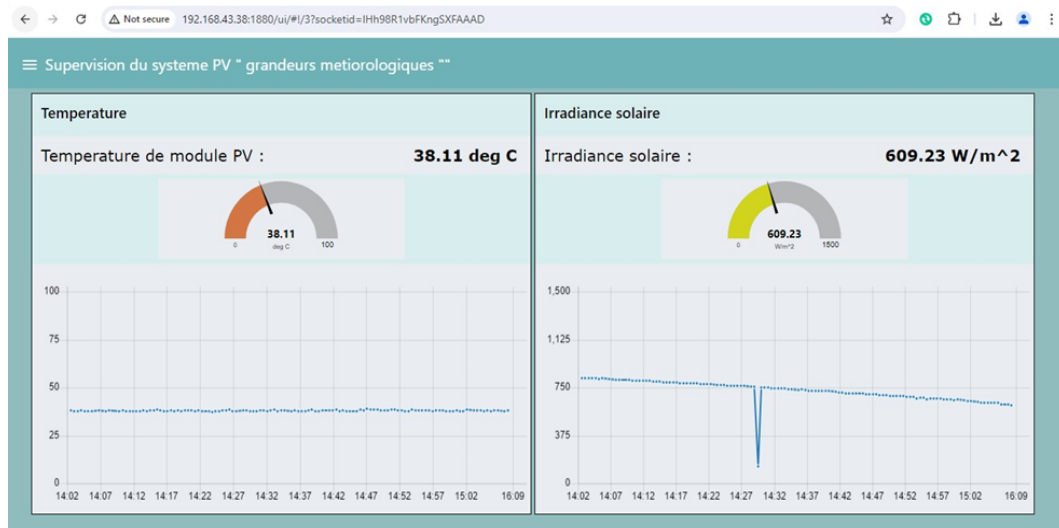


Figure 4.23 : Variation de la température et de l'irradiance durant les périodes de test

Les résultats des tests en temps réel pour notre système de monitoring, via l'interface IHM conçue sur l'écran TFT, sont également présentés dans cette section.

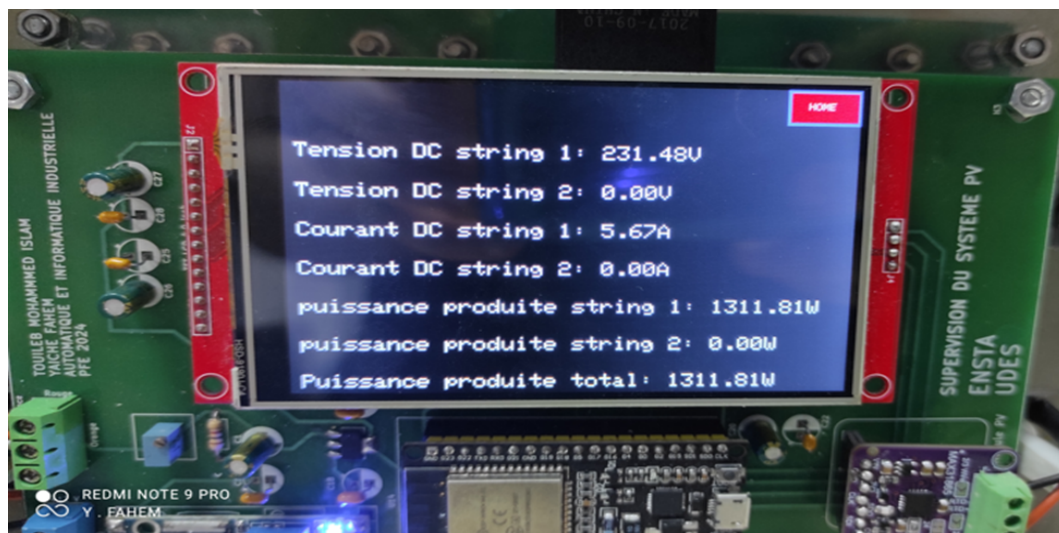


Figure 4.24 : Suivi en temps réel des grandeurs électriques côté DC via l'IHM





Figure 4.25 : Suivi en temps réel des grandeurs électriques côté AC via l'IHM

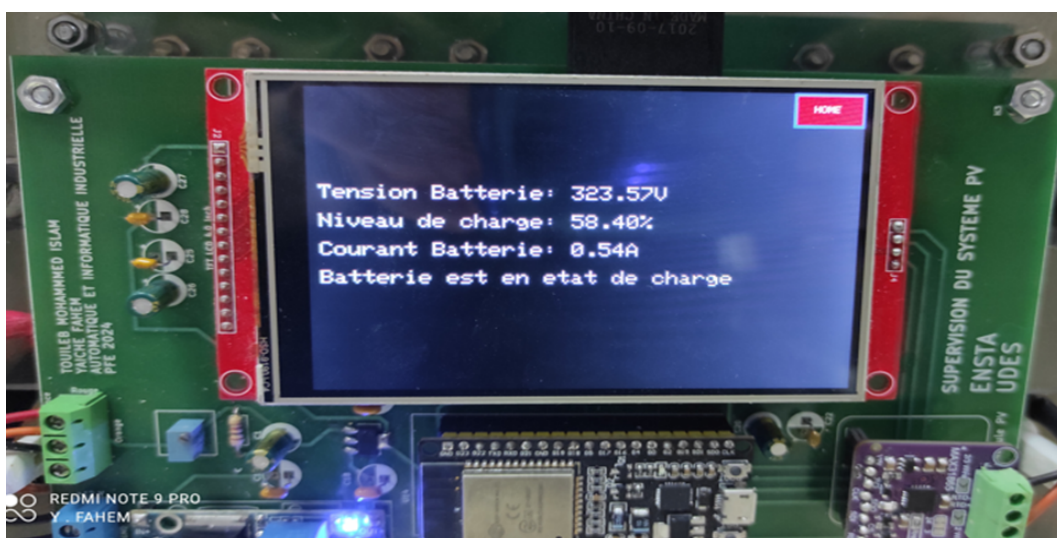


Figure 4.26 : Suivi en temps réel des grandeurs électriques côté Batterie via l'IHM



Figure 4.27 : Suivi en temps réel des grandeurs météorologiques via l'IHM

## CHAPITRE 4. EXPLOITATION ET TEST DU SYSTÈME DE MONITORING SUR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE UDES

