

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université BLIDA-1- (ex : Saad DAHLAB)

Faculté Des Sciences et de Technologies

Département des énergies renouvelables



Mémoire de fin d'études

*En vue de l'obtention du diplôme de
MASTER en Energies renouvelables*

Option photovoltaïque

**Expérimentation d'un système pompage photovoltaïque
en MILIEU SAHARIEN D' UN CAS D' ETUDE URERMS
ADRAR en utilisons un bon d'essai expérimentale
didactique (GREEN TEST FTV 100)**

Réalisé par : AGGOUN Abdeldjalil

**Dr DOUMAZ Toufik
Dr BOUZAKI Moustafa
Dr MEHDAOUI Ahmed
Dr BENAHMED Abdelmoumen**

**USDB
USDB
USDB
USDB**

**Président
Examineur
Encadreur
Co_encadreur**

2024/2025

DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail a la lumière de ma vie, ma
mère avec toute mon affection

A mon père

A tous mes frères

Et à tous ceux qui travaillent pour une Algérie
Meilleur

AGGOUN Abdeljalil

REMERCIEMENTS

Avant tout, je rends grâce à ALLAH, le Très-Haut, pour Sa guidance, et la force qu'Il m'a accordées tout au long de ces années d'apprentissage et de persévérance.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur MEHDAOUI Ahmed, mon encadrant, pour son encadrement éclairé, ses conseils pertinents et son accompagnement constant qui ont été décisifs dans la réalisation de ce travail.

Mes remerciements les plus sincères vont tout particulièrement à Monsieur DOUMAZ Toufik, dont l'expertise scientifique remarquable, la générosité intellectuelle et la bienveillance humaine ont largement dépassé le simple rôle d'enseignant ou de président de jury. Son soutien indéfectible, sa disponibilité à toute épreuve, sa confiance et ses encouragements ont fait de lui un véritable mentor et une source d'inspiration tout au long de mon parcours. Trouver les mots justes pour lui témoigner ma reconnaissance reste difficile tant son apport fut précieux.

Je remercie également le Dr.BOUZAKI Moustafa, pour avoir accepté d'évaluer ce mémoire et pour ses observations constructives.

J'adresse également mes sincères remerciements à tous les enseignants du Département des Énergies Renouvelables, qui ont contribué par leur savoir, leur engagement et leur passion à enrichir ma formation.

À toutes et à tous, merci du fond du cœur.

الملخص

يعرض هذا البحث دراسة تجريبية لنظام ضخ مياه يعمل باستخدام الطاقة الشمسية الكهروضوئية ، وذلك في ولاية أدرار الصحراوية الجزائرية وتحديداً بمركز URERMS. يعتمد النظام على منضدة تجريب تعليمية (100 GREEN TEST FTV) وقد تمت تجربته في ظروف مناخية صعبة. تشمل الدراسة تقييماً للمكونات الفنية والبيئية، وقد أظهرت النتائج نجاعة هذا النظام في توفير حلول مستدامة لضخ المياه في المناطق النائية.

كلمات مفتاحية :

الطاقة الشمسية الكهروضوئية ,ضخ المياه بالطاقة الشمسية ,الأنظمة الكهروضوئية المستقلة ,مضخات المياه الغاطسة ,الري بالطاقة الشمسية ,الوسط الصحراوي , منصة تجريبية تعليمية ,القياسات التجريبية ,الاختبار الميداني ,نظام ,100 GREEN TEST FTV قياس الأداء ,أدرار, الجزائر ,الموارد المائية ,الطاقات المتجددة ,وحدات الطاقة الشمسية ,البعد الاقتصادي والاجتماعي

Résumé

Ce mémoire présente une étude expérimentale d'un système de pompage d'eau alimenté par l'énergie solaire photovoltaïque, réalisée au sein de l'URERMS d'Adrar. En s'appuyant sur un banc didactique (GREEN TEST FTV 100), le système a été testé en conditions réelles pour évaluer sa performance, sa stabilité et son adaptabilité au climat saharien. L'étude inclut une analyse technique des modules PV, des moteurs de pompage et des données environnementales. Les résultats montrent que le système peut constituer une solution efficace et durable pour le pompage d'eau dans les zones reculées et le banc d'essai également peut devenir une plate forme universel pour le test de n importe quel système de pompage PV à des niveaux de puissance différents .

Mot clé :

Énergie solaire photovoltaïque, Système de pompage photovoltaïque, Systèmes photovoltaïques autonomes, Pompes immergées, Irrigation solaire, Milieu saharien, Banc expérimental didactique, Mesures expérimentales, Essais sur terrain, GREEN TEST FTV 100, Évaluation des performances, Adrar, Algérie, Ressources hydriques, Énergies renouvelables, Modules photovoltaïques, Dimension économique et sociale .

Summary

This thesis presents an experimental study of a photovoltaic-powered water pumping system conducted at the URERMS center in Adrar, southern Algeria. Using a didactic test bench (GREEN TEST FTV 100), the system was tested under real desert conditions to evaluate its performance, efficiency, and adaptability. The study includes technical analysis of PV modules, pump motors, and environmental factors. Results demonstrate the system's potential as a sustainable and effective solution for water supply in remote areas.

Key word :

Photovoltaic solar energy, Photovoltaic pumping system, Stand-alone photovoltaic systems, Submersible water pumps, Solar irrigation, Saharan environment, Didactic experimental bench, Experimental measurements, Field testing, GREEN TEST FTV 100, Performance assessment, Adrar, Algeria, Water resources, Renewable energies, PV modules, Economic and social dimension

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Définition	Unité
A	Facteur d'idéalité de la jonction	
GH	L'irradiation globale horizontale	[W/m²]
Gr	La composante réfléchie de l'irradiation solaire	[W/m²]
H	Hauteur angulaire du soleil	[Km]
Hbt	Rayonnement direct transmis pendant une atmosphère pure sur une surface inclinée	[W/m²]
Hdt	Rayonnement diffusé à travers un ciel clair sur une surface inclinée	[W/m²]
Hrt	Rayonnement réfléchi	[W/m²]
Htt	Rayonnement total reçu (incident) sur une surface inclinée	[W/m²]
I0	Courant de diode	[A]
ID	Courant de saturation de la diode	[A]
Icc	Courant de court-circuit	[A]
Imax	Courant au point de puissance maximal	[A]
Iph	Photo courant ou courant généré par l'éclairement (G)	[A]
Is	Courant de saturation de la diode	[A]

K	Constante de Boltzmann	[J K⁻¹]
Ma	Masse d'air	[m³]
Ns, Np	Nombre de cellules	[-]
PV	Photovoltaïque	[-]
Qa	Rayonnement total hors de l'atmosphère	[W/m²]
Rb	Trigonométrie sphérique	[Rad]
Rs	Résistance série	[Ohm]
Rsh	Résistances shunt	[Ohm]
TL	Coefficient de turbulence de l'air	[-]
TL	Temps Légal	[h]
TSM	Le Temps Solaire Moyen	[h]
TSV	Temps Solaire Vrai	[h]
TU	Temps Universel	[h]
Tc	Température de jonction	[K]
Tmax	Température maximum	[C°]
Tmin	Température minimale	[C°]
Vco	Tension du circuit ouvert	[V]
Vmax	Tension au point de puissance maximal	[V]
Δ	Déclinaison du soleil	[Rad]
ΔG	Energie libre de Gibbs	[J]
Λ	Longitude du lieu	[Km]
ΔL	Correction de l'équation du temps	[h]

TABLE DES MATIÈRES

Dédicaces.....	2
Remerciements.....	3
Résumé – ملخص – Abstract.....	4
Liste des symboles et abréviations.....	5
Table des matières.....	8
Introduction générale.....	13
Chapitre I – État de l’art sur les systèmes photovoltaïques.....	15
<i>I-1 Introduction.....</i>	<i>16</i>
<i>I-2 Énergie solaire & gisement en Algérie.....</i>	<i>18</i>
<i>I-3 Outils de mesure du gisement solaire.....</i>	<i>19</i>
I-3-1 Unités de mesure.....	19
I-3-2 Technologies satellitaires.....	22
I-3-3 Instruments de terrain.....	21
<i>I-4 Paramètres géographiques & astronomiques.....</i>	<i>24</i>
<i>I-5 Modèle de calcul de l’irradiation globale.....</i>	<i>32</i>
<i>I-6 Calcul de l’inclinaison optimale.....</i>	<i>34</i>
<i>I-7 Dispositif photovoltaïque.....</i>	<i>35</i>
<i>I-8 Technologies de cellules PV.....</i>	<i>40</i>
<i>I-9 Performance & caractérisation.....</i>	<i>43</i>
<i>I-10 Typologie des systèmes PV.....</i>	<i>45</i>
<i>I-11 Conclusion du chapitre I.....</i>	<i>48</i>

Chapitre II – Techniques des systèmes de pompage PV	50
<i>II-1 Introduction</i>	51
<i>II-2 Méthodes de pompage</i>	51
II-2-1 Pompage "au fil du soleil"	51
II-2-2 Pompage avec batteries	52
<i>II-3 Notions hydrauliques & composants</i>	53
<i>II-4 Conclusion du chapitre II</i>	60
Chapitre III – Faisabilité & dimensionnement d'un système de pompage PV	61
<i>III-1 Introduction & données de base</i>	62
<i>III-2 Calculs hydrauliques (Q, HMT, énergie)</i>	63
<i>III-3 Analyse besoins & contraintes socio-éco</i>	65
<i>III-4 Dimensionnement (PV, conduite, réservoir)</i>	67
<i>III-5 Synthèse finale</i>	70
Chapitre IV – Cas d'étude : URERMS Adrar (milieu saharien)	72
<i>IV-1 Contexte & objectifs</i>	73
<i>IV-2 Description du site expérimental</i>	73
<i>IV-3 Description du système de pompage</i>	74
<i>IV-4 Résultats initiaux & discussion</i>	75
Chapitre V – Banc d'essai expérimental & résultats	77
<i>V-1 Objectifs & cahier des charges</i>	77
<i>V-2 GREEN TEST FTV 100 : matériel & logiciel</i>	77
<i>V-3 Campagnes d'essais (V1 / V2)</i>	80
<i>V-4 Analyse des données & rendement</i>	84
<i>V-5 Discussion, limites, perspectives</i>	87
V.6 Résultats expérimentaux préliminaires	88
V.7 Analyse critique et axes d'amélioration	95

V.8 Perspectives de recherche.....	102
<i>V.9 étude économique.....</i>	<i>103</i>
<i>9.1Hypothèses de baseCoûts estimatifs du système (marché algérien 2025)</i>	<i>103</i>
<i>9.2Coût d'exploitation annuel.....</i>	<i>103</i>
<i>9.3Bénéfices économiques.....</i>	<i>103</i>
<i>9.4Points forts sur le marché algérien.....</i>	<i>104</i>
<i>9.5Recommandations.....</i>	<i>104</i>
<i>Conclusion générale.....</i>	<i>105</i>
Table des Figures et Tableaux du Mémoire.....	106
<i>Références bibliographiques.....</i>	<i>117</i>

Introduction Générale

Introduction Générale

Dans le contexte actuel de bouleversements climatiques, de raréfaction des ressources naturelles et d'augmentation constante des besoins en eau et en énergie, le recours à des solutions durables, autonomes et écologiquement responsables n'est plus un luxe, mais une urgence. Les zones arides et sahariennes, telles que celles du sud algérien, se trouvent au centre de ces enjeux. Elles font face à une pression croissante en matière d'approvisionnement en eau, tout en disposant paradoxalement d'une ressource solaire parmi les plus riches de la planète. À travers cette contradiction naît une opportunité majeure : exploiter l'abondance solaire pour résoudre le déficit hydrique.

C'est dans cette optique que s'inscrit la présente mémoire, qui traite de la mise en place, de l'analyse et de l'évaluation d'un système de pompage de l'eau fonctionnant exclusivement à l'aide de l'énergie photovoltaïque. Cette étude a été réalisée au sein de l'URERMS (Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables) d'Adrar, une institution pionnière dans l'exploration des technologies énergétiques durables en milieu extrême. Le dispositif expérimental s'appuie sur le banc didactique GREEN TEST FTV 100, un outil pédagogique moderne permettant de simuler et d'observer les comportements réels des systèmes solaires de pompage dans des conditions climatiques rigoureuses.

Cette recherche se veut à la fois technique, scientifique et appliquée. Elle répond à des questions concrètes : le système est-il fiable ? Stable ? Adapté au contexte saharien ? Quel est son rendement ? Peut-il constituer une alternative viable aux systèmes diesel traditionnels ? Le choix de cette thématique réside dans la volonté de proposer une solution locale, renouvelable, sans impact carbone, et répliquable dans d'autres zones défavorisées ou non raccordées au réseau électrique.

La structure de ce travail repose sur une progression logique en cinq chapitres, chacun apportant une brique essentielle à la compréhension globale du projet :

- **Le premier chapitre** pose les bases théoriques indispensables. Il traite de l'énergie solaire photovoltaïque, de ses principes de fonctionnement, des différents types de cellules et modules, des paramètres électriques caractéristiques, ainsi que des techniques de conversion et de stockage. Il sert de socle à la maîtrise technologique du système.
- **Le deuxième chapitre** est dédié à l'étude du pompage photovoltaïque. Il examine les architectures possibles d'un système de pompage solaire, les moteurs utilisés (courant continu et alternatif), les types de pompes, ainsi que les critères d'adaptation au terrain et à la profondeur d'aspiration. Ce chapitre permet de comprendre l'interface entre la ressource solaire et le besoin en eau.
- **Le troisième chapitre** met l'accent sur le dimensionnement du système et le contexte d'application. Il explore les données climatiques, les besoins en eau pour divers usages (domestiques, agricoles, animaux), les pertes de charge hydrauliques, ainsi que les caractéristiques du site expérimental. Il constitue une étape cruciale pour assurer la cohérence entre les objectifs du projet et la réalité du terrain.
- **Le quatrième chapitre** présente en profondeur le banc d'essai GREEN TEST FTV 100. Il décrit les modules, les capteurs, les interfaces de mesure, les équipements de contrôle, ainsi que les méthodes d'acquisition des données. L'objectif est d'observer le système en action, d'analyser ses réactions aux variations climatiques, et de mesurer ses performances en temps réel.
- **Le cinquième et dernier chapitre** est consacré à l'analyse, l'interprétation et la discussion des résultats. Il met en relation les données collectées avec les objectifs initiaux, évalue la qualité du pompage, la stabilité de la production, les facteurs limitants, ainsi que les améliorations possibles. Il ouvre enfin des perspectives de déploiement à plus grande échelle et de réplification du modèle dans d'autres régions.

En somme, ce mémoire ne se contente pas d'étudier une technologie, il s'inscrit dans une vision plus large : celle d'un avenir énergétique propre, solidaire et adapté aux contraintes locales. Il propose une réflexion à la fois scientifique et citoyenne, où l'ingénierie se met au service du développement durable.

CHAPITRE I

GISEMENT SOLAIRE

I.1 Introduction

_ Le soleil constitue une source d'énergie quasi inépuisable, émettant chaque année vers la Terre un rayonnement équivalant à plus de 15 000 fois la consommation énergétique humaine annuelle. Ce rayonnement, réparti sur l'ensemble du spectre électromagnétique – des ultraviolets aux infrarouges – atteint une puissance instantanée pouvant dépasser 1 000 W/m² dans les régions tempérées, et jusqu'à 1 400 W/m² dans les zones arides, à faible humidité et faible couverture nuageuse.

Les régions désertiques, en particulier, reçoivent en quelques heures plus d'énergie solaire que leur consommation annuelle totale. Historiquement, l'homme a toujours cherché à capter et à exploiter cette énergie, que ce soit par des usages directs (agriculture, séchage, chauffage, etc.) ou à travers des applications technologiques de conversion de l'énergie solaire en énergie thermique ou électrique.