L'historique des données stocker sur la carte SD intégrée à notre écran TFT sur un fichier CSV sont montrées dans la figure 4.28.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	date	temps	Tension DC String 1	Courant DC string 1	Tension DC String 2	Courant DC string 2	Puissance Produite total	Tension AC	Courant AC	Puissance injectée dans le réseau	Irradiance	Température
2	19 08 2024	14:02:31 PN	255.42	2.10	0.00	0.00	536.38	229 1.82	416.78		780.42	37.33
3	19 08 2024	14:03:31 PN	232.12	2.24	0.00	0.00	519.94	230 1.93	443.90		782.11	37.89
4	19 08 2024	14:04:31 PN	226.43	2.36	0.00	0.00	534.37	229 2.02	462.58		779.12	37.16
5	19 08 2024	14:05:31 PN	233.40	2.29	0.00	0.00	534.48	230 1.92	441.60		778.12	37.87
6	19 08 2024	14:06:31 PN	223.86	2.33	0.00	0.00	521.59	230 2.25	517.50		777.72	37.56
7	19 08 2024	14:07:31 PN	222.59	2.32	0.00	0.00	516.40	230 2.09	480.70		776.82	37.67
8	19 08 2024	14:08:31 PN	230.42	2.20	0.00	0.00	506.92	231 2.11	487.41		776.64	37.98
9	19 08 2024	14:09:31 PN	239.48	1.31	0.00	0.00	313.71	229 2.87	657.23		771.80	37.98
10	19 08 2024	14:10:31 PN	254.94	0.41	0.00	0.00	104.52	229 3.12	716.77		770.22	37.87
11	19 08 2024	14:11:31 PN	233.71	1.79	0.00	0.00	418.34	230 2.03	466.09		770.78	37.89
12	19 08 2024	14:12:31 PN	231.17	2.22	0.00	0.00	513.19	232 2.11	489.52		769.21	37.67
13	19 08 2024	14:13:31 PN	233.66	3.80	0.00	0.00	887.90	231 2.83	653.73		768.87	37.67
14	19 08 2024	14:14:31 PN	236.63	3.72	0.00	0.00	880.26	230 2.96	680.80		769.65	37.81
15	19 08 2024	14:15:31 AN	231.34	5.73	0.00	0.00	1325.57	230 2.93	673.90		769.90	37.82
16	19 08 2024	14:16:31 PN	235.69	5.41	0.00	0.00	1275.08	229 2.88	645.78		767.12	37.54
17	19 08 2024	14:17:31 PN	237.72	5.60	0.00	0.00	1331.232	229 4.92	1126.68		766.19	37.54
18	19 08 2024	14:18:31 PN	241.23	5.62	0.00	0.00	1355.71	230 4.63	1064.90		764.6	36.98
19	19 08 2024	14:19:31 PN	189.39	6.15	0.00	0.00	1164.74	231 5.02	1159.62		763.96	37.05
20	19 08 2024	14:20:31 PN	135.86	13.99	0.00	0.00	1900.68	229 5.10	1167.90		762.45	37.54
21	19 08 2024	14:21:31 PN	231.71	8.15	0.00	0.00	1888.43	231 4.34	1002.54		761.14	37.88
22	19 08 2024	14:22:31 PN	238.42	7.93	0.00	0.00	1879.03	229 2.64	1573.23		760.10	37.65
23	19 08 2024	14:23:31 PN	229.43	8.19	0.00	0.00	1879.03	229 6.87	1573.23		759.61	37.46
24	19 08 2024	14:24:31 PN	230.46	8.14	0.00	0.00	1875.94	232 7.11	1649.52		758.17	37.89
25	19 08 2024	14:25:31 PN	231.60	7.69	0.00	0.00	1781.00	228 7.06	1609.68		757.41	37.94
26	19 08 2024	14:26:31 PN	236.77	8.42	0.00	0.00	1993.60	229 6.92	1584.68		755.98	37.12
27	19 08 2024	14:27:31 PN	229.36	8.92	0.00	0.00	2045.89	229 7.83	1793.07		754.66	37.79

Figure 4.28 : Résultat du stockage de données sur la carte SD intégré à l'écran TFT

### 4.5 Conclusion

À la fin de ce dernier chapitre, nous avons réussi à offrir une expérience utilisateur optimale pour notre système de monitoring conçu. Nous avons pu suivre la production PV en temps réel, à la fois sur site via l'IHM développée sur l'écran TFT et à distance grâce à l'interface utilisateur créée sur Node-Red. De plus, nous avons réussi à stocker l'historique des données sur la carte SD intégrée à notre écran TFT. Nous avons expliqué les démarches à suivre pour mettre en place ces deux solutions, et nous avons conclu par des tests accélérés reproduisant le comportement réel d'une journée, fournis par un émulateur PV, afin d'évaluer notre système de monitoring. Les résultats que nous avons exposés démontrent la fiabilité et la précision du système de monitoring que nous avons conçu.

# Conclusion générale

Ce mémoire de PFE présente en détail les travaux effectués dans le cadre de la monitoring des installations PV de moyenne capacité, avec une attention particulière portée à l'installation PV de l'UDES. L'objectif principal était de concevoir une solution à la fois précise et économiquement viable, capable de suivre en temps réel les données de production PV et de les enregistrer.

Dans un premier temps, nous avons introduit un cadre général des systèmes PV, permettant ainsi de saisir les dynamiques de flux de puissance au sein de ces installations et de poser les bases théoriques nécessaires dans ce domaine en pleine expansion. Une étude bibliographique approfondie nous a ensuite permis de recenser et d'analyser les différentes méthodes et systèmes de monitoring documentés dans la littérature pour les installations PV. Nous avons détaillé les principaux composants de ces systèmes, en nous alignant sur les exigences rigoureuses de la norme IEC 61724, en ce qui concerne les paramètres à mesurer, ainsi que la nature et la précision des capteurs et circuits de mesure. Ces éléments ont orienté notre choix de capteurs électriques et méthodologies. Les considérations de coût et de flexibilité ont également joué un rôle crucial dans la sélection des autres composants matériels.

Grâce aux équipements de pointe disponibles au laboratoire de l'UDES, nous avons pu valider les circuits formant notre système de monitoring avant leur fabrication physique. Une fois ce système réalisé, nous avons pu surveiller en temps réel la production PV via une interface IHM spécialement conçue, tout en enregistrant les données historiques sur une carte SD intégrée à l'écran tactile TFT et en les rendant accessibles à distance via un tableau de bord Node-RED, grâce à une solution IoT. Les tests accélérés effectués avec l'émulateur de champ PV, sur diverses plages de fonctionnement, ainsi que les données recueillies, ont confirmé la stabilité et la cohérence des performances de notre système de monitoring, attestant de sa précision et de sa fiabilité dans la surveillance des paramètres du système PV.

Nous proposons quelques axes d'amélioration pour le développement futur de ce travail, notamment :

- Intégration de l'intelligence artificielle : En combinant des outils et des techniques d'intelligence artificielle pour la prédiction de la production photovoltaïque avec la supervision en temps réel, il serait possible de faciliter le diagnostic des systèmes PV en détectant les dysfonctionnements à un stade précoce.
- Commande avancée des panneaux : L'intégration de systèmes de commande à la supervision, notamment pour ajuster l'orientation des panneaux photovoltaïques, permettrait de maximiser



## **conclusion générale**

---

leur exposition au rayonnement solaire, optimisant ainsi l'efficacité énergétique globale de l'installation.

- Optimisation de la gestion des charges : Cette approche vise à améliorer le taux d'autoconsommation en maximisant l'injection d'énergie dans le réseau. En cas de besoins non satisfaits, elle permet de minimiser la consommation d'énergie issue du réseau électrique.

# Bibliographie

- [1] HASSAN, QUSAY, et al, « *The renewable energy role in the global energy Transformations* », Department of Mechanical Engineering, Available online 26 January 2024, pp. 1,6 et 13.
- [2] IEA PVPS, « *Strategic PV Analysis and Outreach* ». Report IEA-PVPS T1-42:2022, April 2022, ISBN 978-3-907281-31-4, p. 21.
- [3] *Connaissance des énergies solaire photovoltaïque* ». *Connaissance des Énergies*. Available online : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaïque>, Mars 2024.
- [4] SAMPAIO, P. G. V., & GONZALEZ, M. O. « *Renewable and Sustainable Energy Reviews* ». *Federal University of the Semi-Árido, Rio Grande do Norte, Brazil*, 74 (2017) 590–601, pp. 591 et 592.
- [5] El HAMMOUMI, A., et al. « *Solar PV energy : From material to use, and the most commonly used techniques to maximize the power output of PV systems : A focus on solar trackers and floating solar panels* ». *Energy Reports* 8 (2022) : 11992-12010.
- [6] ALONA BERASATAGI .A, « *New Optimized Electrical Architectures of a Photovoltaic Generators with High Conversion Efficiency* », *Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier - Toulouse III, Juin 2013. PP 12-23*.
- [7] Motahhir.S , El Hammoumi.A , and El Ghzizal.A , "Photovoltaic System with Quantitative Comparative Between an Improved MPPT and Existing INC and P&O Methods Under Fast Varying of Solar Irradiation," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 345, 2018.
- [8] KHELFI, M. I. A., & MAHIOUZ, A. « *Supervision d'un système Photovoltaïque-Stockage alimentant une charge monophasée* ». *Mémoire de fin d'études, ENP, Alger, Juillet 2020*.
- [9] JIANG, X. « *Étude comparative de structures de convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique moyenne tension* ». *Mémoire de Master, Université du Québec à Trois-Rivières, Août 2019, pp. 16, 22 et 23*.
- [10] HABADA, S. « *Étude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur Sepic* ». *Faculté des sciences et de génie, Université Laval, Québec, 2011*.

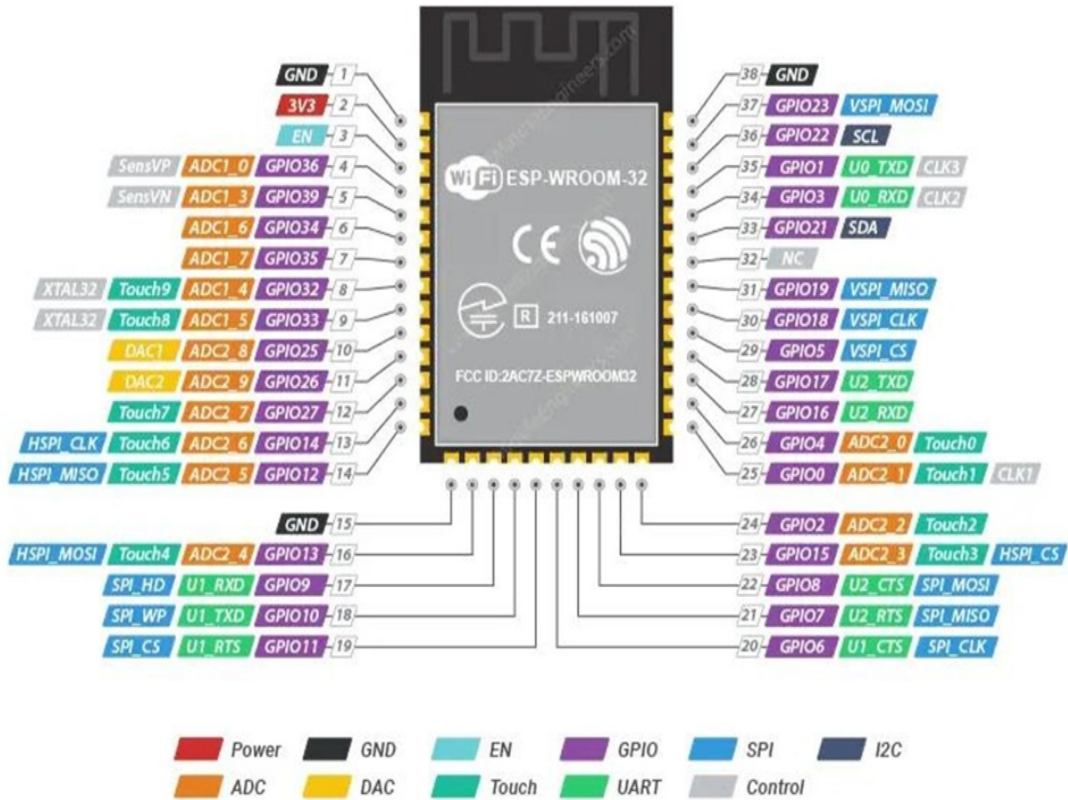
- [11] BELHAOUA, H., & DJEDDOU, Y. « *Commande et gestion d'énergie dans un système photovoltaïque en mode isolé et connecté au réseau électrique* ». Mémoire de fin d'études, ENP, Alger, Juillet 2021.
- [12] AKEL, F. « *Étude et commande d'un système hybride photovoltaïque-éolien en mode connecté au réseau et îloté* ». Algérie, ENP, 2017, pp. 43, 44 et 45.
- [13] MUHAMMAD ASIFf, R. « *Solar power systems and DC to AC inverters* ». Cyprus, Cyprus Science University, Faculty of Engineering, 2020, pp. 3-7.
- [14] LABBE, J. « *Hydrogen-based energy storage unit for stand-alone PV systems* ». École des Mines de Paris, 2006, p. 19.
- [15] HAMDANI, O., & LARABA, M. T. « *Commande d'un Système Photovoltaïque en mode Isolé et en mode Connecté au Réseau* ». Mémoire de fin d'études, ENP, Alger, Juin 2013, p. 17.
- [16] « *Tout savoir sur le monitoring photovoltaïque* ». 123elec, 2021. Available online : <https://www.123elec.com/tout-savoir-sur-monitoring-photovoltaïque>, Consulté le 1 juin 2024.
- [17] ABI, A., & AMROUCHE, R. « *Étude, commande et supervision d'une installation à énergie renouvelable* ». Mémoire de fin d'études, ENP, Alger, juillet 2022, p. 38.
- [18] FUENTES, M., et al. « *Design of an accurate, low-cost autonomous data logger for PV system monitoring using Arduino™ that complies with IEC standards* ». *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2014, 130: 529-543.
- [19] « *Performances des systèmes photovoltaïques – Partie 1 : Surveillance. IEC 61724-1* », Norme Internationale, Édition 2.0, 2021-07.
- [20] « *Systèmes d'acquisition de données* ». StudySmarter, 2021. Available online : <https://www.studysmarter.fr/resumes/ingenierie/ingenierie-aerospatiale/systemes-dacquisition-de-donnees/>, Consulté le 3 juin 2024.
- [21] MADETI, S. R., & SINGH, S. N. « *Renewable and Sustainable Energy Reviews 67* ». (2017), pp. 1180-1297.
- [22] « *Supervision d'une installation photovoltaïque* ». Solarpedia, 2024. Available online : [https://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Supervision d'une installation photovoltaïque](https://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Supervision_d'une_installation_photovoltaïque), Consulté le 4 juin 2024.
- [23] ANSARI, Shaheer, AYOsoB, Afida, LIPU, Molla S. Hossain, et al. *A review of monitoring technologies for solar PV systems using data processing modules and transmission protocols : Progress, challenges and prospects. Sustainability*, 2021, vol. 13, no 15, p. 8120.
- [24] SHARP, A., & VAGAPOV, Y. « *Comparative analysis and practical implementation of the ESP32 microcontroller module for the Internet of Things* ». 2017.

- [25] BOUCHERIT, H., et al. « Realization of a photovoltaic chain with a chopper controlled by a microcontroller PIC 18F4550 ». In : *2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*. IEEE, 2014, pp. 1-5.
- [26] ARTONO, Budi ; PRAKOSO, Dimas Nur ; NINGRUM, Hanifah Nur Kumala. « ATS AMF Monitoring System on DSE 4520 MKII Module Based on IoT (Internet of Things) ». Consulté le 29 juin 2024.
- [27] MEHTA, K. R., et al. « Internet of Things Based Smart Irrigation System Using ESP WROOM 32 ».
- [28] « 4.0 inch SPI Module ST7796 ». Available online : [http://www.lcdwiki.com/4.0 inch SPI Module ST7796](http://www.lcdwiki.com/4.0%20inch%20SPI%20Module%20ST7796), Consulté le 13 juin 2024.
- [29] QASIM, H. H., JASIM, A. M., & HASHIM, K. A. « Real-time monitoring system based on integration of Internet of Things and global system of mobile using Raspberry Pi ». *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, (2023), p. 1421.
- [30] « Si Sensor ». Available online : [https://www.imt-solar.com/fileadmin/docs/en/products/Si Sensor 202205 E.pdf](https://www.imt-solar.com/fileadmin/docs/en/products/Si_Sensor_202205_E.pdf), Consulté le 16 juin 2024.
- [31] « Fiche technique - Platine capteur de température PT100 Heraeus Nexensos W SZK0 31600393 20 à 100 °C ». Available online : <https://asset.conrad.com/media10/add/160267/c1/-/en/000188140DS01/fiche-technique-188140-platine-capteur-de-temperature-pt100-heraeus-nexensos-w-szk0-31600393-20-a-100-c.p>, Consulté le 26 juin 2024.
- [32] « MAX31865 Datasheet ». Available online : <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/MAX31865.pdf>, Consulté le 27 juin 2024.
- [33] « Hi-Link AC/DC Power Module HLK-PM12 230V to 12V 3W ». Available online : <https://techtonics.in/product/hi-link-ac-dc-power-module-hlk-pm12-230v-to-12v-3w/>, Consulté le 27 juin 2024.
- [34] « NCP1117LP LDO Voltage Regulators ». Available online : <https://www.mouser.fr/c/semiconductors/power-management-ics/voltage-regulators-voltage-controllers/ldo-voltage-regulators/?m=onsemi&series=NCP1117LP>, Consulté le 30 juin 2024.
- [35] DELLY, Youssef. « Solar photovoltaic remote monitoring ». PhD Thesis, 2022.
- [36] « MNL-SOLAX XI HYBRID 3.0-5.0 ». Available online : <https://test.gbc-solino.cz/wp-content/uploads/2021/12/MNL-SOLAX-XI-HYBRID-3.0-5.0-EN-4.pdf>, Consulté le 31 juin 2024.
- [37] WONG, Y. W., CHONG, L. W., RAJKUMAR, R. K., LENGK, W. Y., & RAJKUMAR, R. K. « A new state-of-charge estimation method for valve regulated lead acid batteries ». *Journal of Engineering Science and Technology*, 12(3), 584-595, 2017.