La quantité d'énergie solaire reçue au sol dépend de plusieurs paramètres :

- L'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface collectrice ;
- La latitude, l'altitude et le niveau de pollution atmosphérique du site ;
- La période de l'année et le moment de la journée ;
- La nature et l'épaisseur des nuages traversés.

Face aux défis environnementaux et à la nécessité de transition énergétique, les énergies renouvelables, et notamment l'énergie solaire, se positionnent comme une alternative propre, durable et stratégiquement avantageuse pour des pays comme l'Algérie.[1]

Ce premier chapitre est consacré à l'étude du gisement solaire, avec une présentation des caractéristiques du rayonnement solaire, des outils de mesure utilisés pour le quantifier, et des principes fondamentaux liés au calcul de l'énergie solaire, incluant la position du soleil et les divers paramètres géométriques associés.

Ce cadre théorique permettra d'établir les bases nécessaires à l'analyse technique et au dimensionnement des systèmes photovoltaïques dans les chapitres suivants.

1.2 Energie solaire en Algérie

L'Algérie bénéficie d'un des plus importants potentiels solaires au monde, grâce à sa position géographique et son climat aride dans le sud. La durée d'ensoleillement dépasse en moyenne 2 500 heures par an dans le nord, atteint environ 3 200 heures dans les Hauts Plateaux, et peut s'élever à plus de 3 600 heures par an dans les régions sahariennes. Cela correspond à une moyenne journalière de 6,8 à 9,9 heures d'ensoleillement, selon les zones.

En termes d'énergie reçue, le rayonnement global journalier varie également selon les régions :

- Nord : 4,5 à 5 kWh/m²/jour.
- Hauts Plateaux : entre 5 et 5,5 kWh/m²/jour.
- Sahara : entre 6 et 7,5 kWh/m²/jour, avec des pics enregistrés dans certaines zones désertiques comme Tamanrasset ou Adrar.[2]

Ces conditions font de l'Algérie un territoire idéal pour le développement de centrales solaires à grande échelle. La première centrale hybride (solaire + gaz) a été mise en service à Hassi R'Mel en 2011. Elle associe une turbine à gaz de 130 MW à une centrale solaire de 25 MW. Ce projet a marqué le point de départ de l'intégration du solaire dans le mix énergétique national.[3]

Objectifs nationaux et stratégies récentes

Depuis 2021, l'Algérie a intensifié ses efforts pour exploiter ce potentiel. Le ministère de la Transition énergétique, à travers la société publique "Shams", a lancé un appel d'offres visant à installer 1 000 MW de puissance solaire répartis sur plusieurs sites. Ce projet s'inscrit dans le cadre du programme national de 3 200 MW, lancé officiellement en 2023.

Selon les données de 2024-2025, cinq méga-projets solaires sont en cours de réalisation pour une capacité cumulée de 1 962 MW, répartis comme suit :

- Batna : 220 MW
- Laghouat (Guellet Sidi Saâd) : 200 MW
- El Oued (Douar El Maa) : 200 MW
- Béchar (Al Abadla) : 80 MW
- Ouled Djellal : 80 MW

Par ailleurs, d'autres projets d'envergure sont également en phase de construction :

- Hassi Dallaa (Laghouat) : 362 MW (partenariat avec la Turquie)
- El Meghaïer et El Oued : 500 MW (en partenariat avec CSCEC – Chine)
- Biskra : 220 MW (Power China)
- Ouargla : 300 MW (Cosider)

L'ensemble de ces projets fait partie de la stratégie nationale visant à atteindre 4 GW de puissance installée d'ici 2025, puis 15 GW à l'horizon 2035. Le gouvernement algérien a mobilisé un financement estimé à 3 milliards USD pour accélérer cette transition.[4]

Technologies et perspectives

En complément, de nouvelles approches technologiques sont en cours d'intégration, comme :

- L'installation de systèmes solaires couplés à des batteries de stockage, notamment pour alimenter des sites isolés ou industriels, comme le projet de 200 MW à Gara Djebilet (Tindouf).
- Le développement de partenariats stratégiques avec la Chine (CSCEC, Power China), la Turquie (Özgün), et d'autres acteurs internationaux spécialisés dans l'énergie solaire.[5]

Cette dynamique illustre la volonté de l'Algérie de diversifier son mix énergétique, de réduire sa dépendance aux hydrocarbures, et d'adopter une trajectoire durable dans le cadre de la transition énergétique mondiale.

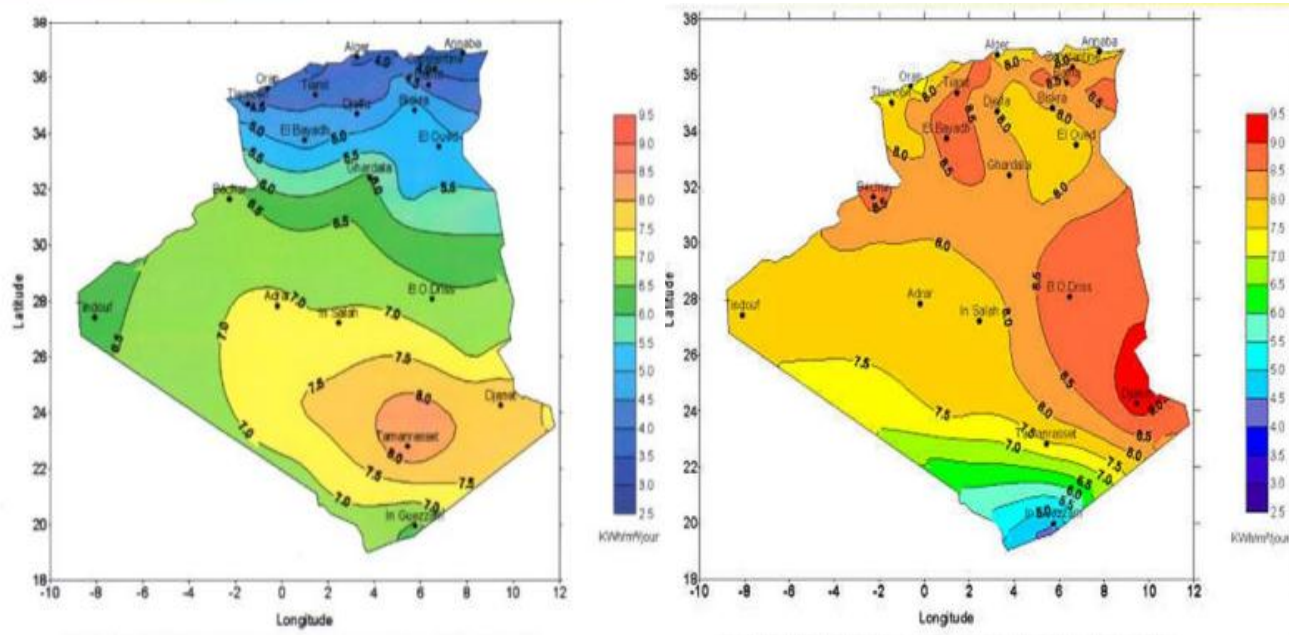


Figure I.1 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu au mois janvier et juillet [1]

Régions	Nord	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2500–3000	3000–3200	3400–3600
Énergie reçue (kWh/m ² /an)	1600–1800	1900–2100	2200–2700+

Tableau I.1 : Répartition du potentiel solaire au niveau du territoire algérien [1]

I.2 Outils et unités de mesure du gisement solaire

La quantification précise du gisement solaire est une étape fondamentale dans l'évaluation du potentiel énergétique d'un site. Elle permet de dimensionner avec rigueur les systèmes solaires, notamment dans les régions sahariennes où l'irradiation est élevée mais sujette à des variations dues à des facteurs climatiques spécifiques, tels que la poussière atmosphérique. Dans le contexte algérien, plusieurs instruments de mesure sont déployés, à la fois au sol et via des technologies satellitaires.

I.3.1 – Les unités de mesure utilisées dans l'évaluation du gisement solaire

La compréhension et l'interprétation correcte des données mesurées nécessitent une maîtrise des unités physiques associées aux différents paramètres solaires et météorologiques. Ces unités permettent d'évaluer de manière standardisée la quantité d'énergie disponible, ainsi que les conditions ambiantes influençant la production des systèmes photovoltaïques.

□ 1. Irradiation et Irradiance

Tableau 2 Irradiation et Irradiance

Grandeur	Symbole	Unité SI	Description
Irradiance (instantanée)	E	W/m ²	Puissance solaire reçue par unité de surface, mesurée à un instant donné.
Irradiation (cumulée)	H	Wh/m ² ou kWh/m ²	Énergie solaire reçue sur une période (heure, jour, mois). Donnée essentielle pour les bilans énergétiques.

Exemple

Une journée ensoleillée typique à Ouargla peut recevoir jusqu'à **6,5 kWh/m²/jour** d'irradiation globale.

□ 2. Température

Tableau 3 Température

Grandeur	Unité SI	Utilité
Température ambiante	°C ou K	Influence le rendement des modules PV (la performance diminue si T° augmente)
Température du module	°C	Mesurée par thermocouple pour calculer les pertes thermiques

□ 3. Vitesse du vent

Tableau 4 vitesse du vent

Grandeur	Unité	Capteur typique
Vitesse du vent	m/s ou km/h	Anémomètre
Direction du vent	Degrés (°)	Girouette

Le vent contribue au refroidissement des panneaux, ce qui peut améliorer légèrement leur rendement dans les régions chaudes.

□ 4. Humidité relative

Tableau 5 humidité relative

Grandeur	Unité	Description
Humidité relative	%	Influence indirecte sur la transmission de l'irradiation (effet de la vapeur d'eau)

□ 5. Autres unités utiles

Tableau 6 autres unités utiles

Paramètre	Unité	Application
Durée d'ensoleillement	heures/jour	Utilisé pour l'estimation de la production PV.
Pression atmosphérique	hPa ou mbar	Paramètre de correction pour certaines mesures optiques.
Angle solaire (hauteur, azimut, déclinaison)	Degrés (°)	Pour le calcul de la position du soleil.

□ Remarques :

- Les **valeurs mesurées** doivent être **normalisées** selon les conditions de test standard (STC : 1000 W/m², 25 °C, AM1.5) pour être comparables.

- Lors de la collecte des données sur site, il est recommandé d'enregistrer les **unités en entête de chaque fichier** pour éviter toute confusion lors de l'analyse.

I.3.2 – Instruments de terrain

3.1) Pyranomètre (norme ISO 9060)

Le pyranomètre est l'instrument de référence pour mesurer l'irradiation solaire globale (composée du rayonnement direct et diffus) sur une surface plane, exprimée en W/m^2 .



Exemple utilisé : Kipp & Zonen CMP6
Précision (classe A) : $\pm 2\%$
Bonnes pratiques : Nettoyage quotidien de la coupole pour minimiser les erreurs dues à la poussière saharienne.

Figure [2] Pyranomètre (norme ISO 9060)

3.2) Pyréliomètre

Utilisé pour la mesure du rayonnement direct normal (DNI), il est associé à un suiveur solaire à deux axes afin de rester aligné avec le disque solaire.

Exemple : EKO MS-56
Précision angulaire : $< 0.1^\circ$
 Cet instrument est crucial pour les projets exploitant les technologies à concentration solaire.[3]



Figure [3] Pyréliomètre

3.3) Solarimètre numérique

Bien que moins précis, il reste une solution économique pour la mesure de la durée d'ensoleillement.



Modèle répandu : Davis Instruments 6450
Seuil de détection : 120 W/m^2
 Utilisé dans des contextes ruraux ou à but pédagogique.

Figure [4] Solarimètre numérique

I.3.3 – Technologies satellitaires

Les bases de données satellitaires permettent de compléter ou de valider les mesures au sol, en particulier dans les zones isolées.

- **HelioClim-3** : Fournit des données horaires depuis 2004 avec une résolution de 1 km² sur l'ensemble du territoire algérien.
- **NASA SSE** : Base de données gratuite couvrant le globe avec une résolution de 40 km², utile pour les premières estimations.[6]

△ Ces données nécessitent toutefois une validation croisée, car elles peuvent être affectées par la couverture nuageuse, les tempêtes de sable ou les erreurs d'interprétation spectrale.

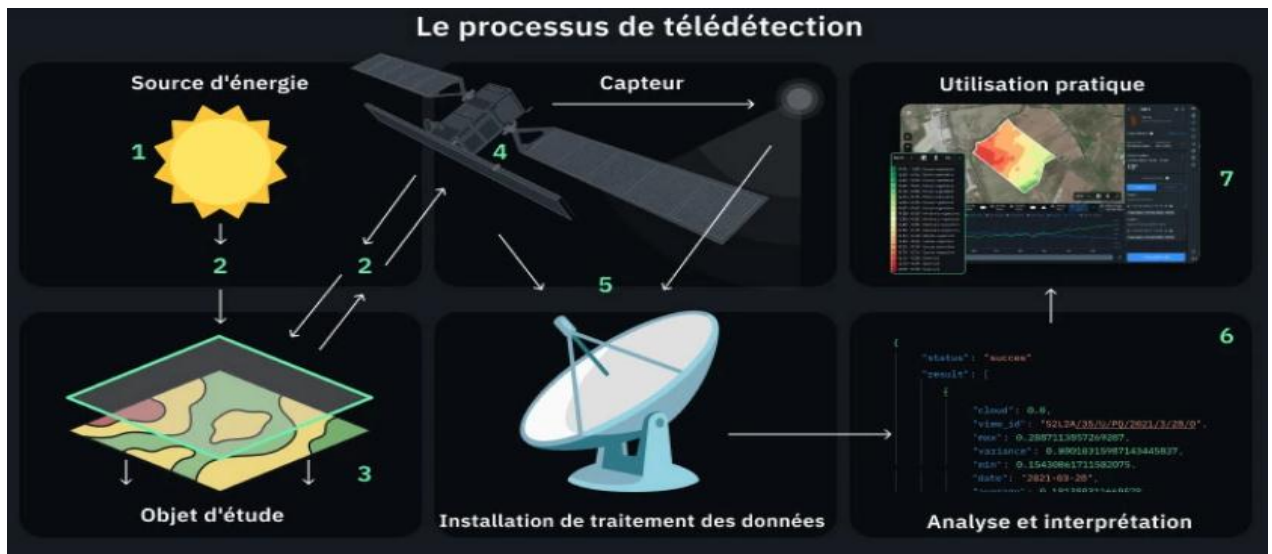


Figure représente Les bases de données satellitaires [6]

I.3.4 – Capteurs complémentaires

Capteur	Mesure	Précision typique
Cellule étalonnée	Courant de court-circuit	±3%
Thermocouple type K	Température du module	±1.5 °C
Anémomètre	Vitesse du vent	±0.5 m/s

Tableau 7

Ces capteurs permettent d'affiner l'analyse de performance réelle des systèmes photovoltaïques, notamment en tenant compte des pertes thermiques ou des effets du vent sur la production.

I.3.5 – Méthodes de validation croisée

Pour garantir la cohérence des données, plusieurs approches sont utilisées :

- Comparaison in situ vs satellite : Exemple : croisement des données pyranomètre – HelioClim sur 12 mois.
- Test d'ombrage : Masquage temporaire du rayonnement direct pour isoler le diffus.
- Étalonnage dynamique : Utilisation d'une source halogène de 1000 W à distance connue.

I.3.6 – Cas algérien : réseau SAHARA

Le projet SAHARA, mené par le CNES (Centre National des Études Spatiales), a déployé un réseau de 12 stations équipées de pyranomètres CM11 réparties dans différentes régions du sud algérien. Ces stations fournissent des données précieuses pour la recherche et le développement des projets solaires à grande échelle.