# **Annexe A**

## A.1 ESP32-WROOM-32 PINOUT

The ESP32-WROOM-32 module has 38 pins in total. The pinout is as follows:



### ADC Pins

The ESP32-WROOM-32 module has two ADC (Analog to Digital Converter) blocks; ADC1 and ADC2. Each block has multiple channels:

- ADC1: contains 6 channels (labeled as ADC1\_CH0 and ADC1\_CH3 to ADC1\_CH7).
- ADC2: contains 10 channels (labeled as ADC2\_CH0 to ADC2\_CH9).

### SPI Pins

The ESP32-WROOM-32 module features three SPIs (SPI, HSPI, and VSPI). HSPI and VSPI are commonly used for general purposes, while the third one is used for interfacing with the SPI flash memory integrated on the module.

Similar to I2C, the ESP32 allows flexible pin assignment for SPI. This means that any GPIO pin can be configured as SPI pins.

## A.2 Fiche technique de l'Écran Tactile TFT LCD

### Product Description

The LCD module uses a 4-wire SPI communication method with a driver IC of ST7796S with a resolution of 320x480 and a touch function (optional). The module includes an LCD display, backlight control circuitry, and touch screen control circuitry.

### Product Features

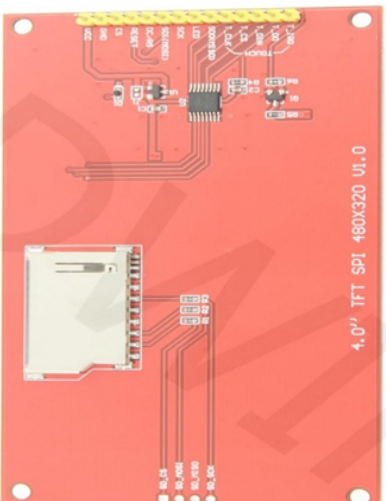
- 4.0-inch color screen support 66K color display/display rich colors
- 480X320 resolution with optional touch function
- Using the SPI serial bus, it only takes a few I/Os to illuminate the display
- Easy to expand the experiment with SD card slot
- Provide a rich sample program
- Military-grade process standards, long-term stable work
- Provide underlying driver technical support

### Product Parameters

Name	Description
Display Color	RGB 66K color
SKU	have touch screen: MSP4021
	have no touch screen: MSP4020
Screen Size	4.0(inch)
Type	TFT
Driver IC	ST7796S
Resolution	480*320 (Pixel)
Module Interface	4-wire SPI Interface
Active Area	55.68x33.52 (mm)
Module PCB Size	61.74x108.04(mm)
Touch Screen Type	Resistive touch screen

Touch IC	XP12046
Operating Temperature	-10°C~80°C
Storage Temperature	-20°C~70°C
Operating Voltage	3.3V / 5V
Power Consumption	TBD
Product Weight (Package containing)	have touch screen: 71g have no touch screen: 58g

### Interface Description



Picture1. Pin silkscreen picture

Number	Module Pin	Pin Description
1	VCC	LCD power supply is positive (3.3V~5V)
2	GND	LCD Power ground
3	CS	LCD selection control signal(low level enable)
4	RST	LCD reset control signal(low level reset)
5	DC/RS	LCD command / data selection control signal(high level: data, low level: command)
6	SD(MOSI)	LCD SPI bus write data signal
7	SCK	LCD SPI bus clock signal

8	LED	LCD backlight control signal (light level lighting, if you do not need control, please connect 3.3V)
9	SD(MISO)	LCD SPI bus read data signal (can not be connected if not needed)
The following is the touch screen signal line wiring, if you do not need to touch function or the module itself does not have touch function, you can not connect them		
10	T_CLK	Touch screen SPI bus clock pin
11	T_CS	Touch screen chip select control pin(low level enable)
12	T_DIN	Touch screen SPI bus write data pin
13	T_D0	Touch screen SPI bus read data pin
14	T_IRQ	Touch screen interrupt detection pin(low level when touch is detected)

### Hardware Configuration

The LCD module hardware circuit includes three parts: an LCD display control circuit, a touch screen control circuit, and a backlight control circuit.

The LCD display control circuit is used to control the pins of the LCD, including control pins and data transfer pins.

The touch screen control circuit can control touch screen touch corresponding and touch coordinate reading (touch screen optional).

The backlight control circuit is used to control the backlight to be on and off. Of course, if the backlight is not required to be controlled, the backlight control pin can be directly connected to the 3.3V power supply without using the circuit.

### Working principle

#### 1. Introduction to ST7796S Controller

The ST7796S controller supports a maximum resolution of 320x480 and a 345600-byteGRAM. It also supports 8-bit, 9-bit, 16-bit, and 18-bit parallel port data buses. It also supports 3-wire and 4-wire SPI serial ports. Since parallel control requires a large number of I/O ports, the most common one is SPI serial port control. The ST7796S also supports 66K, 262K, 16.7M RGB color display, display color is very rich, while supporting

## A.3 Fiche technique de la carte Raspberry Pi 4 B

### RASPBERRY Pi 4 DONNEES TECHNIQUES

## SPECIFICATIONS

<b>Processeur :</b>	Broadcom BCM2711, quadruple âme Cortex-A72 (ARM v8) SoC 64 bits @ 1,5 GHz
<b>Mémoire :</b>	1 Go, 2 Go ou 4 Go LPDDR4 (selon le modèle)
<b>Connectivité :</b>	2,4 GHz et 5 GHz IEEE 802.11b/g/n/ac sans fil Réseau local, Bluetooth 5.0, BLE Gigabit Ethernet 2 ports USB 3.0 2 ports USB 2.0
<b>GPIO :</b>	Embase GPIO 40 broches standard (entièrement rétrocompatible avec les cartes précédentes)
<b>Vidéo et son :</b>	2 ports micro HDMI (jusqu'à 4 Kp60 pris en charge) Port d'affichage MIPI DSI 2 voies Port d'appareil photo MIPI CSI 2 voies Port audio stéréo 4 pôles et port vidéo composite
<b>Multimédia :</b>	H.265 (décodeur 4 Kp60) H.264 (décodeur 1080p60, encodeur 1080p30) ; graphiques OpenGL ES 3.0
<b>Support de carte SD :</b>	Slot de carte microSD pour le chargement du système d'exploitation et le stockage des données
<b>Puissance d'entrée :</b>	5 V c.c. via connecteur USB-C (minimum 3 A*) 5 V c.c. via embase GPIO (minimum 3 A*)
<b>Environnement :</b>	Activé pour PoE (Power-over-Ethernet) (requiert un HAT PoE séparé)
<b>Conformité :</b>	Température d'utilisation 0 - 50 °C
<b>Durée de vie de production :</b>	Pour une liste complète d'homologations de produit locales et régionales, visiter le site <a href="https://www.raspberrypi.org/documentation/hardware/raspberrypi/conformity.md">https://www.raspberrypi.org/documentation/hardware/raspberrypi/conformity.md</a>  Le Raspberry Pi 4 modèle B restera en production au moins jusqu'à janvier 2026.



# Annexe B

# B.1 Fiche technique du capteur de tension LEM LV 25-P

## Capteur de tension LV 25-P

Pour la mesure électronique des tensions : DC, AC, Impulsionnelles... avec une isolation galvanique entre le circuit primaire (haute tension) et le circuit secondaire (circuit électronique).



### Caractéristiques électriques principales

$I_{Pn}$	Courant primaire efficace nominal	10	mA
$I_p$	Courant primaire, plage de mesure	0... ± 14	mA
$R_{in}$	Résistance de mesure	$R_{min}$ $R_{max}$	
	avec ± 12 V	30 190	Ω
	avec ± 15 V	30 100	Ω
		100 350	Ω
		100 190	Ω
$I_{s1}$	Courant secondaire efficace nominal	25	mA
$K_n$	Rapport de transformation	2500 : 1000	
$V_s$	Tension d'alimentation (± 5 %)	± 12... 15	V
$I_c$	Courant de consommation	10 (@ ± 15V) + $I_{s1}$	mA
$V_i$	Tension efficace d'essai diélectrique <sup>1)</sup> , 50 Hz, 1 mn	2,5	kV

### Précision - Performances dynamiques

$X_g$	Précision globale @ $I_{Pn}$ , $T_A = 25^\circ\text{C}$ @ ± 15V (± 5%)	± 0,9 ± 0,8	%
<input type="checkbox"/>	Linéarité	< 0,2	%
$I_0$	Courant de décalage @ $I_p = 0$ , $T_A = 25^\circ\text{C}$	± 0,15	mA
$I_{0T}$	Dérive en température de $I_0$ 0°C... +25°C +25°C... +70°C	± 0,06 ± 0,25 ± 0,10 ± 0,35	mA
$t_r$	Temps de retard <sup>2)</sup> @ 90 % de $V_{s,max}$	40	µs

### Caractéristiques générales

$T_A$	Température ambiante de service	0... +70	°C
$T_s$	Température ambiante de stockage	-25... +85	°C
$R_p$	Résistance bobine primaire @ $T_A = 70^\circ\text{C}$	250	Ω
$R_s$	Résistance bobine secondaire @ $T_A = 70^\circ\text{C}$	110	Ω
$m$	Masse	22	g
	Normes <sup>3)</sup>	EN 50178	

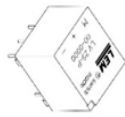
Notes : <sup>1)</sup> Entre primaire et secondaire

<sup>2)</sup>  $R = 25 \text{ k}\Omega$  (Constante de temps L/R engendrée par la résistance et l'inductance du circuit primaire)

<sup>3)</sup> Une liste des essais correspondants est disponible sur demande

$$I_{Pn} = 10 \text{ mA}$$

$$V_{Pn} = 10 \dots 500 \text{ V}$$



### Généralités

- Capteur de tension de type boucle fermée (à compensation) utilisant l'effet Hall
- Boîtier injecté en matière isolante auto-extinguible de classe UL 94-V0.

### Principes d'utilisation

- Pour mesurer une tension, il faut prélever un courant proportionnel à la tension à mesurer
- Le primaire du capteur est à raccorder directement aux bornes de la tension à mesurer avec une résistance  $R_1$  en série.

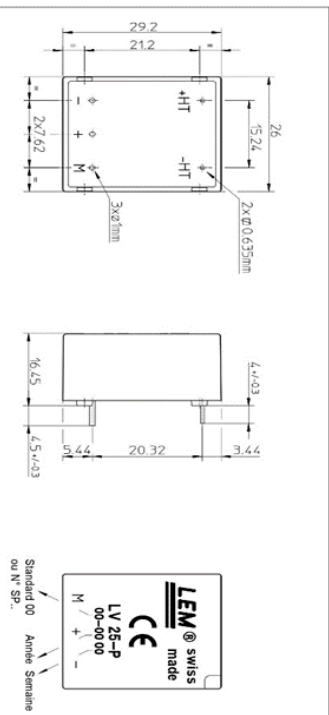
### Avantages

- Excellente précision
- Très bonne linéarité
- Faible temps de retard
- Grande bande passante
- Grande immunité aux perturbations extérieures
- Faible perturbation en mode commun.

### Applications

- Variateurs de vitesse et entraînements à servomoteur AC
- Convertisseurs statiques pour entraînements à moteur DC
- Applications alimentées par batteries
- Alimentations Sans Interruption (ASI)
- Alimentations pour applications de soudage.

### Dimensions LV 25-P (en mm)



### Branchement

Borne + : alimentation + 12... 15V  
Borne M : mesure  
Borne - : alimentation - 12... 15V

### Raccordement



### Caractéristiques mécaniques

- Tolérance générale ± 0,2 mm
- Fixation et connexion primaire 2 picots 0,635 x 0,635 mm
- Fixation et connexion secondaire 3 picots □ 1 mm 1,2 mm

### Remarques générales

- $I_0$  est positif lorsqu'une tension positive  $V_s$  est appliquée à la borne +HT.
- Ce modèle est un type standard. Pour des caractéristiques ou exécutions différentes (tensions d'alimentation, rapports de transformation, mesure unidirectionnelle...), veuillez nous consulter.

### Indications pour l'utilisation du capteur de tension type LV 25-P

Résistance primaire  $R_1$  : la précision optimale du capteur est obtenue avec le courant primaire nominal. Dans la mesure du possible,  $R_1$  sera dimensionnée pour que la tension nominale à mesurer corresponde à un courant primaire de 10 mA.

Exemple : soit une tension à mesurer  $V_m = 250 \text{ V}$

a)  $R_1 = 25 \text{ k}\Omega / 2,5 \text{ W}$ ,  $I_1 = 10 \text{ mA}$  Précision = ± 0,8 % de  $V_m$  (@  $T_A = +25^\circ\text{C}$ )  
b)  $R_1 = 50 \text{ k}\Omega / 1,25 \text{ W}$ ,  $I_1 = 5 \text{ mA}$  Précision = ± 1,6 % de  $V_m$  (@  $T_A = +25^\circ\text{C}$ )

Plage d'utilisation : compte tenu d'une part de la résistance du bobinage primaire (qui doit être faible par rapport à  $R_1$ , pour que sa variation en température soit négligeable) et d'autre part de l'isolation, ce capteur convient pour la mesure de tension nominale de 10 V à 500 V.

## B.2 Fiche technique du capteur de tension LEM LA 55-P

### Current Transducer LA 55-P

For the electronic measurement of currents: DC, AC, pulsed... with galvanic separation between the primary circuit and the secondary circuit.