Particularité locale : la poussière atmosphérique peut induire des pertes allant jusqu'à 15 % en été, d'où l'importance de la correction des mesures.

I.3.7 – Bonnes pratiques recommandées

- Suivre la norme **IEC 61724** pour l'installation et la maintenance des instruments.
- Réétalonnage annuel selon les références du **World Radiometric Reference (WRR)**.
- Utilisation de dataloggers haute résolution (16 bits), par exemple : **Campbell Scientific CR1000X**.
- Maintenance régulière : vérification de l'horizontalité, propreté optique, stabilité mécanique.



I.3 Principes de calcul de l'énergie solaire

I.3.1 Position du soleil

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en $P_t = 365 \text{ jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365.25 \text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de juillet La position du soleil dans le ciel. La terre tourne autour du soleil dans l'orbite du soleil dans l'orbite des étoiles. La rotation de la Terre sur son axe fait que les étoiles se déplacent dans le ciel à travers la grille aux latitudes à partir desquelles l'observation est faite. Le temps qu'une étoile particulière traverse le méridien céleste de l'observateur dépend de la longitude de la région à partir de laquelle elle est observée. Spécifique dans ce domaine [7].

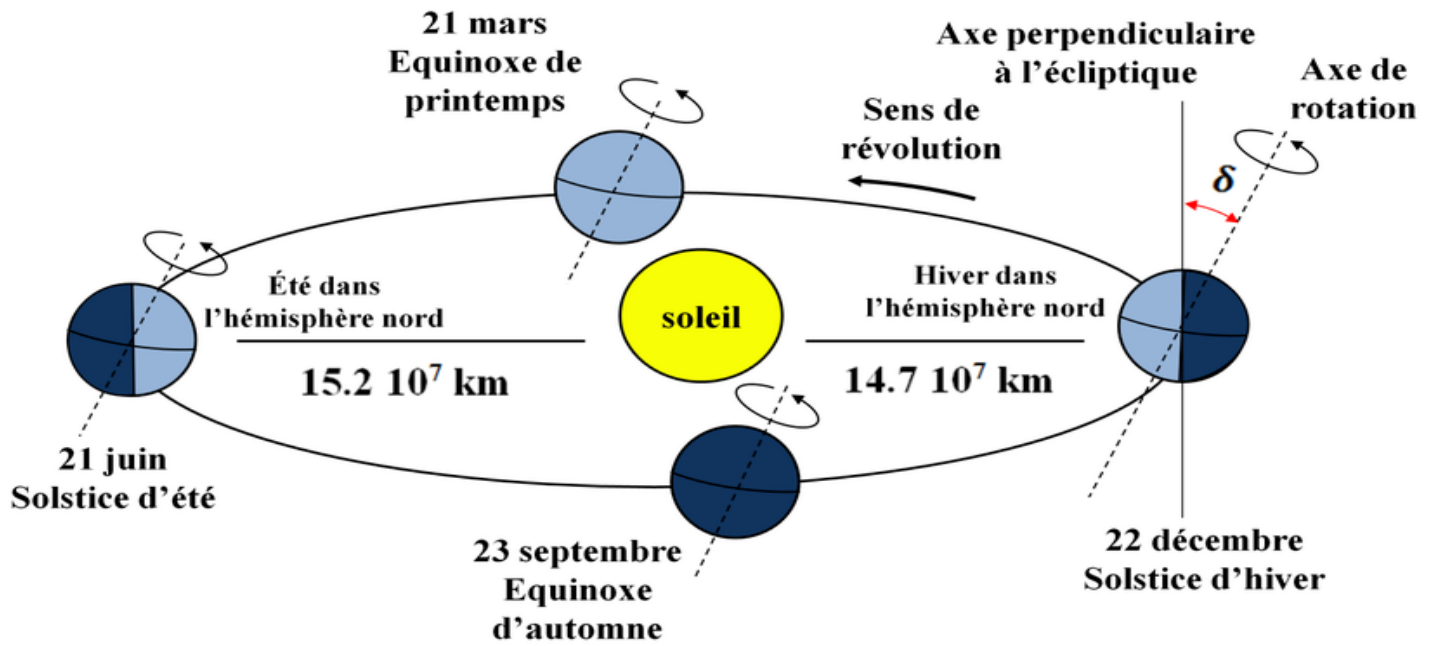


Figure: Le mouvement de la terre autour de soleil [7]

I.4. 2 Déclinaison solaire

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre, on adopte la convention de compter positivement les latitudes de l'hémisphère Nord (compris entre 0° à l'équateur et +90° au pôle Nord), et négativement celle de l'hémisphère Sud (compris entre 0° à l'équateur et -90° au pôle Sud), et variée tout au long de l'année entre deux valeurs extrêmes $\pm 23.45^\circ$. Les lois du mouvement relatif terre-soleil permettent de calculer les variations de la déclinaison au long de l'année. Pour la pratique, une formule d'approximation est suffisante, elle est donnée par l'équation [8].

$$\delta = 23.45 \sin\left[\frac{360}{365}(J + 80)\right] \quad (\text{I-1})$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{Arc sin} \left[0.389 \sin \left(\frac{360}{356}(J - 82) \right) + 2 \sin \left(\frac{360}{356}(J - 2) \right) \right] \quad (\text{I-2})$$

Avec:

- J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, c'est à dire il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.
- δ Varie entre deux valeurs extrêmes : $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23,45^\circ$.

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par Figure I.3.

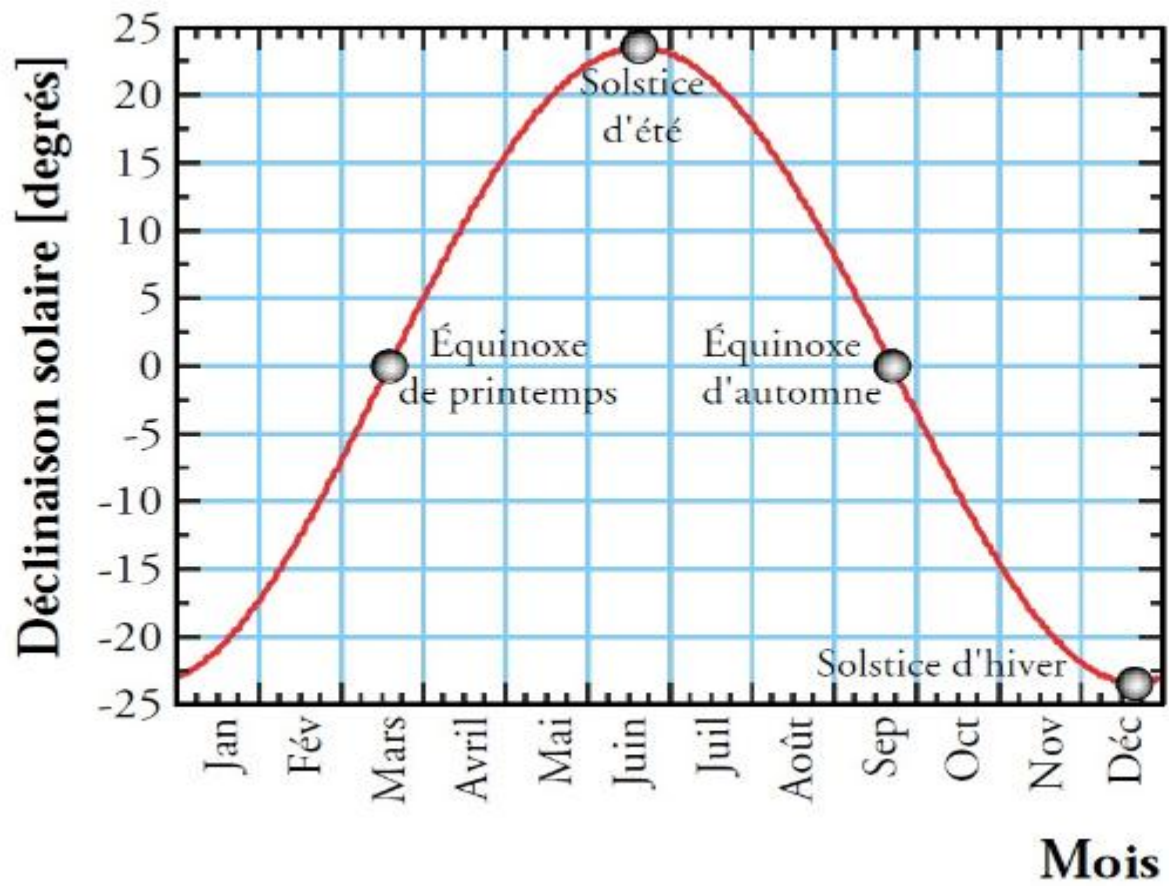
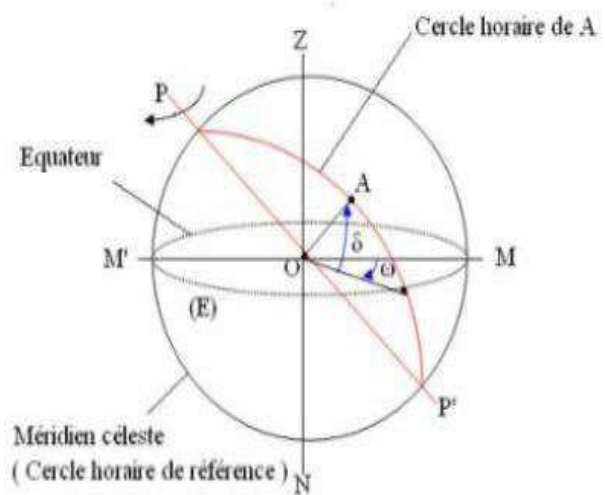


Figure I.3 : Variation annuelle de la déclinaison du soleil [09].

I.4. 3 Angle horaire (ω)

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi, qui est l'heure à laquelle le soleil passe par le plan méridien du zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un instant donné et la projection du soleil sur ce même plan à midi exactement [5] ; L'angle horaire est donné par la relation suivant :

Figure I.4: Angle horair [10]



$$\omega = 15(TVS - 12) \quad (I-3)$$

Avec:

$$\triangleright TVS = TI - TU + \left(\frac{\Delta t + 4\lambda}{60}\right) = TI - \left(TU - \frac{\lambda}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \quad (I-4)$$

$$\square \Delta t = 9.87 \sin 2 \left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81) \right) - 3.35 \cos \left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81) \right) - 1.5 \sin \left(\frac{360}{365} \cdot (J - 81) \right) \quad (I-5)$$

Chapitre -I-

- TSV (Temps Solaire Vrai) : Temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.
- TU (Temps Universel) : Le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.
- TL (Temps Légal) : Temps donné par une montre.
- ΔL : Correction de l'équation du temps.
- λ : longitude du lieu.
- L'angle horaire H varie d'a -180° à $+180^\circ$ [9].

On prend :

- $H > 0$ après midi. $H = 0$ midi TSV
- $H < 0$ le matin,

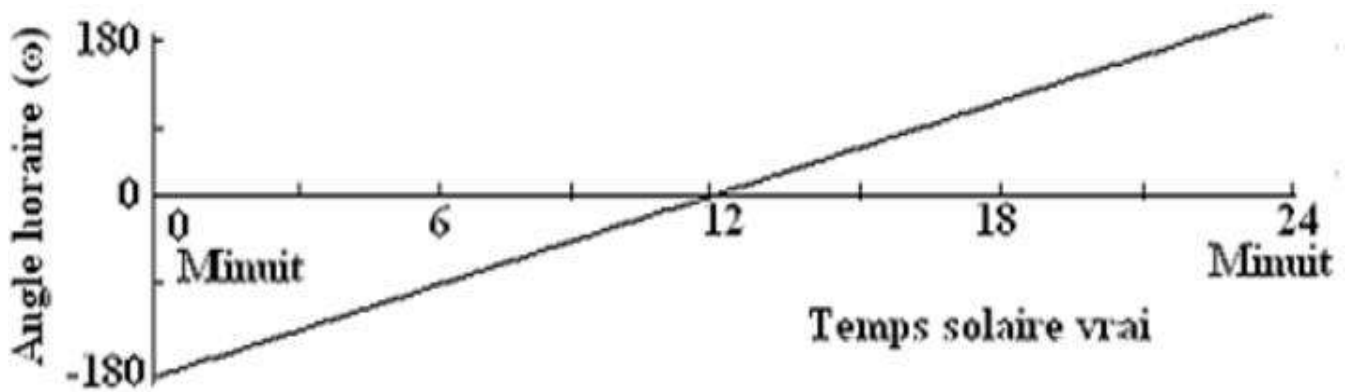


Figure I.5 : variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.

I.4. 4 Azimut h

Il s'agit de l'angle entre la ligne passant au point sur la surface de la Terre et allant vers le sud et la projection horizontale de la ligne reliant le point et le soleil de cet angle est positive si vous allez vers l'ouest [7].

$$\sin(\alpha) = \frac{(\cos(\delta) \times \sin(\omega))}{(\cos(h))} \quad (I-6)$$

Avec :

- ☐ ω : Angle horaire
- ☐ δ : Déclinaison du soleil
- ☐ h : Hauteur du soleil

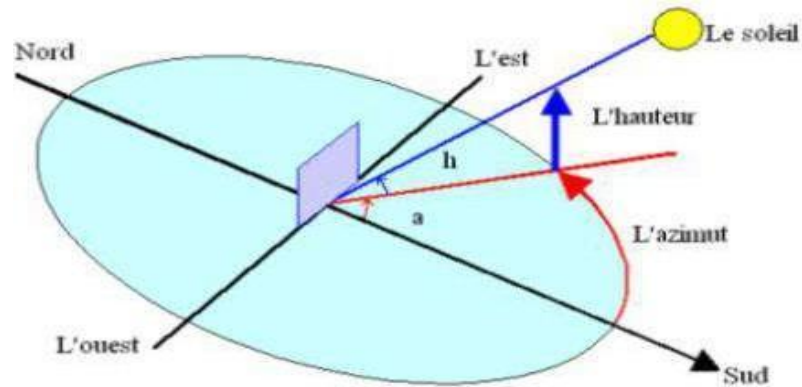


Figure : Cordonnées horizontales.[11]

I.4. 5 Hauteur du soleil (h)

C'est le coin entre la ligne entre un point de la surface de la Terre et le centre horizontal du soleil dans lequel le point passe sur la Terre ; Cet angle est égal à zéro au coucher du soleil et il prend la grande valeur au moment de la disparition.

- ☐ $h = 0$ Au lever et au coucher du soleil.
- ☐ $h > 0$ Pendant la journée.
- ☐ $h < 0$ De nuit.