#### Electrical data

$I_{PN}$	Primary nominal RMS current	50	A
$I_{PM}$	Primary current, measuring range	0 ... $\pm 70$	A
$R_m$	Measuring resistance	$@ T_A = 70^\circ\text{C} / T_A = 85^\circ\text{C}$ $R_{m,typ}$   $R_{m,max}$   $R_{m,min}$   $R_{m,max}$	
	with $\pm 12\text{ V}$	10	100
	with $\pm 15\text{ V}$	50	60 <sup>1)</sup> 60 <sup>1)</sup>
	@ $\pm 50\text{ A}_{max}$	50	160
	@ $\pm 70\text{ A}_{max}$	50	135 <sup>2)</sup> 135 <sup>2)</sup>
$I_{SN}$	Secondary nominal RMS current	50	mA
$N_1/N_2$	Turns ratio	1 ... 1000	
$U_C$	Supply voltage ( $\pm 5\%$ )	$\pm 12$ ... 15	V
$I_C$	Current consumption @ $\pm 15\text{ V}$	Min	Typ
		8 + $I_S$	10 + $I_S$ 12 + $I_S$

#### Accuracy - Dynamic performance data

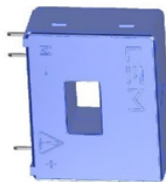
$\epsilon$	Error @ $I_{PM}$ $T_A = 25^\circ\text{C}$	@ $\pm 15\text{ V}$ ( $\pm 5\%$ )	$\pm 0.65$	%
		@ $\pm 12$ ... 15 V ( $\pm 5\%$ )	$\pm 0.90$	%
$\epsilon_L$	Linearity error		< 0.15	%
$I_{0E}$	Electrical offset current @ $I_p = 0$ , $T_A = 25^\circ\text{C}$	Typ	Max	mA
$I_{0M}$	Magnetic offset current <sup>3)</sup> @ $I_p = 0$ and specified $R_m$ after an overload of $3 \times I_{PN}$			mA
$I_{0T}$	Temperature variation of $I_{0E}$	-25 °C ... +85 °C	$\pm 0.1$	mA
		-40 °C ... -25 °C	$\pm 0.2$	mA
$t_{D10}$	Delay time to 10 % of the final output value for $I_{PM}$ step <sup>4)</sup>		< 500	ns
$t_{D90}$	Delay time to 90 % of the final output value for $I_{PM}$ step <sup>4)</sup>		< 1	µs
$f_{BW}$	Frequency bandwidth (-1 dB)		DC ... 200	KHz

#### General data

$T_A$	Ambient operating temperature	-40 ... +85	°C
$T_{AM}$	Ambient storage temperature	-40 ... +90	°C
$R_S$	Resistance of secondary winding @ $T_A = 70^\circ\text{C}$	80	Ω
	@ $T_A = 85^\circ\text{C}$	85	Ω
$m$	Mass	18	g
	Standards	EN 50178, 1997	
		UL 508, 2010	

Notes <sup>1)</sup> Measuring range limited to  $\pm 60\text{ A}_{max}$   
<sup>2)</sup> Measuring range limited to  $\pm 55\text{ A}_{max}$   
<sup>3)</sup> Result of the coercive field of the magnetic circuit  
<sup>4)</sup> For a  $dI/dt = 20\text{ A}/\mu\text{s}$

$I_{PN} = 50\text{ A}$



#### Features

- Closed loop (compensated) current transducer using the Hall effect
- Insulating plastic case recognized according to UL 94-V0.

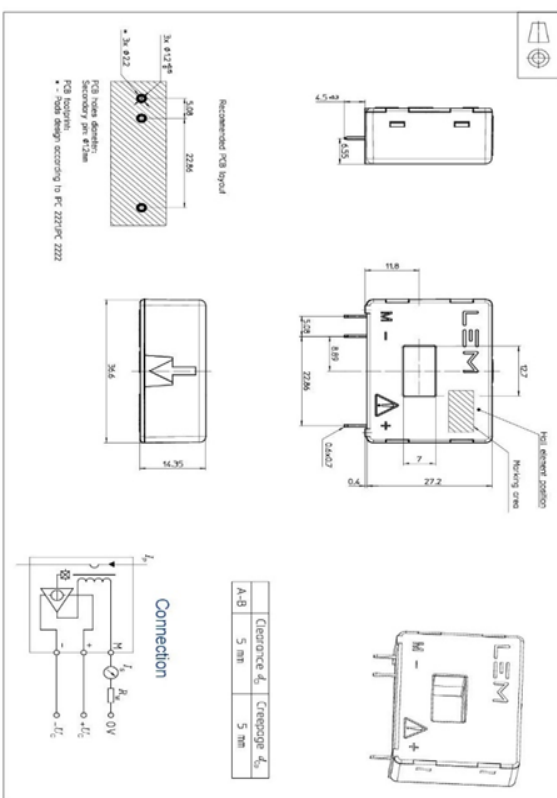
#### Advantages

- Excellent accuracy
- Very good linearity
- Low temperature drift
- Optimized response time
- Wide frequency bandwidth
- No insertion losses
- High immunity to external interference
- Current overload capability.

#### Applications

- AC variable speed drives and servo motor drives
  - Static converters for DC motor drives
  - Battery supplied applications
  - Uninterruptible Power Supplies (UPS)
  - Switched Mode Power Supplies (SMPS)
  - Power supplies for welding applications.
- Application domain**
- Industrial.

#### Dimensions LA 55-P (in mm)



#### Mechanical characteristics

- General tolerance  $\pm 0.2\text{ mm}$
- Primary through-hole  $12.7 \times 7\text{ mm}$
- Fastening & connection of secondary 3 pins  $0.6 \times 0.7\text{ mm}$
- Recommended PCB hole  $\varnothing 1.2\text{ mm}$

#### Remarks

- $I_p$  is positive when  $I_p$  flows in the direction of the arrow.
- Temperature of the primary conductor should not exceed  $90^\circ\text{C}$ .
- Installation of the transducer must be done unless otherwise specified on the datasheet, according to LEM Transducer Generic Mounting Rules. Please refer to LEM document N7AVE120504 available on our Web site: <https://www.lem.com/en/files/3137/download>.
- Dynamic performances (d/dt and delay time) are best with a single bar completely filling the primary hole.
- In order to achieve the best magnetic coupling, the primary windings have to be wound over the top edge of the device.
- This is a standard model. For different versions (supply voltages, turns ratios, unidirectional measurements,...), please contact us.

## B.3 Fiche technique de la cellule de référence Si-V-10TC(-T)

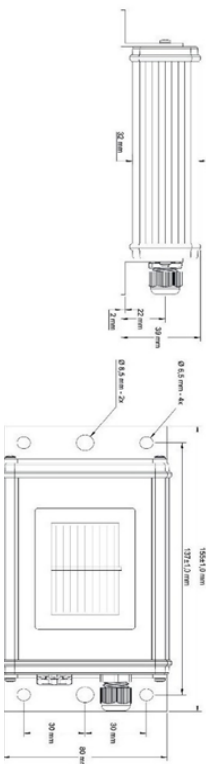
Silicon Irradiance Sensor Si-V-10TC /-T

S68120 / S68261

### Specifications

Sensor	Si-V-10TC	Si-V-10-TC-T
Order No.	S68120	S68261
Solar cell	Monocrystalline silicon (50 x 33 mm)	
Measurement uncertainty Irradiance	± 5 W/m <sup>2</sup> ±2.5% of reading valid for temperature compensation, spectrum AM1.5 and vertical light beam	
Measurement uncertainty Internal temp. measurement	1.0 K @ -35 ... 70 °C 1.1 K @ -35 ... 80 °C	
Response time (99%)	0.15 s	
Offset	2 W/m <sup>2</sup>	
Non-Linearity	0.10 %	
Temperature dependance	0.40 % @ -35 ... 80 °C	
Power supply	24 VDC (12 ... 28 VDC) typ. < 1 mA power consumption	24 VDC (12 ... 28 VDC) typ. < 2 mA power consumption
Load impedance	min. 100 KΩ	
Output signal irradiance	0 ... 10 V @ 0 ... 1500 W/m <sup>2</sup>	
Output signal cell temperature	0 ... 10 V @ -40 ... 90 °C	
Sensor connection	LYC11Y 4 x 0.14 mm <sup>2</sup> UL20233; length typical 3 m, UV- and temperature resistant	
Operating temperature	-35 ... +80 °C	
Housing material	Powder-coated aluminium, IP 65	
Dimensions / Weight	155 x 85 x 39 mm / approx. 350 g	
Manufacturer	Ingenieurbüro Mencke & Tegmeyer GmbH	

### Dimensional drawing



Silicon Irradiance Sensor Si-V-10TC /-T

S68120 / S68261

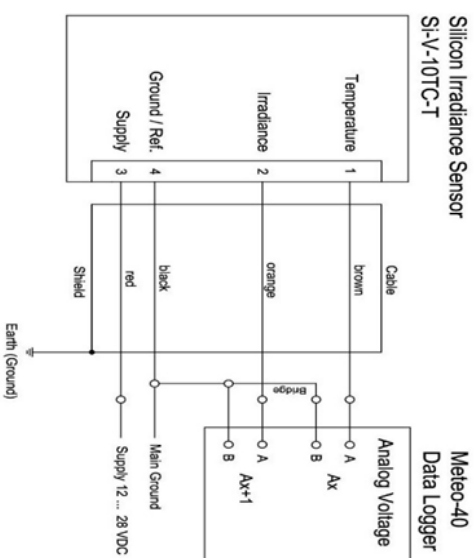
### Sensor connection to Ammonit Meteo-40 data logger

Si-V-10TC-T (S68261)			
Sensor	Plug Pin No.	Wire Colour	Sensor Cable / Meteo-40 Analog Voltage
Temperature	1	brown	Ax
Temperature Ground / Ref.*			Bx [Main Ground]
Solar Irradiance	2	orange	Ax+1
Solar Irradiance Ground / Ref.*			Bx+1 [Main Ground]
Ground / Ref.	4	black	Main Ground
Supply	3	red	12 ... 28 VDC

\*Minus signals are identical to Ground

Cable type: LYC11Y 4 x 0.14 mm<sup>2</sup> (cable length: 3m)

Connect the shield logger-sided to Ground (GND)



## B.4 Fiche technique du capteur de température PT100 et son convertisseur MAX31865

### W-SZK, Pt Surface Temperature Sensor according to DIN EN 60751

Temperature range -20 °C to +110 °C

- Platinum sensor enclosed in PPE plastic housing
- Easy mounting via thru hole on housing
- Abrasion-resistant jacketed cable
- Versatile, easy to use design
- Largely resistant to greases, organic and inorganic bases and alkalis (medium concentration)

The Pt-RTD element is fully enclosed in a molded polypropylene housing, integrated thru-hole allows for easy mounting via a screw, rivet, etc. and is particularly suitable for surface measurements. Preferred applications include temperature measurements in gaseous media as well as in heating and air conditioning technology.

Nominal Resistance R <sub>0</sub> (Ω)	Tolerance Class	Order Number
PT100	F 0.3 / Class B	31600393
PT1000	F 0.3 / Class B	30504002

#### Temperature and Tolerance Range

Temperature Class F 0.3 / B -20 °C to +110 °C

#### Temperature Coefficient

TCR = 3850 ppm/K

#### Connection Wire

PVC jacket, PVC primary insulation  
2x0,22 mm<sup>2</sup> (24 AWG) X 2,5 m long  
Color: Black

#### Housing

Molded fiber - reinforced polypropylene  
Color: Black

#### Applications

- HVAC
- Data Logging
- General purpose temperature sensing

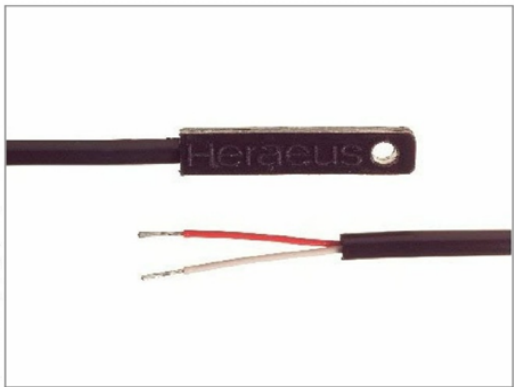


Image for illustration purposes only.

### MAX31865

## RTD-to-Digital Converter

### General Description

The MAX31865 is an easy-to-use resistance-to-digital converter optimized for platinum resistance temperature detectors (RTDs). An external resistor sets the sensitivity for the RTD being used and a precision delta-sigma ADC converts the ratio of the RTD resistance to the reference resistance into digital form. The MAX31865's inputs are protected against overvoltage faults as large as ±50V. Programmable detection of RTD and cable open and short conditions is included.

### Applications

- Industrial Equipment
- Medical Equipment
- Instrumentation

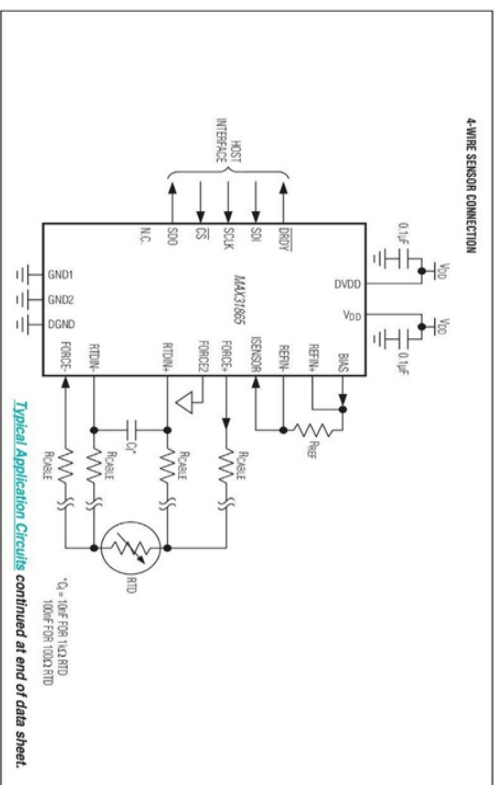
Ordering Information appears at end of data sheet.

For related parts and recommended products to use with this part, refer to [www.maximintegrated.com/MAX31865-related](http://www.maximintegrated.com/MAX31865-related).

### Features

- Simple Conversion of Platinum RTD Resistance to Digital Value
- Handles 100.Ω to 1kΩ (at 0°C) Platinum RTDs (PT100 to PT1000)
- Compatible with 2-, 3-, and 4-wire Sensor Connections
- Conversion Time: 21ms max
- 15-Bit ADC Resolution: Nominal Temperature Resolution 0.03125°C (Varies Due to RTD Nonlinearity)
- Total Accuracy Over All Operating Conditions: 0.5°C (0.05% of Full Scale) max
- ±50V Input Protection
- Fully Differential VREF Inputs
- Fault Detection (Open RTD Element, RTD Shorted to Out-of-Range Voltage, or Short Across RTD Element)
- SPi-Compatible Interface
- 20-Pin TQFN Package

### Typical Application Circuits



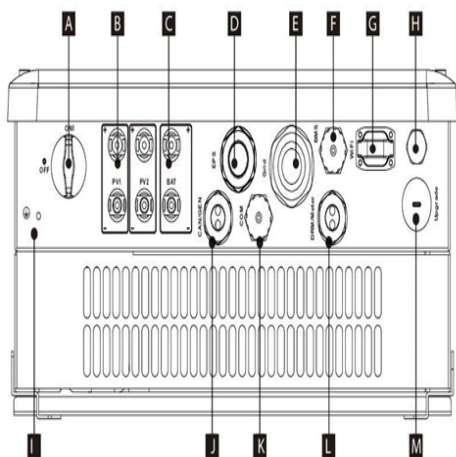
Typical Application Circuits continued at end of data sheet.