Nous pouvons écrire dans la relation suivante [5] :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \times \sin(\delta) + \cos(\varphi) \times \cos(\omega) \quad (\text{I-7})$$

I.4. 6 Temps solaire

I.4 .6 .1 Le Temps solaire Vrai (TSV)

Il est défini par angle horaire ω entre le plan méridien passant par le centre du Solaire et le méridien du lieu considéré [11] :

$$TSV = \frac{(12+\omega)}{15} \quad (\text{I-8})$$

I.4 .6. 2 Le Temps Solaire Moyen (TSM)

La vitesse de la Terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année. Pour avoir un temps qui " s'écoule " à vitesse constante, on définit donc un temps solaire moyen ainsi [11] :

$$TSM = TSV - \frac{ET}{60} \quad (\text{I-9})$$

I.4 .6.3 Temps Universal (TU)

C'est une échelle de temps basée sur la rotation de la Terre sur elle-même. Il s'agit d'une version mise à jour de Greenwich Mean Time. Horaires - Certaines villes à l'ouest de Greenwich

: - Washington -05 heures. Alors que si l'heure à Greenwich est 12h00 l'après-midi, il sera 15h00 à Riyad et 07h00 à Washington. $TU = T_{\text{Greenwich}} + E$ (I-10)

I.4.6.4 L'équation du Temps (Et)

On appelle équation du temps la correction, positive ou négative, qu'il convient d'ajouter au temps solaire moyen pour connaître le temps solaire vrai $TSV + TSM + Et$, elle est exprimée par la relation suivante [12] :

$$ET = 9.87 \sin[(2B) - 7.35 \cos(B) - 1.5 \sin(B)] \quad (I-11)$$

Avec :

$$\Rightarrow B = 2\pi \times \frac{N-81}{365}$$

(I-12)

I.5. Modèle de calcul de l'irradiation globale sur une surface inclinée

On obtient le rayonnement solaire sur une surface inclinée selon l'équation : [14]

$$H_{tt} = H_{bt} + H_{dt} + H_{rt} \quad (I-13)$$

Avec :

- ☐ H_{tt} : Rayonnement total reçu (incident) sur une surface inclinée (W / m^2).
- ☐ H_{bt} : Rayonnement direct transmis pendant une atmosphère pure sur une surface inclinée (W / m^2).
- ☐ H_{dt} : Rayonnement diffusé à travers un ciel clair sur une surface inclinée (W / m^2).
- ☐ H_{rt} : Rayonnement réfléchi par l'environnement (W / m^2).

-La composante réfléchie, G_r , est donnée par la relation suivante : [15]

$$G_r = \rho \times \frac{G_H \times (1 - \cos \beta)}{2} \quad (I-14)$$

Avec :

- ☐ ρ : représente le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol .et β l'inclinaison du champ PV. Pour le site de Bouzaréah, $\rho = 0.2$ et $\beta = 27^\circ$

- ☐ G_r : La composante réfléchie de l'irradiation solaire.
- ☐ G_H : L'irradiation globale horizontale.

$$G_i = I_{dh} \times R_b + I_{dd}(\beta) + I_r(\beta) \quad (\text{I-15})$$

Avec :

I_{dh} Est exprimé avec une formule semi-empirique comme suit :

$$I_{dh} = \frac{A}{\left(\frac{-1}{B \times \sin(h+C)} \right)} \times \exp \quad (I-16)$$

h : est la hauteur angulaire du soleil.

R_b : Est la trigonométrie sphérique ou le facteur d'inclinaison donné par la relation suivante :

$$R_b = \frac{(\cos(\varphi - \beta) \cos(\omega) \cos(\delta) + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta) \cos(\varphi)}{\cos(\omega) \cos(\delta) + \sin(\varphi) \sin \delta} \quad (I-17)$$

- ☐ φ : est l'altitude du site étudié.
- ☐ β : est l'angle de pente du plan horizontal.
- ☐ δ : est l'angle de déclinaison.
- ☐ ω : est l'angle horaire.
- ☐ $I_{dd}(\beta)$: Le rayonnement diffusé reçu par une surface inclinée avec un angle d'inclinaison β exprimé comme suit :

$$I_{r(\beta)} = \frac{(1 + \cos \beta)}{2} I_{dh} \quad (I-18)$$

- I_{dh} : Le rayonnement diffus I_{dh} sur le plan horizontal réglé sur $128 \sin(h)^{0.4}$.
- $I_r(\beta)$: est le rayonnement diffus provenant du sol et est reçu par une surface horizontale.

$$I_r(\beta) = \alpha \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) (R_h \times \sin(h) + I_{dh}) \quad (I-19)$$

I.6 Modèle de calcul de l'inclinaison optimale

De nombreuses techniques pour optimiser l'angle d'inclinaison ont été développées. Les méthodes les plus efficaces consistent à maximiser le rayonnement solaire ou l'énergie collectée à la surface.

Modèle Stanciu, C., et Stanciu, D. [17] ont proposé une simulation numérique d'un collecteur à plaques planes pour l'angle d'inclinaison optimal à différentes latitudes de 0° à 80°

$$\beta = \phi - \delta \quad (I-20)$$

Avec :

- (ϕ) : Latitude
- (Δ) : Déclination solaire

Module Bakirci [11] optimized the tilt angles for solar panels using solar radiation data measured using a polynomial correlation for the optimum tilt angle as a function of solaire declination to eight provinces in Turkey where the optimum tilt angle varies from 0° to 65° throughout the year.

$$\beta = 34.783 - 1.4317\delta - 0.0081\delta^2 + 0.0002\delta^3 \quad (I-21)$$

Modèle Moghadam et al. [17] performed an optimization of solar flat collector inclination to determine monthly, seasonal, semi-annual and annual optimum tilt angles.

$$\beta = 0.917\phi \pm 0.321^\circ \quad (I-22)$$

1.7 Dispositif Photovoltaïque

1.7.1 Bref historique et principes de fonctionnement

L'effet photovoltaïque (PV) a été découvert pour la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel. On sait que, dans certaines conditions, le rayonnement solaire peut modifier le comportement électrique de certains matériaux, à l'origine d'un courant électrique. Depuis lors, les moyens efficaces de générer de l'énergie électrique à partir du rayonnement solaire ont été largement étudiés, elle est appelée « cellule photovoltaïque » (ou « cellule solaire ») le composant de base utilisé pour obtenir de l'électricité (voir figure I.12).

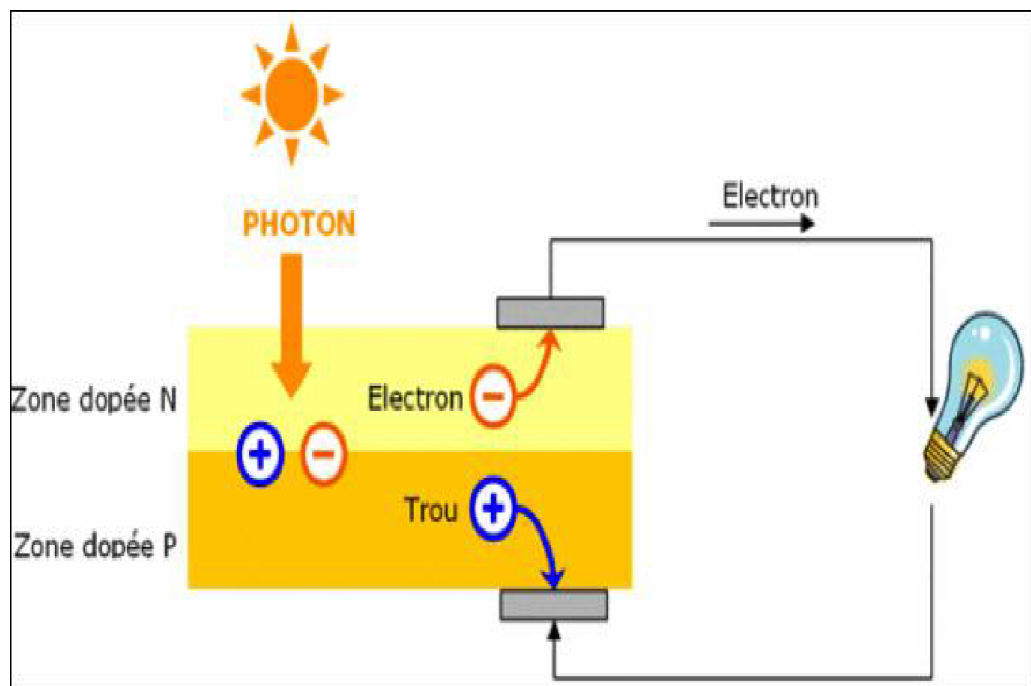


Figure I.1 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [12].

Le principe de fonctionnement des cellules solaires est l'effet photovoltaïque [13].

- L'union de deux matériaux semi-conducteurs, un type n et un autre type p, provoque une différence potentielle dans les proximités de cette union.

- Les photons transfèrent l'énergie du rayonnement solaire incident aux électrons du semi-conducteur, les libérant ainsi du réseau cristallin auquel ils étaient reliés.
- La différence de potentiel existante à l'intérieur de l'union provoque un flux arrangé de porteurs photo générée, générant une nette différence de potentiel dans la cellule.
- Au moyen des contacts existants dans la cellule, peut être assemblé un circuit extérieur où un courant électrique capable de fournir de l'énergie électrique utile circulera.

Après cette description, une cellule solaire définit comme un dispositif à semi-conducteur qui convertit le flux quantique de photons en énergie électrique en utilisant un effet photovoltaïque.

1.7.2 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

Les principaux avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque sont décrits ci-dessous [14] :

Avantage :

- Source d'énergie libre
- Énergie propre
- Ne cause pas d'impact négative sur environnemental
- Potentiel d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre
- Sans bruit
- Système fiable
- La haute disponibilité
- La génération peut être rapprochée du consommateur

Désavantage :

- Coût initial élevé
- Forte dépendance au développement technologique
- Conditions géographiques
- Puissance de sortie fortement affectée par les facteurs environnementaux

- Nécessite une zone d'installation relativement grande

1.7.3 Hiérarchie des générateurs photovoltaïques : cellules, modules, champs

Comme le montre sur la figure 1.2, la cellule PV est l'unité de base d'un système PV. La tension générée peut varier entre 0,3 V et 0,7 V en fonction du matériau utilisé, des conditions climatiques de fonctionnement et du vieillissement de la cellule. Les modules photovoltaïques sont réalisés par association, en série et / ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires. Un Champ photovoltaïque est constitué d'un groupe de plusieurs modules connectés électriquement selon une combinaison série-parallèle afin de générer le courant et la tension requis [15].

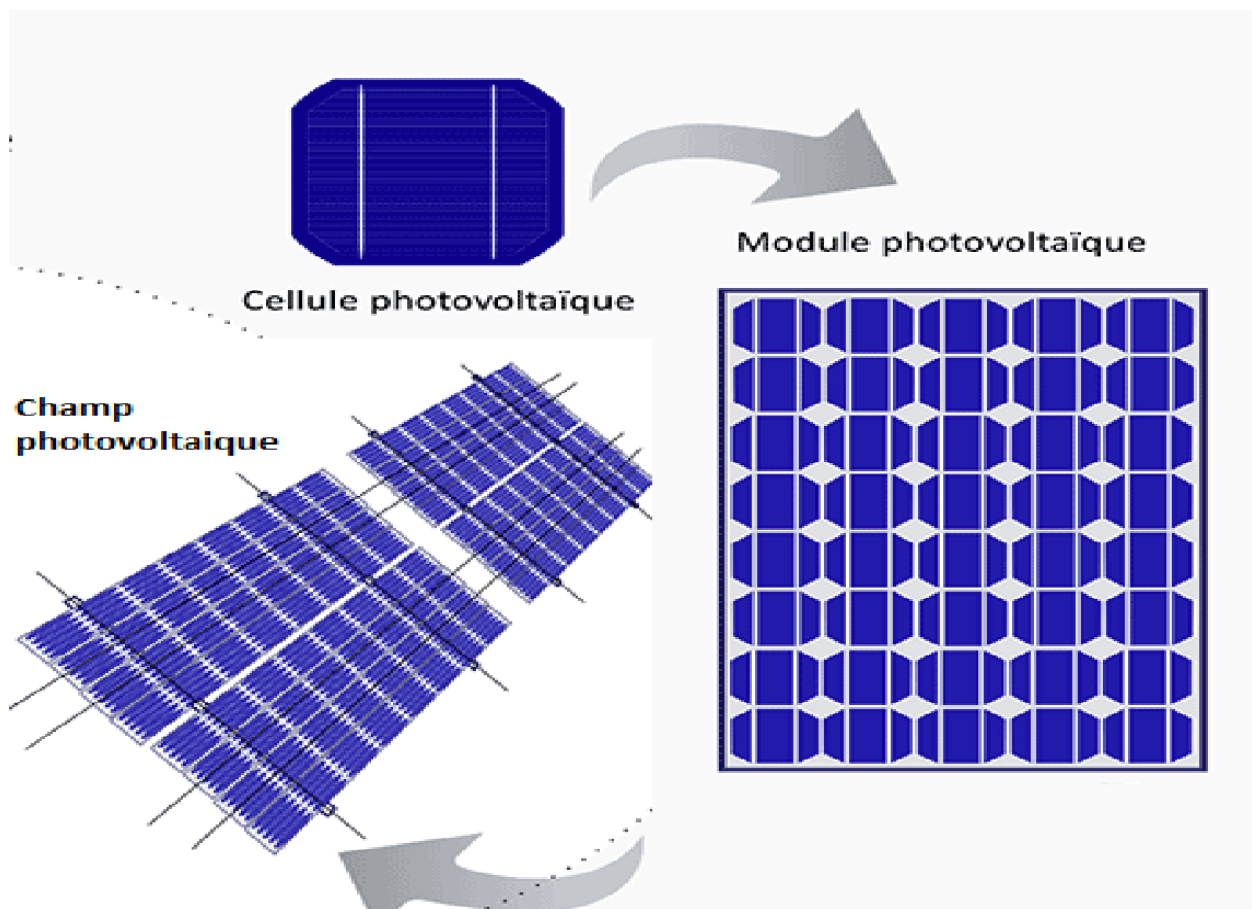


Figure I.2 Configuration physique d'un générateur photovoltaïque : cellule photovoltaïque, module et champ.[13]

1.7.4 Protection de générateur photovoltaïque

Lors de la conception d'un système photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie, en évitant notamment les pannes destructives liées à l'association des cellules et à leur fonctionnement en cas d'ombrage. À cette fin, deux types de protection sont classiquement utilisés dans les installations actuelles (Figure I.14) [15] :

- Les diodes anti-retour empêchant un courant négatif dans les générateurs photovoltaïques. Ce phénomène peut se produire lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle ou lorsqu'une charge de connexion directe peut passer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie pendant la nuit.
- Les diodes de by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairage n'est pas homogène, évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules faiblement éclairées. La conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, par la perte d'une partie de la puissance électrique et par la création de multi-pics (globale et locale)

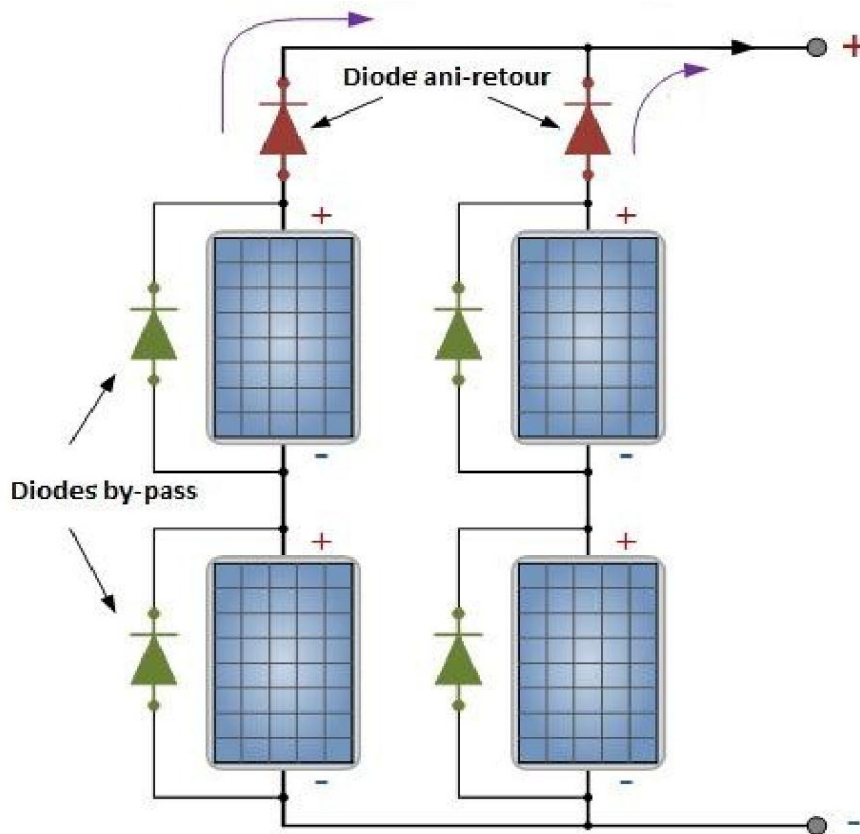


Figure I.3 Protection du générateur photovoltaïque [14]

1.7.5 Configuration de la structure des modules photovoltaïques

Les modules commerciaux peuvent avoir une taille et un nombre de cellules différents. Un module standard consiste principalement en composant suivant (Figure I.21) [16],[17] :

- Surface avant (capot avant) : la couche supérieure du module doit avoir un facteur de transmission de la lumière élevé afin de maximiser l'absorption de photons des cellules. Le matériau le plus couramment utilisé est le verre à faible teneur en fer,
- Traité thermiquement, avec une transmission de la lumière supérieure à 90% à des longueurs d'onde comprises entre 400 et 1 100 nm et une épaisseur d'environ 4 mm.

- Encapsulant : le matériau d'encapsulation est très important car il lie les cellules aux couches de protection avant et arrière. Il s'agit d'un plastique souple transparent (épaisseur de 0,5 à 0,7 mm) situé au-dessus et au-dessous de la chaîne de cellules. Différents types de matériaux polymères ont été utilisés comme agents d'encapsulation dans l'industrie photovoltaïque, tels que le silicone, l'éthylène acétate de vinyle (EVA), le polyvinylbutyral (PVB), le polyuréthane (TPU) et le polyoléfine thermoplastique (TPO). Mais EVA domine 80% du marché en raison de sa bonne résistance aux intempéries, de sa haute transparence optique, de sa facilité de traitement, de son faible module et de son faible coût.
- Cellule photovoltaïque : la cellule photovoltaïque est responsable de la production d'énergie électrique à partir de la lumière du soleil.
- Face arrière (couverture arrière) : la couche de support arrière (feuille arrière) protège le module des rayons UV, de l'humidité et des intempéries. Il est constitué d'un film composite (constitué d'une combinaison de couches telles que Tedlar-Polyester-Tedlar ou Tedlar). Tedlar en aluminium de 0,5 mm d'épaisseur, Tedlar est un film de polyfluorure de vinyle (PVF). Le verre peut également être utilisé comme couche de support.
- Cadres : les cadres du module PV sont principalement constitués de profilés en aluminium, qui maintiennent le stratifié sur le cadre. Les coins du cadre sont fixés par des vis en acier inoxydable ou des incrustations en dents de scie.

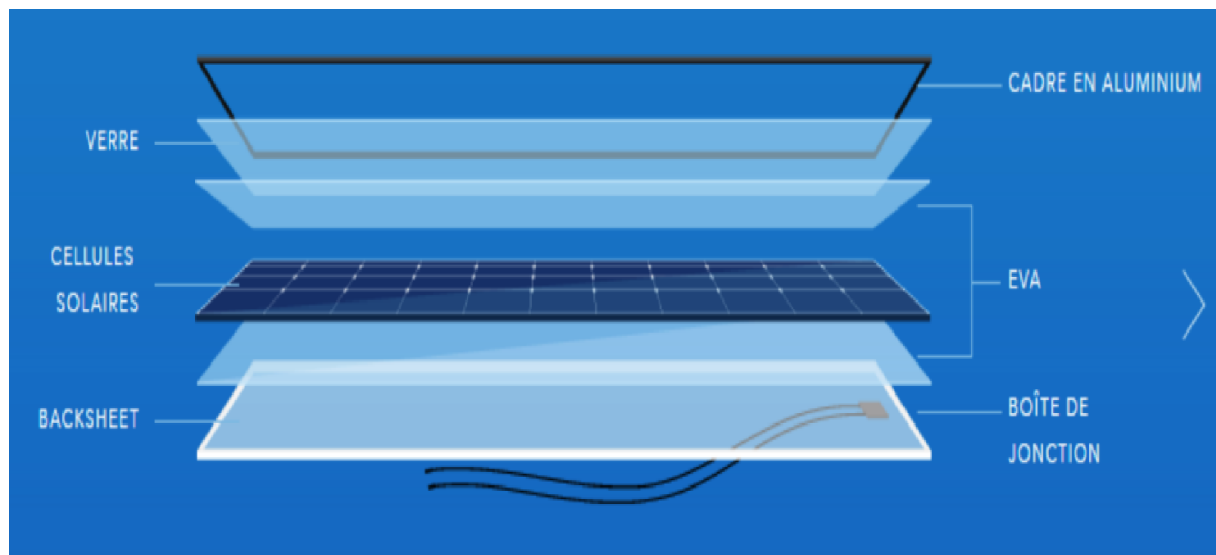


Figure [15] Structure de la différente couche d'un générateur photovoltaïque

1.8 Les différent Technologies des cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs familles de cellules photovoltaïques. Actuellement, les plus répandues sur le marché sont les cellules à silicium cristallin et à couche mince. Dans cette partie du chapitre, un aperçu des technologies solaires photovoltaïques est présenté ci-dessous :

I.8.1 Silicium cristallin

Cette génération de cellules repose sur des plaquettes de silicium cristallin. Ces plaquettes sont sciées en lingots de silicium. Ces lingots sont le résultat d'un processus de purification permettant d'obtenir un matériau contenant 99,999% de silicium. Les cellules cristallines sont subdivisées en 2 catégories : monocristallines (mono-Si) et poly-cristallines (Poly-Si) en fonction du type de structure. Ces deux types de cellules proviennent d'un processus de purification et de solidification différent (processus Czochralski (Cz) et processus Siemens). Les procédés de purification Cz et Siemens ont des structures d'approvisionnement différentes et sont généralement effectués par différentes industries. Les cellules monocristallines se distinguent par leurs coins brisés et leur apparence uniforme. Les cellules poly-cristallines, en revanche, ont un aspect plus irisé résultant de l'orientation des différents réseaux cristallins par rapport au plan de la section [18], [19]. Ces technologies se caractérisent par des rendements de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 15% à 20% (monocristallins) et de 13% à 16% (poly-cristallins), au niveau des modules commerciaux les plus largement utilisés [20], [21]. Des photographies des cellules poly-cristallines et monocristallines sont présentées sur les figures I.16.



Figure I[16].Mono-cristalline module (gauche) poly-crystalline module (droite) (URERMS Adrar).

I.8.2 Couche mince

Cette génération de cellules est basée sur le dépôt de matériaux semi-conducteurs à film mince. Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que le PE-CVD (dépôt chimique en phase vapeur amélioré par plasma) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres et quelques dizaines de micromètres. Ces technologies initialement coûteuses étaient réservées aux applications spatiales (en raison de leur poids inférieur au pic de puissance par watt) et aux technologies de concentration. Avec l'augmentation des volumes de production, le coût de ces technologies a décliné pour devenir compétitif par rapport aux technologies cristallines de première génération. Parmi les technologies à couches minces exploitées industriellement, on distingue :

- Silicium amorphe (a-Si) : 5 à 7% [17, 18] (voir la figure I.17)
- Tellure de cadmium (CdTe) : > 15% [19] (voir Figure I.18)
- Sélénure de cuivre-indium (CIS) et disélénure de cuivre-indium gallium (CIGS) : 7-16% [20] (voir la figure I.19)



Figure I. Module de silicium amorphe (a-Si) [17].



Figure I Tellure de cadmium (CdTe) [18].

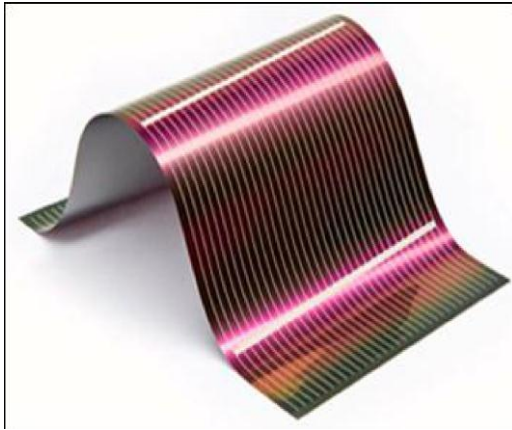


Figure I Diséléniure de cuivre-indium gallium (CIGS) [19].

I.8.3 Organique

De nouvelles cellules sont en cours de développement en laboratoire, les cellules organiques sont en phase de recherche et ont actuellement des rendements relativement faibles, avec un rendement de conversion supérieur à 3,6%, les cellules photovoltaïques organiques (voir figure I.20) bénéficient du faible coût des semi-conducteurs organiques et des simplifications potentielles dans la fabrication. Processus. Il existe deux types principaux [22],[23] :

- Cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- Cellules photovoltaïques organiques à base de polymères appelées aussi cellules solaires en plastique

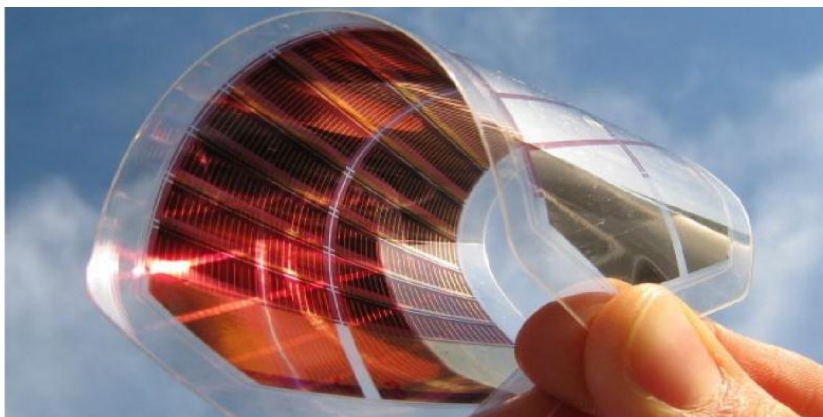


Figure I Exemple d'une cellule organique [20].

I.9 Performance et caractérisation des générateurs photovoltaïques

I.9 .1 (I-V, P-V) caractéristiques et paramètres de performance

Le dispositif photovoltaïque (cellule ou module) est caractérisé par les courbes I-V et P-V. Les paramètres électriques clés décrivant ces courbes (voir figure 21) sont donnés ci-dessous:

- PMP ou P_{max} : Point de puissance maximale correspondant aux caractéristiques I-V et P-V auxquelles l'appareil solaire fonctionne à la puissance maximale.
- VMP ou V_{max} : tension d'alimentation maximale qui correspond à la tension en MP
- IMP ou I_{max} : courant de puissance maximum correspondant au courant en MP
- Courant de court-circuit (I_{cc}) : courant à tension de sortie nulle.
- Tension de circuit ouvert (V_{co}) : la tension à zéro courant de sortie

A partir de ces paramètres, le facteur de remplissage (FF) et le rendement de conversion (η) peuvent être obtenus. Le facteur de remplissage (FF) est un rapport entre la puissance Maximale (PMP) et le produit du courant de court-circuit (I_{cc}) et du courant de circuit ouvert (V_{co}) [24].

Cette expression est donnée comme suit :

Le rendement de conversion est défini comme le rapport de la puissance de sortie générée par le dispositif solaire sur la puissance absorbée, qui est le produit du rayonnement solaire (G) en (W / m^2) et de la surface (A) du dispositif PV [25], comme dans l'équation FIGURE (I .21) :

Tous les paramètres cités, tels que la puissance maximale (P_{max}), la tension maximale (V_{max}), le courant maximal (I_{max}), le courant de court-circuit (I_{cc}), le courant de circuit ouvert (V_{co}), le facteur de remplissage (FF) et le rendement de conversion (η) appelé aussi paramètres de performance .

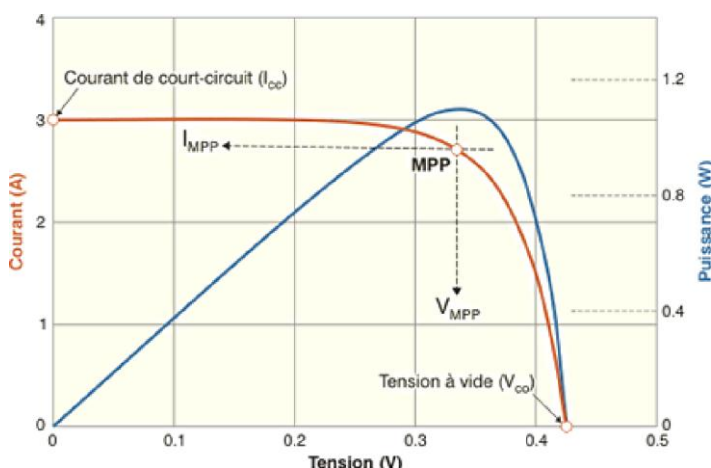


Figure I [21] Caractéristiques I-V et P-V avec les paramètres électriques .

I.9 .2 Evaluation de la performance du dispositif photovoltaïque

Les caractéristiques nominales (référence) du module photovoltaïque et de la cellule sont fournies dans des conditions de test standard afin de comparer les cellules solaires et les modules sur une base identique, un ensemble de conditions de test standard (STC) a été défini conformément à la norme CEI 60904 comme suit:

- Eclairement énergétique solaire de 1000 W/m^2
- Température de module de 25°C
- Spectre lumineux défini (distribution spectrale de l'éclairement de référence solaire selon CEI 60904-3 avec une masse d'air $AM = 1,5$)

Où L'éclairement énergétique est un terme radiométrique qui quantifie la puissance d'un rayonnement électromagnétique frappant par unité de surface perpendiculaire à sa direction. C'est la densité surfacique du flux énergétique arrivant au point considéré de la surface.

Les fabricants de panneaux photovoltaïques d'informations générales sur les fabricants de panneaux photovoltaïques I-V dans les conditions de test standard (STC) dans la fiche technique.

1.9.2 Band d'essai de caractérisation de photovoltaïque

Procédure sur banc d'essai

1. **Mesure des courbes I-V et P-V** : Utilisation d'une résistance variable pour tracer la courbe caractéristique sous différentes irradiances et températures.
2. **Mesure de l'irradiation** : Pyranomètre pour garantir les conditions STC.
3. **Mesure de température** : Thermocouple ou sonde Pt100 sur la face arrière du module.
4. **Analyse du rendement** : Calcul du rendement réel en fonction de la surface et de la puissance délivrée.
5. **Test de robustesse** : Exposition à différentes températures et conditions environnementales pour valider la durabilité.

Remarque importante

Les valeurs mesurées sur banc d'essai peuvent différer des valeurs nominales, car les conditions réelles (température, ensoleillement, poussière) influencent la performance du panneau.