# Annexe C



# C.1 Fiche technique de l'onduleur SOLAX (X1-Hybrid-5.0-D-E)

## 3.4 Bornes de l'onduleur PV



Objet	Description
A	Commutateur DC (facultatif)
B	Zone de raccordement PV
C	Zone de connexion de la batterie
D	Sortie EPS
E	Sortie réseau
F	Communication de la batterie
G	Port WiFi pour Pocket WiFi externe
H	Valve étanche
I	Vis de mise à la terre
J	Port de communication CAN pour fonctionnement parallèle / port de communication du générateur (Les deux fonctions sont en cours de développement.)
K	port Ethernet
L	Port DRM / Port de compteur externe
M	Port USB pour la mise à niveau

**Avertissement !**  
Un électricien qualifié sera requis pour l'installation.

## 4. Données techniques

### 4.1 Entrée DC (s'applique à la version E, I, C)

Modèle	X1-Hybrid-3.0-D	X1-Hybrid-3.7-D	X1-Hybrid-4.6-D	X1-Hybrid-5.0-D
	X1-Hybrid-3.0-N	X1-Hybrid-3.7-N	X1-Hybrid-4.6-N	X1-Hybrid-5.0-N
Max. puissance CC recommandée [W]	4000	5000	6000	6000
Max. Tension CC [V]	600	600	600	600
Tension de service nominale CC [V]	360	360	360	360
Plage de tension MPPT [V]	125-550	125-550	125-550	125-550
Plage de tension MPPT à pleine charge [V]	160-500	195-500	240-500	260-500
Max. courant d'entrée [A]	10/10	10/10	10/10	10/10
Max. courant de court-circuit [A]	14/14	14/14	14/14	14/14
Démarrer la tension d'entrée [V]	85	85	85	85
Démarrer la tension de sortie [V]	150	150	150	150
Nombre de trackers MPP	2	2	2	2
Chaines par tracker MPP	1	1	1	1
Retour du courant au générateur photovoltaïque		0	0	0
Interrupteur de déconnexion CC	facultatif			

### 4.2 Sortie/entrée AC (appliquer à la version E, I, C)

Modèle	X1-Hybrid-3.0-D	X1-Hybrid-3.7-D	X1-Hybrid-4.6-D	X1-Hybrid-5.0-D
	X1-Hybrid-3.0-N	X1-Hybrid-3.7-N	X1-Hybrid-4.6-N	X1-Hybrid-5.0-N
<b>Sortie CA</b>				
Puissance CA nominale [VA]	3000	3680	4600	4999
Max. puissance CA apparente [VA]	3000	3680	4600	4999
Tension nominale du réseau (plage) [V]	220/230/240 (180 to 270)			
Fréquence nominale du réseau [Hz]	50/60			
Courant nominal AC [A]	13	16	20	21.7
Courant CA max. [A]	14.4	16	21	21.7
Facteur de puissance de déplacement	0.8 leading..0.8 lagging			
Distorsion harmonique totale (THDI)	< 2%			
Contrôle de charge	optional			
<b>Entrée AC</b>				
Puissance CA nominale [VS] (Version E&C)	3000	3680	4600	4999
Puissance CA nominale [VS] (INVersion)	3000+4000(bypass)	3680+4000(bypass)	4600+5000(bypass)	4999+5000(bypass)
Tension nominale du réseau (plage) [V]	220/230/240 (180 to 270)			
Fréquence nominale du réseau [Hz]	50/60			
Courant nominal AC [A] (Version E&C)	13	16	20	21.7
Courant AC max. [A] (Version E&C)	14.4	16	21	21.7
Courant nominal AC (Version AI)	13+17.4(bypass)	16+17.4(bypass)	20+17.4(bypass)	21.7+17.4(bypass)
Max. Courant CA [A] (version I)	14.4+21.7(bypass)	16+21.7(bypass)	21+26.0(bypass)	21.7+26.0(bypass)
Facteur de puissance de déplacement	0.8 leading..0.8 lagging			
Courant d'appel CA	35	35	35	35
Courant de défaut de sortie maximal CA	80	80	80	80

4.3 Chargeur interne (appliquer à la version E, I, C)

Modèle	X1-Hybrid-3.0-D	X1-Hybrid-3.7-D	X1-Hybrid-4.6-D	X1-Hybrid-5.0-D
	X1-Hybrid-3.0-N	X1-Hybrid-3.7-N	X1-Hybrid-4.6-N	X1-Hybrid-5.0-N
Type de batterie	Lithium battery			
Plage de tension de la batterie [V]	85-400			
Tension de batterie recommandée [V]	300VDC			
Capacité de batterie recommandée [kWh]	4.8-16.8			
Max. courant de charge / décharge [A]	20A(adjustable)			
Courant de pointe de charge / décharge [A]	30A, 30s			
Interfaces de communication	CAN/RS485			
Protection de connexion inversée	Yes			

4.4 Efficacité, sécurité et protection (appliquer à la version E, I, C)

Modèle	X1-Hybrid-3.0-D	X1-Hybrid-3.7-D	X1-Hybrid-4.6-D	X1-Hybrid-5.0-D
	X1-Hybrid-3.0-N	X1-Hybrid-3.7-N	X1-Hybrid-4.6-N	X1-Hybrid-5.0-N
Efficacité MPPT	99.90%	99.90%	99.90%	99.90%
Efficacité de l'euro	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
Max. Efficacité	97.80%	97.80%	97.80%	97.80%
Max. Efficacité de charge de la batterie (PV à BAT) (à pleine charge)	98.50%	98.50%	98.50%	98.50%
Max. Efficacité de décharge de la batterie (BAT à AC) (à pleine charge)	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
<b>Sécurité et protection</b>				
Protection contre les surtensions / sous-tensions	YES			
Protection d'isolement CC	YES			
Surveillance de la protection contre les failles du sol	YES			
Protection du réseau	YES			
Surveillance de l'injection DC	YES			
Surveillance du courant d'alimentation en retour	YES			
Détection de courant résiduel	YES			
Protection anti-îlotage	YES			
Protection de surcharge	YES			
Protection contre la surchauffe	YES			

4.5 Sortie EPS (appliquer à la version E, I)

Modèle	X1-Hybrid-3.0-D	X1-Hybrid-3.7-D	X1-Hybrid-4.6-D	X1-Hybrid-5.0-D
	X1-Hybrid-3.0-N	X1-Hybrid-3.7-N	X1-Hybrid-4.6-N	X1-Hybrid-5.0-N
Puissance nominale EPS [VA]	4000	4000	5000	5000
Max. Puissance EPS [VA]	5000	5000	6000	6000
Tension nominale EPS [V], fréquence [Hz]	230VAC, 50/60			
Courant nominal EPS [A]	17.4	17.4	21.7	21.7
Max. Courant EPS [A]	21.7	21.7	26.0	26.0
Puissance de crête EPS [W]	6000,10s		8000,10s	
Temps de commutation [s]	<500ms			
Distorsion harmonique totale (THDv)	<2%			

4.6 Données générales (s'appliquent à la version E, I, C)

Modèle	X1-Hybrid-3.0-D	X1-Hybrid-3.7-D	X1-Hybrid-4.6-D	X1-Hybrid-5.0-D
	X1-Hybrid-3.0-N	X1-Hybrid-3.7-N	X1-Hybrid-4.6-N	X1-Hybrid-5.0-N
Dimension [W/H/D](mm)	476*464*180			
Dimension de l'emballage [W/H/D](mm)	600*540*350			
Poids net [kg]	24	24	24	24
Poids brut [kg]	27	27	27	27
Installation	Wall-mounted			
Plage de température de fonctionnement [°C]	-20~+60 (derating at 45)			
Température de stockage [°C]	-20~+60			
Stockage/Opération humidité relative	0%-95% (without condensation)			
Altitude [m]	<2000			
Protection contre l'entrée	IP65(for outdoor use)			
Classe de protection	I			
Consommation de nuit	<3W			
Catégorie de surtension	III(MAINS), II(PV,Battery)			
Degré de pollution	III			
refroidissement	Neutral			
niveau du son	<40dB			
Topologie de l'onduleur	non-isolated			
Interface de Communication	Ethernet, Meter, Wifi(optional), DPM, USB			