Un bon d'essai de caractérisation d'un panneau PV doit inclure la mesure de la puissance maximale, des tensions et courants caractéristiques (V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp}), du rendement, ainsi que l'analyse des aspects physiques et de la robustesse du module dans des conditions contrôlées et reproductible

1.10 Les différents types de systèmes photovoltaïques

1.10 .1 Système PV autonome sans stockage électro chimique

Un système photovoltaïque autonome sans stockage électrochimique fonctionne en alimentant directement la pompe avec les panneaux solaires pendant la journée. La pompe fonctionne uniquement quand il y a du soleil, et s'arrête la nuit ou par temps couvert. Ce système est simple, économique et fiable, car il évite le

coût et l'entretien des batteries. L'eau est stockée dans des réservoirs pour être utilisée quand la pompe ne fonctionne pas. Il est particulièrement adapté aux régions très ensoleillées comme les zones désertiques

I.10 .2 Système PV autonome avec stockage électro chimique

Les systèmes photovoltaïques autonomes (voir figure I.23) sont conçus pour fonctionner indépendamment du réseau de distribution d'électricité et sont généralement conçus et dimensionnés pour fournir certaines charges électriques continues et / ou alternatives. Ces types de systèmes peuvent être alimentés uniquement par un générateur photovoltaïque ou peuvent utiliser l'énergie éolienne, un groupe électrogène ou les services publics comme source d'alimentation auxiliaire dans ce que l'on appelle un système hybride photovoltaïque. Le type le plus simple de système photovoltaïque autonome est un système à couplage direct, dans lequel la sortie CC d'un module ou groupe photovoltaïque est directement connectée à une charge CC. Comme il n'y a pas de stockage d'énergie électrique (batteries) dans les systèmes à couplage direct, la charge ne fonctionne que pendant les heures d'ensoleillement, ce qui rend ces conceptions adaptées aux applications courantes telles que les ventilateurs, les pompes à eau et les petites pompes de circulation pour les systèmes de chauffage solaire de l'eau. L'adaptation de l'impédance de la charge électrique à la puissance de sortie maximale du générateur photovoltaïque est un élément essentiel de la conception d'un système à couplage direct performant. Pour certaines charges telles que les pompes à eau à déplacement positif ; un type de convertisseur électronique CC-CC, appelé suivi de la puissance maximale (MPPT), est utilisé entre le champ et la charge pour aider à mieux utiliser la puissance maximale disponible de générateur.

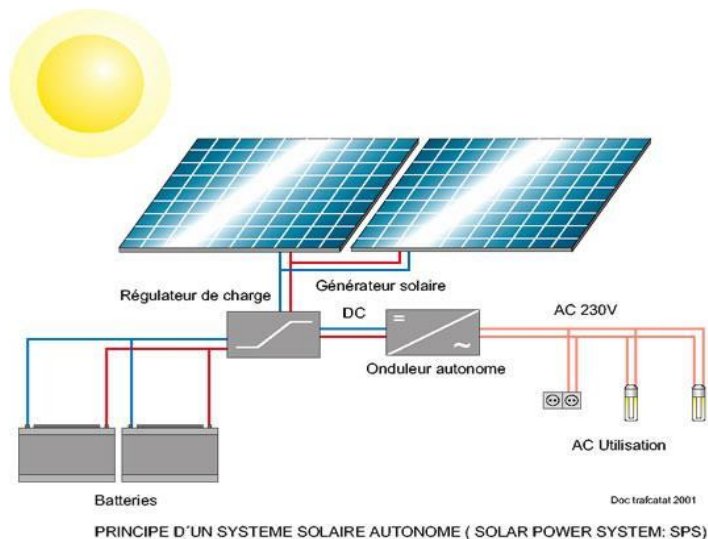


Figure [23] Système PV autonome

I.10 .3 Système PV connecté directement au réseau électrique

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont composés de générateurs photovoltaïques connectés au réseau via une unité de conditionnement d'énergie et sont conçus pour fonctionner en parallèle

avec le réseau de distribution d'électricité, comme illustré à la Figure [I.24] L'unité de conditionnement de puissance peut inclure le MPPT, l'onduleur, l'interface de réseau ainsi que le système de contrôle nécessaire à l'efficacité du système. Le composant principal de ces systèmes est l'onduleur DC-AC ou aussi appelé l'unité de conditionnement d'alimentation (PCU). L'onduleur est la clé du bon fonctionnement du système, mais il est aussi le matériel le plus complexe. Les exigences de l'onduleur incluent un fonctionnement dans une large gamme de tensions et de courants et une tension et une fréquence de sortie régulées, tout en fournissant un courant alternatif de bonne qualité incluant une faible distorsion harmonique totale et un facteur de puissance élevé

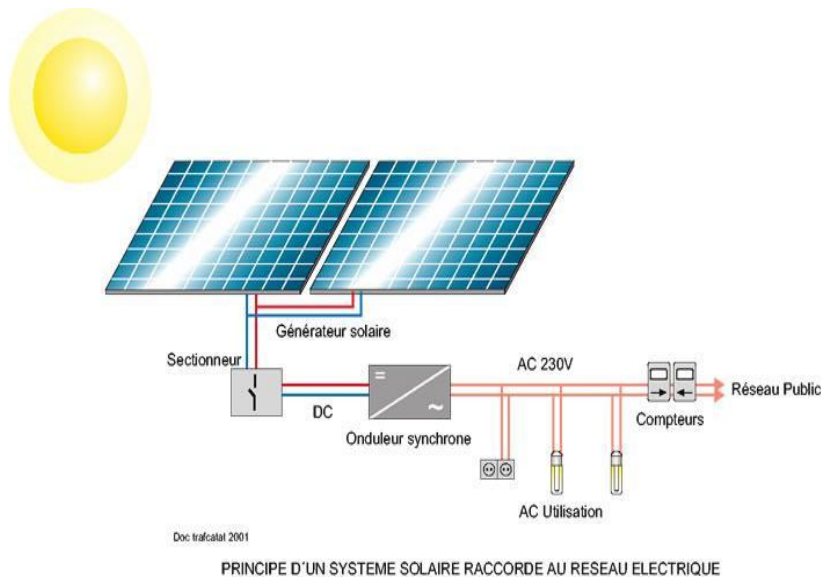


Figure I[24] Système PV connecté au réseau électrique.

I.10 .4 Système PV hybride

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources Supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PY sont souvent combinés avec une Éolienne ou à une génératrice à combustible. De tels systèmes ont habituellement des Accumulateurs de stockage d'énergie, comme illustré dans la figure[I-25].

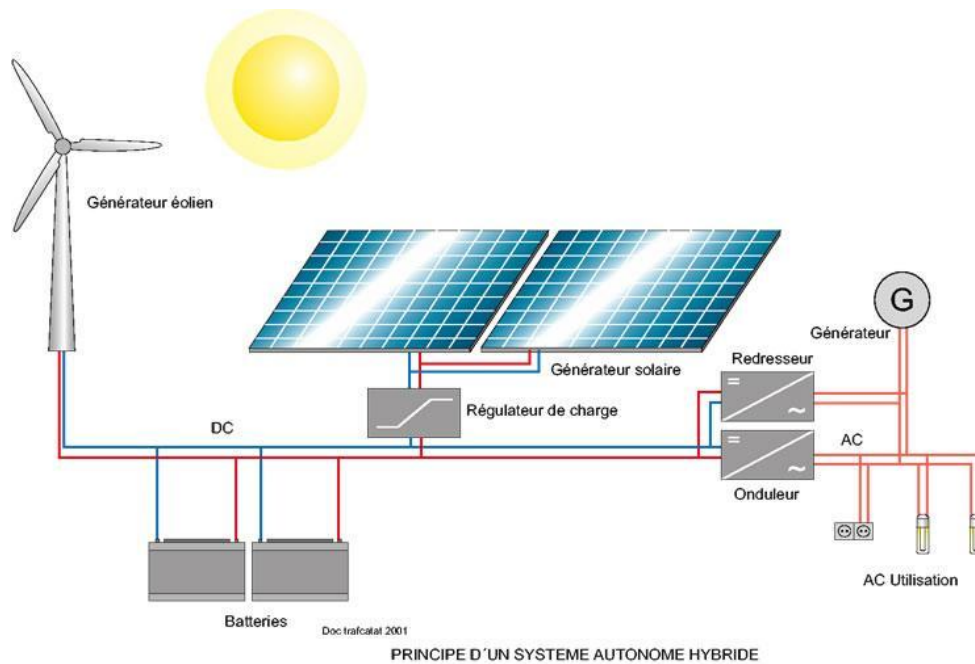


Figure [25] Système PV HYBRIDE

I.11 Conclusion

_ Dans Ce chapitre a permis de poser les bases théoriques nécessaires à la compréhension du gisement solaire. Nous avons d'abord exploré le potentiel exceptionnel de l'Algérie en matière d'ensoleillement, à travers une analyse géographique, climatique et énergétique. Ensuite, nous avons présenté les différents outils de mesure du rayonnement solaire — tels que le pyranomètre, le pyréliomètre, ou encore les stations météorologiques — ainsi que les méthodes de validation et les unités physiques associées.

La seconde partie du chapitre a été consacrée aux principes fondamentaux du calcul solaire, incluant la position du soleil dans le ciel en fonction du temps, de la latitude et de l'inclinaison de la surface. Nous avons exposé les grandeurs géométriques essentielles (angle horaire, azimut, hauteur solaire, etc.) et les formules mathématiques permettant de modéliser le comportement du rayonnement au cours de la journée et de l'année.

Ces éléments constituent une base solide pour la suite de ce mémoire, notamment pour le dimensionnement, la modélisation et l'optimisation des systèmes photovoltaïques.

CHAPITRE II

LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

1.1 Introduction

Dans nos jours, la demande d'eau est de plus en plus très importante, en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile voir pratiquement impossible. Ce phénomène a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque **autonome**, **fiable** et **à bon rendement**, constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier, dans les régions désertiques. En effet, un système photovoltaïque devient intéressant lorsqu'il est **facile à installer**, avec **une autonomie acceptable** et une **excellente fiabilité** de service.

Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes.

1.2 Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles : Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).

La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau [26].

1.2.1 Pompage « au fil du soleil »

Comme on va le constater, la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries pour stocker de l'énergie d'abord. En effet, dans cette première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol pour qu'elle soit, au besoin ensuite, distribuée par gravité. Il faut bien signaler ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. En plus, il ne requiert pas un entretien complexe et peut être réparé localement. La capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles.

1.2.2 *Pompage avec batteries*

La méthode de pompage d'eau en utilisant l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements (système présente l'avantage d'un débit régulier, la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent). L'énergie emmagasinée pour être utilisée aussi pour d'autres besoins ultérieures. L'inconvénient majeur, voire handicapant, de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influent négativement sur la fiabilité et le coût global du système. En effet, les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent, en outre, un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

1.3 Les composants d'un système de pompage PV

Un système de pompage solaire est généralement constitué de [27]:

- le générateur photovoltaïque,
- le groupe électropompe,
- l'électronique de commande et de contrôle,
- la partie stockage,

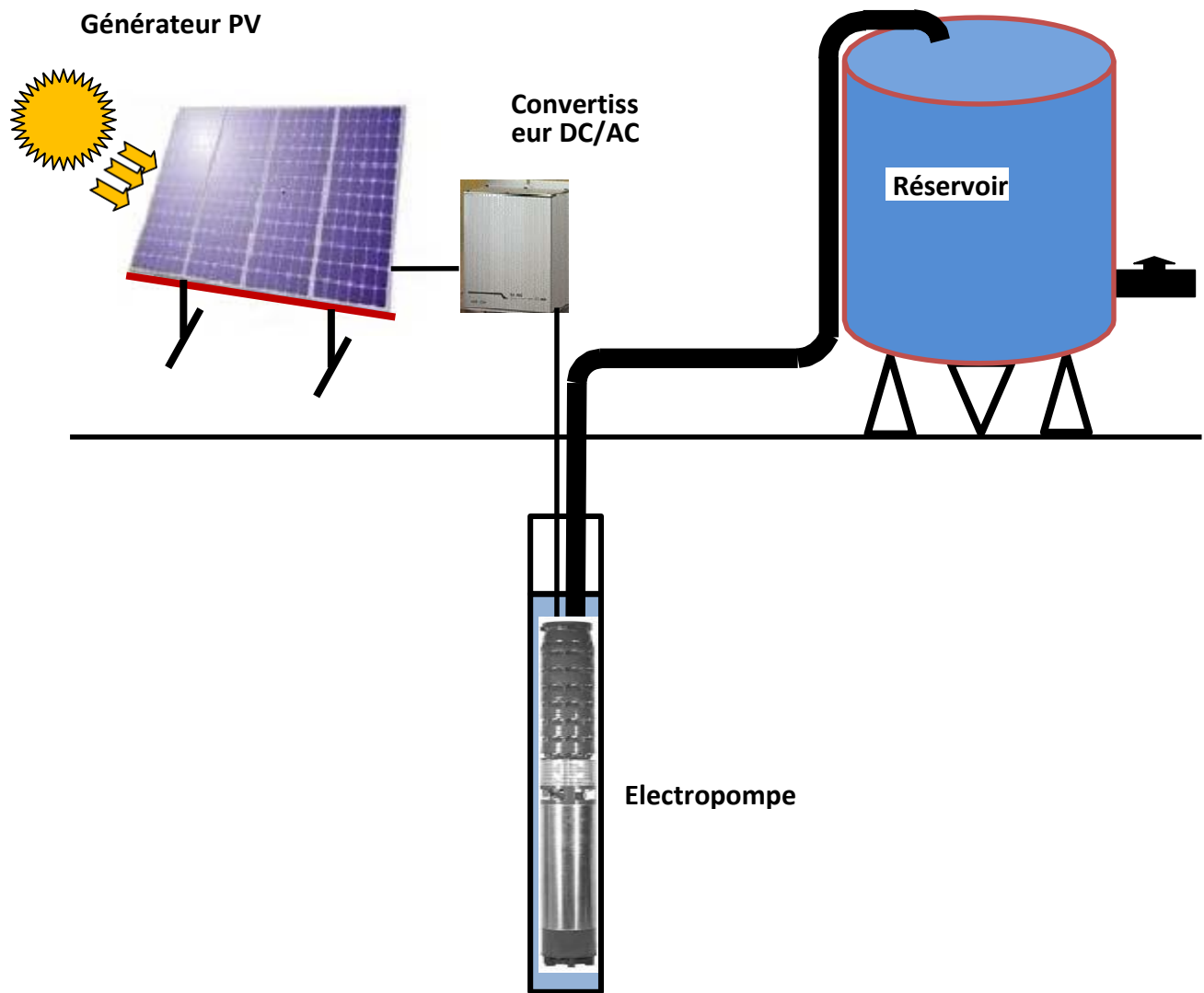


Figure 2.2: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV

1.3.1 *Le générateur photovoltaïque*

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Dans certaines applications, il est possible d'utiliser un ou plusieurs modules de quelques dizaines de cellules. Pour des utilisations plus importantes, les générateurs PV sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines).

La courbe de fonctionnement I-V d'une association série-parallèle de modules solaires aura une évolution de fonctionnement semblable à la courbe de la cellule de base, mais en modifiant les échelles sur les deux axes. Les performances d'un générateur PV sont déterminées à partir de ces courbes.

$$I = N \cdot I \quad \text{---} \quad N \cdot I \quad \frac{Ns \cdot V + \underline{I} \cdot Ns \cdot Rs}{Ns \cdot V + \underline{I} \cdot Ns \cdot Rs} \quad \frac{Np}{Np} \quad [exp(\frac{Np}{Np}) - 1] \quad \text{---} \quad (2.3)$$

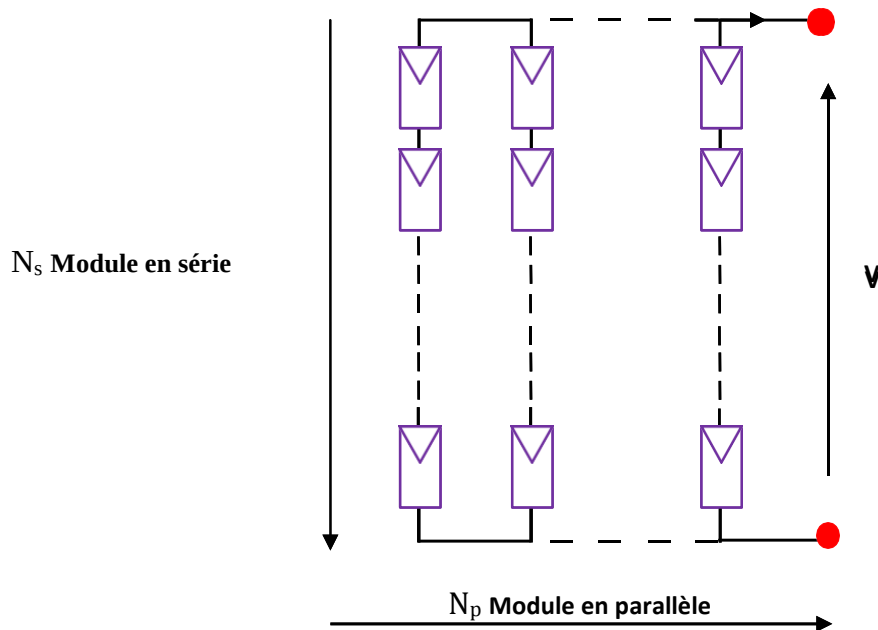


Figure 2.3 : Groupement de N_s module en série et N_p en parallèle

1.3.2 Le groupe électropompe

1) Les pompes

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [27].

La pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.

Caractéristiques d'une pompe centrifuge

- Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage
- La pompe tourne par très faibles ensoleillement, le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante
- Utiliser pour des débits importants.

La pompe volumétrique : La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse.

Le principal intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions. Mais elles ne conviennent que pour des débits faibles, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau des cultures.

Caractéristiques d'une pompe volumétrique : Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la H_{MT} (3 à 5 fois le couple nominale). La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau inférieure à $5[m^3/h]$.

On utilise les **MOTO POMPE de SURFACE pour des hauteurs inférieur a 7 ET MOTO POMPE IMERGIE supérieur a 7**

2) Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courants continu et alternatif [29].

Moteur à courant continu avec balais: les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique (Figure 2.4). L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. , il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts.

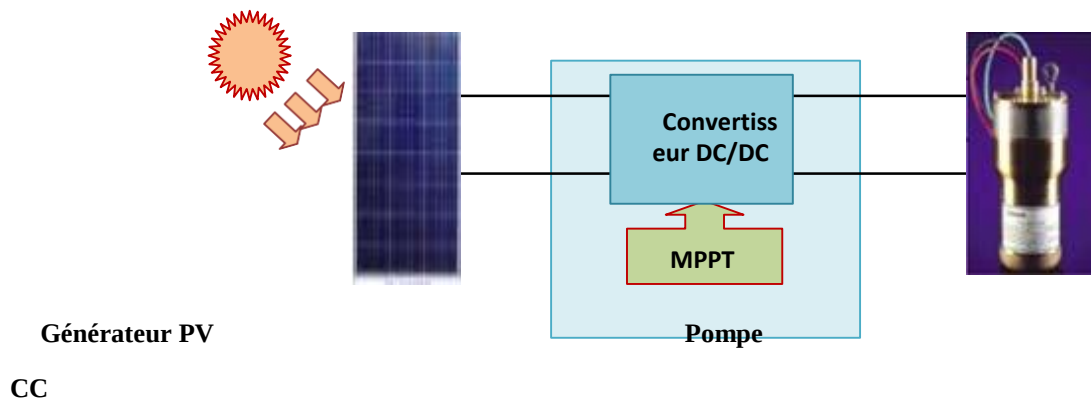


Figure 2.4 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC

Moteur à courant continu, sans balais (Brushless) : Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs à courant alternatif : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances.

Moteur à courant alternatif : Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV voir figure 3.5.

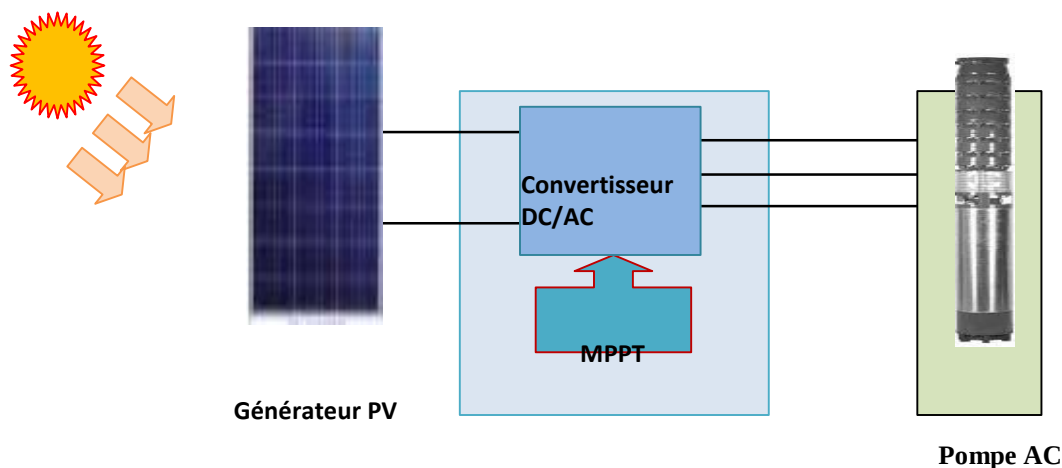


Figure 2.5 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC

1.3.3 *L'électronique de commande et de contrôle*

☐ Le convertisseur DC/DC (hacheur) :

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure 3.4. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

☐ Le convertisseur DC/AC (onduleur) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe. L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux PWM commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsque il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

1.3.4 *La partie stockage*

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons: stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux et fragiles. Aussi, le système de stockage avec batterie génère un coût additionnel, des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage. De plus, le rendement énergétique est meilleur quand il n'y a pas d'accumulateurs. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours.

Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

NB Le STOKAGE D'EAU est toujours conçu en surélevé c'est pour assurer l'irrigation par gravitation

1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, deux techniques de pompage PV ont été présentées : pompage au fil de soleil et pompage avec batterie. Nous avons montré l'intérêt du pompage dit « au fil du soleil ». Nous avons également pu conclure que les systèmes de pompage photovoltaïque les plus courants, selon l'état de l'art actuel, sont constitués d'une pompe centrifuge mue par un moteur à induction triphasé. Le moteur est alimenté par un générateur photovoltaïque sans batteries, via un onduleur triphasé à fréquence variable conçu spécifiquement pour cette application.

CHAPITRE 3 :
ETUDE DE FAISBALITE ET LE
DIMENSIONNNEMENT
D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV

III.1 INTRODUCTION :

pour fournir une méthodologie étape par étape pour passer de l'expression du besoin en eau des cultures à irriguée et la détermination des caractéristiques du puits et donc à la détermination de la puissance hydraulique au choix chiffré de chaque composant (pompe, générateur PV, conduite, réservoir) en tenant compte des contraintes hydrauliques, énergétiques et socio-économiques propres aux zones rurales sahariennes.

III .2 DONNÉES DE BASE

Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants. Ce chapitre donne une définition des données utilisées en pompage en général et explique les particularités du pompage photo- voltaïque.

III .2.1 Débit

Le débit (**Q**) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) ou gallons par heure (gph). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m³ par jour.

III .2.2 Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (**HMT**) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$HMT = H_g + P_c$$

où

H_g = hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (**H_r+N_d**). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, H_g sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

P_c = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (**D**), de leur diamètre (**dc**) et du débit de la pompe (**Q**) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale (voir section sur le dimensionnement de la conduite d'eau).[30]

III .2.3 Niveau statique et dynamique

Niveau statique

Le niveau statique (**Ns**) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

Niveau dynamique

Le niveau dynamique (**Nd**) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement. **Rm** est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

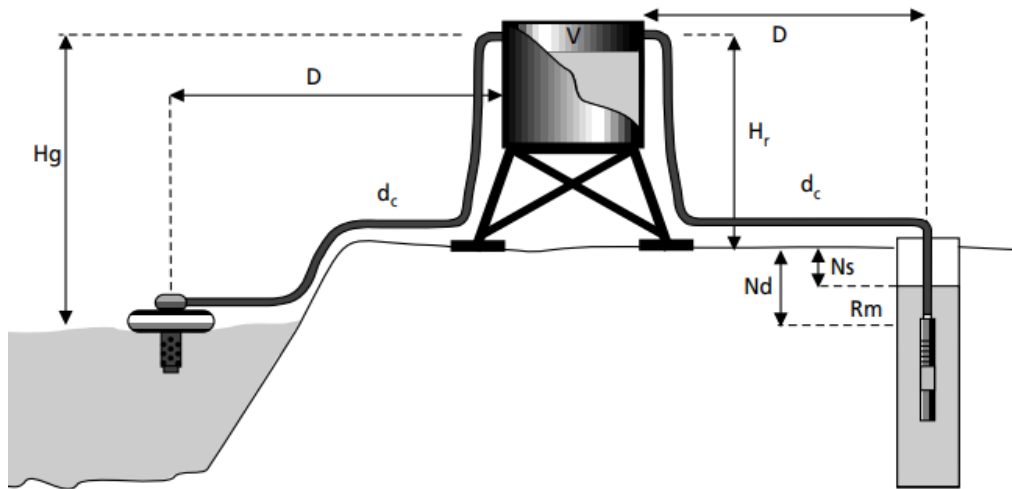


Figure 3.1 Données de base d'une pompe[31]

III .2.4 Calcul de l'énergie quotidienne requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de HMT requises et est exprimée en watt-heure. Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (C_H) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

Énergie requise pour la pompe :

$$E_{elec} = \frac{\text{Constante hydraulique} \times \text{le débit journalier} \times \text{la HMT}}{\text{Rendement du groupe motopompe}}$$

$$E_{elec} = \frac{C_H \cdot Q \text{ (m}^3\text{/j)} \cdot \text{HMT (m)}}{R_p}$$

où

E_{elec} est habituellement exprimé en kWh

$$C_H = g \cdot \varnothing = \frac{9,81 \text{ (m} \cdot \text{s}^{-2}) \cdot 10^3 \text{ (kg/m}^3\text{)}}{3\,600 \text{ (s/h)}} = 2,725 \frac{\text{kg} \cdot \text{s} \cdot \text{h}}{\text{m}^2}$$

où

g = constante de la gravité (9,81 m/s²)

$\varnothing$ = la densité de l'eau (1000 kg/m³)

R_p = en général le rendement des groupes motopompes est de 30 % à 45 %, selon le type de pompe et de moteur.

[32]

III .3 ANALYSE DES BESOINS ET DES CONDITIONS D'EXPLOITATION

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer la puissance et le type de pompe choisie pour la situation donnée. Ce chapitre permet d'estimer de manière pratique les paramètres qui définiront le système de pompage. Tous les manufacturiers ont leur propre méthode pour bien dimensionner leurs produits. Nous nous bornerons ici à fournir une méthode générale qui permettra de dimensionner approximativement les éléments d'une pompe afin de donner un ordre de grandeur de ces éléments et de comparer les coûts.

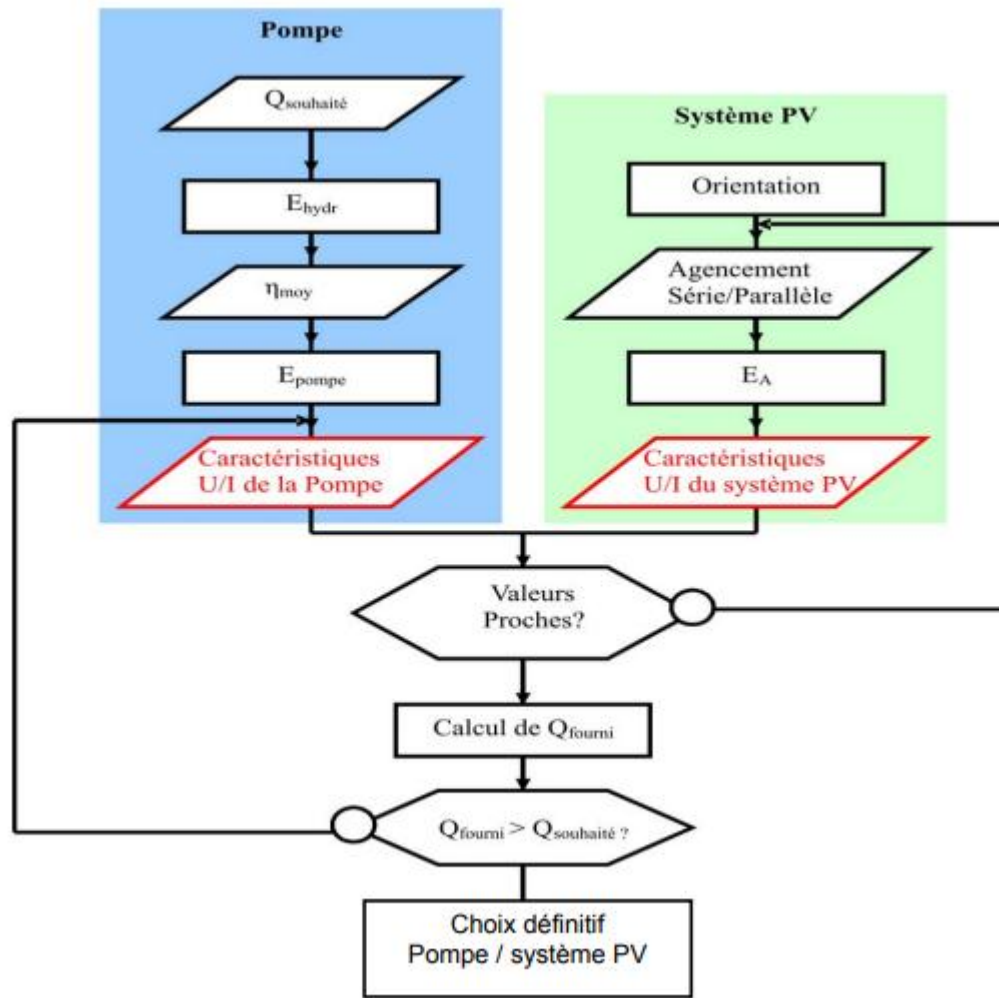


Figure 3.2 organigramme pour choisir pompe et système PV

III .3.1 Paramètres techniques essentiels

Il y a trois paramètres techniques qui délimitent l'évaluation d'une pompe solaire. Afin d'obtenir l'évaluation la plus exacte possible, il est essentiel que ces trois paramètres soient estimés le plus précisément possible. Ces trois paramètres sont:

- la quantité d'eau requise par jour,
- la disponibilité de l'eau,
- la ressource solaire.

La ressource solaire peut être estimée assez facilement avec un faible degré d'erreur. Nous avons vu au chapitre 1 comment estimer l'énergie disponible.

Par contre, l'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont parfois difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année. Les facteurs comme l'accroissement d'une population dans un village et un niveau dynamique variable du puits ou du forage, selon le débit et les saisons, compliquent ce qui au premier abord peut paraître simple.

III .3.2 Estimation des besoins en eau

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur.

Tableau 3.1 Besoins en eau [33]

Humains	
5 l/jour	Survie
10 l/jour	Minimum admissible
30 l/jour	Conditions de vie normales en Afrique
Animaux	
Bœuf	40 l/jour
Mouton, chèvre	5 l/jour
Cheval	40 l/jour
Âne	20 l/jour
Chameau	20 l/jour (réserve de 8 jours)
Irrigation	
Cultures à l'échelle du village	60 m ³ /jour/ha Riz 100 m ³ /jour/ha
Graines	45 m ³ /jour/ha
Canne à sucre	65 m ³ /jour/ha
Coton	55 m ³ /jour/ha

D'où l'existence de trois normes pour le calcul des besoins en eau :

1. la norme relative à la quantité minimale pour la survie ;
2. l'objectif actuel des organismes de financement : 20 l/jour/personne qui n'inclut pas le bétail et le maraîchage;
3. la quantité minimale nécessaire au développement économique de 50 l/jour/personne, incluant:
 - 20 l/jour/personne: pour les besoins personnels,
 - 20 l/jour/personne: 0,5 tête de bétail par personne,
 - 10 l/jour/personne: 2 m² de maraîchage par personne.

Les normes 2 et 3 sont souvent sélectionnées comme « hypothèse de base» et « hypothèse d'amont» dans l'estimation des besoins en eau pour les programmes d'approvisionnement en eau des villages.[33]

III .3.3 Disponibilité de l'eau

Le concept de la quantité d'eau requise n'est parfois même pas valide parce qu'en plusieurs occasions le facteur limitant sera la capacité de production d'eau d'un puits ou d'un forage. Dans ce cas, le dimensionnement de la pompe solaire ne tiendra compte que de la disponibilité de l'eau et la justification pour l'installation de cette pompe devra prévoir que tous les utilisateurs potentiels ne pourront être desservis.

L'emplacement du système de pompage photovoltaïque sera déterminé par le lieu de la ressource aquifère et la géographie du village. Pour l'eau domestique, la ressource aquifère sera le puits ou le forage. Pour l'irrigation de petits périmètres maraîchers, la ressource aquifère sera préférablement une eau de surface (lac ou rivière) afin d'obtenir un débit élevé. Afin de minimiser les pertes de charge, le générateur solaire sera installé le plus près possible de la pompe, à un endroit à découvert, sans ombrage.

Afin de déterminer la disponibilité de l'eau dans un puits ou un forage, il faut obtenir ou mesurer le diamètre du puits ou du forage, son niveau statique et le niveau dynamique à plusieurs débits pendant une journée (8 heures). À partir d'informations sur la nappe aquifère concernée, il est possible d'estimer les conditions maximales de débit et de rabattement pour l'année. Il faut également obtenir ou mesurer la qualité de l'eau afin de déterminer si elle est apte aux besoins requis. [34]

III .3.4 Critères socio-économiques

On a vu dans les paragraphes précédents que le choix de la pompe solaire est défini par les besoins en eau, les caractéristiques du forage et les conditions d'ensoleillement. Néanmoins, pour la plupart des communautés, le coût de la pompe sera probablement le facteur le plus déterminant pour son choix. Une pompe solaire coûte cher car il faut payer en une fois l'eau qui sera utilisée pendant la durée de vie du système, soit une vingtaine d'années.

D'où la nécessité de tenir compte de la capacité financière et organisationnelle de la communauté pour laquelle la pompe est dimensionnée.

L'expérience de certains projets, notamment le Programme régional solaire (PRS) qui a permis l'installation de près de 700 pompes dans 9 pays de l'Afrique de l'Ouest, a montré que le choix définitif d'une pompe doit être fait en tenant compte de ses capacités. En effet, selon la taille de la pompe, certaines charges récurrentes pourront éventuellement amener une partie de la population à ne pas utiliser la pompe, car l'eau vendue serait trop chère. Ceci entraînerait alors une perte de revenu qui devra être compensée par une augmentation du coût de l'eau, rendant encore moins attrayante la pompe solaire. Un dimensionnement plus petit au départ aurait permis une certaine viabilité de la pompe.[35]

Nous allons aborder au chapitre 8 l'évaluation économique d'une pompe photovoltaïque et son aspect financier.

III .4 DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE

4.1 Méthode simplifiée de dimensionnement

Bien qu'il soit assez complexe de prédire le rendement précis d'une pompe solaire pour des conditions de fonctionnement variables, nous suggérons ici une méthode simplifiée qui permettra de dimensionner le système de pompage avec un degré de précision acceptable. Les trois facteurs les plus importants de cette approche devront être estimés soigneusement afin d'obtenir un dimensionnement satisfaisant. Ce sont les besoins en eau, les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe choisi sur la plage de fonctionnement du système.

Pour illustrer notre propos et diriger le lecteur dans les différentes étapes de dimensionnement, nous avons préparé les fiches de dimensionnement suivantes en utilisant l'exemple d'une pompe solaire installée dans un village près de Ouagadougou, au Burkina Faso. L'exemple utilise une pompe au fil du soleil et un groupe motopompe immergé à courant alternatif. Lorsque le système photovoltaïque utilise une batterie, le dimensionnement devra inclure, en plus, les étapes discutées au chapitre 3. Une copie des fiches de dimensionnement est présentée à l'annexe III.

4.2 Fiche de dimensionnement

Fiche de dimensionnement n° 1 – Estimation de la charge

- Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.
 - Débit: déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal. Noter que le forage doit être capable de remplir ces conditions d'exploitation;
 - HMT: mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.
- Arrêter la configuration du système (type de pompe, moteur, etc.).
- Choisir la tension nominale à la sortie du générateur.
- Choisir le genre de conditionnement de l'énergie électrique nécessaire et en estimer l'efficacité.
- Rajuster la charge aux fins d'optimisation de l'efficacité et la convertir en ampères-heure par jour.

Selon notre fiche de dimensionnement, pour un village de 50 familles, le débit journalier requis sera de 10 m³ par jour. La HMT de la station a été calculée à 43 mètres. La pompe sera utilisée dans les limites de hauteur recommandées et les tuyaux auront un diamètre suffisant pour minimiser les pertes dues à la friction.[36]

Fiche de dimensionnement n° 2 – Définition des conditions du site

- Recueillir les données sur le site.
- Recueillir les données sur l'ensoleillement mensuel moyen selon différentes inclinaisons du champ.
- Recueillir les données sur les moyennes mensuelles de température ambiante.

Fiche de dimensionnement n° 3 – Dimensionnement du champ[37]

- Choisir l'inclinaison du champ.
- Estimer l'ensoleillement minimal pendant la période de fonctionnement.
- Déterminer l'efficacité approximative du champ.
- Estimer la capacité, en watts-crête, que doit avoir le champ.
- Déterminer la configuration du champ, réajuster selon les spécifications des modules.

III.5 POINTS IMPORTANTS À CONSIDÉRER LORS DU CHOIX D'UNE POMPE SOLAIRE [37]

Les pompes solaires tirent habituellement l'eau d'un puits ou d'un forage avec un faible débit. Néanmoins, ce débit peut être plus important que la capacité de la nappe à se régénérer et le niveau d'eau dynamique de la nappe baissera. L'orifice de la pompe doit être suffisamment immergé afin d'être toujours sous l'eau. Pour protéger la pompe, il faut mettre un interrupteur de niveau d'eau qui stoppera la pompe si elle est au-dessus du niveau d'eau.

- Le niveau d'eau peut aussi varier selon les saisons et les années. Le degré de variation est difficile à prédire et dépend de certaines caractéristiques aquifères et du rythme de pompage. Chaque puits ou forage doit être testé avant d'installer la pompe afin de déterminer son niveau de tirage.
- Il est possible d'incorporer des batteries pour régulariser le débit sur une période de temps plus longue. Il est alors possible d'ajouter une pompe plus petite qui puisera l'eau en plus petite quantité, d'une manière plus adaptée au tirant d'eau.
- Afin d'augmenter le rendement de la pompe solaire fonctionnant au fil du soleil (c'est-à-dire sans batterie), il est possible d'ajouter un adaptateur d'impédance (*maximum power point tracking*). Cet adaptateur permettra à la pompe de fonctionner à son point de charge maximal en diminuant la tension et en augmentant l'intensité de sortie provenant du champ PV lors de faible ensoleillement.
- Le moteur d'une pompe solaire peut être un moteur à courant continu ou à courant alternatif. Les moteurs à courant continu se branchent directement sur le champ photovoltaïque et sont, en général, plus simples à utiliser que les moteurs à courant alternatif. Mais les pompes cc ont habituellement des balais de commutation qui doivent être changés périodiquement, ce qui n'est pas facile pour les pompes immergées.

Certains types de moteurs cc sont à commutation électronique et n'ont pas de balai. Les moteurs à courant alternatif requièrent l'emploi d'un onduleur pour leur fonctionnement photovoltaïque. Mais les moteurs ca ne requièrent pratiquement pas de maintenance et s'avèrent souvent plus efficaces que les moteurs cc.

III.6 DIMENSIONNEMENT DE LA CONDUITE D'EAU

Les pertes de charge occasionnées par la conduite d'eau entre la pompe et le réservoir peuvent être importantes si cette conduite est trop longue, trop étroite ou si plusieurs coudes sont utilisés. Afin de minimiser ces pertes, il faut installer le réservoir le plus près possible et le relier le plus directement à la pompe. La largeur de la conduite doit être dimensionnée afin que, pour le débit demandé, la perte de charge exprimée en hauteur dynamique soit petite (<5 %) comparée à la hauteur géométrique totale. Le graphique de la figure 3.3 permet de calculer la section de conduite appropriée pour différentes hauteurs en fonction du débit.

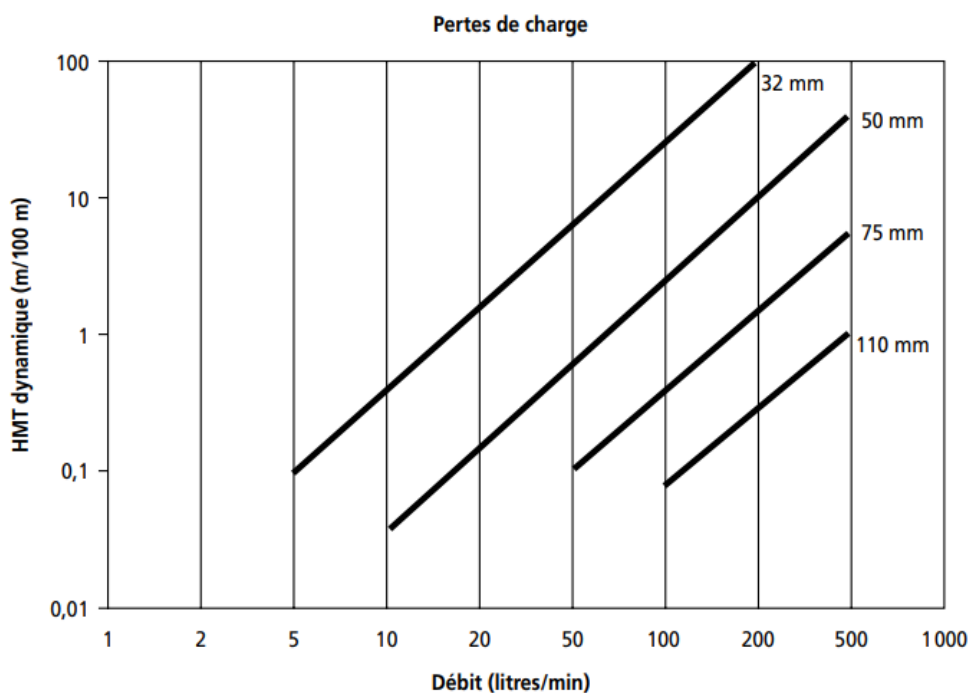


Figure 3.3 Perte de charge sur les conduites en fonction du débit

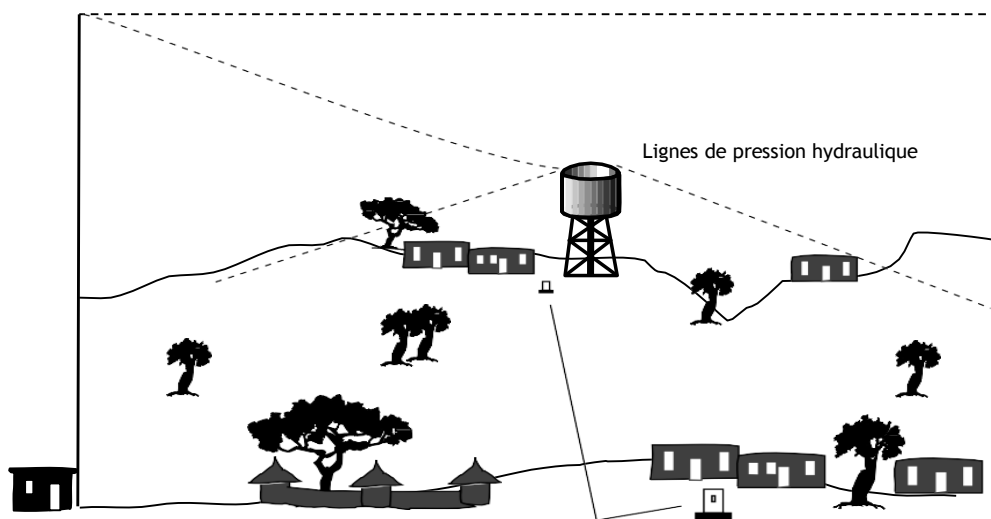


Figure 3.4 Emplacement d'un réservoir surélevé

III .8 Dimensionnement du réservoir

Souvent, le pompage au fil du soleil n'est pas adapté à la demande des usagers. Alors que l'énergie solaire est plus intense au milieu de la journée, les besoins en eau ne sont pas très élevés en cette période. Ainsi, la courbe de débit de l'eau pompée par l'énergie solaire ne coïncide pas avec celle de la demande en eau.

Pour cette raison, il est nécessaire de stocker l'eau dans un réservoir, de telle sorte qu'elle peut y être extraite au besoin. Son dimensionnement devra prendre en compte le fait qu'une partie de l'eau requise chaque jour devra être stockée durant la journée, au fur et à mesure que la pompe extrait l'eau. Le pompage avec batterie permet de faire fonctionner la pompe à la demande, mais l'utilisation d'un réservoir peut également s'avérer nécessaire si la pompe ou le forage sont trop petits pour répondre à une demande instantanée. On fera alors fonctionner la pompe plus longtemps en stockant l'eau dans un petit réservoir suffisamment grand pour absorber la demande maximale en eau de la journée.

Le dimensionnement du réservoir dépend également de la disponibilité de l'eau au cours des jours ou des saisons. Ainsi, en certaines régions, un ensoleillement très constant permet d'estimer un volume d'eau suffisant pour répondre à la demande journalière pour tous les jours et de dimensionner le réservoir pour un maximum d'une journée d'autonomie, parfois même moins. Le volume de stockage est souvent dimensionné entre 60 % et 100 % du volume moyen journalier de l'eau pompée. Par contre, en d'autres régions, la variation d'ensoleillement journalier oblige à choisir un réservoir suffisamment volumineux permettant de stocker l'eau pendant quelques jours afin de répondre à la demande en tout temps. Par ailleurs, la variation du niveau de la nappe phréatique en certaines saisons oblige à diminuer la vitesse d'extraction de l'eau, allant jusqu'à l'arrêt périodique de la pompe. Il est alors plus intéressant de pomper l'eau de façon constante durant toute la journée et de stocker l'eau pour répondre à la demande au besoin.

Le concepteur devra déterminer la dimension optimale du réservoir d'eau non seulement selon la durée anticipée de stockage pour pallier les variations journalières, mais aussi et surtout selon les besoins des utilisateurs et, bien sûr, selon le coût du système de stockage. Le dimensionnement du réservoir repose donc sur un certain nombre de facteurs qu'il faudra avoir évalués au préalable :

- lorsque la pompe est au fil du soleil, le réservoir doit pouvoir stocker l'eau nécessaire pour la journée, ou au moins pouvoir stocker l'eau fournie par la pompe lorsqu'elle n'est pas sollicitée ;
- le réservoir doit permettre une certaine autonomie durant les journées peu ensoleillées ;
- le réservoir peut permettre de tirer l'eau de façon constante afin de maximiser le débit du forage ou du puits, surtout en période sèche. Ce procédé s'applique particulièrement aux pompes avec batteries ;
- le réservoir doit être surélevé afin de desservir une clientèle éloignée, la dimension du réservoir devient alors critique au niveau coût.

Le réservoir le plus simple et le plus économique énergétiquement consiste en un réservoir peu

élevé du sol, près de la pompe. Les utilisateurs doivent alors s'approvisionner à un robinet placé près du réservoir.[38]

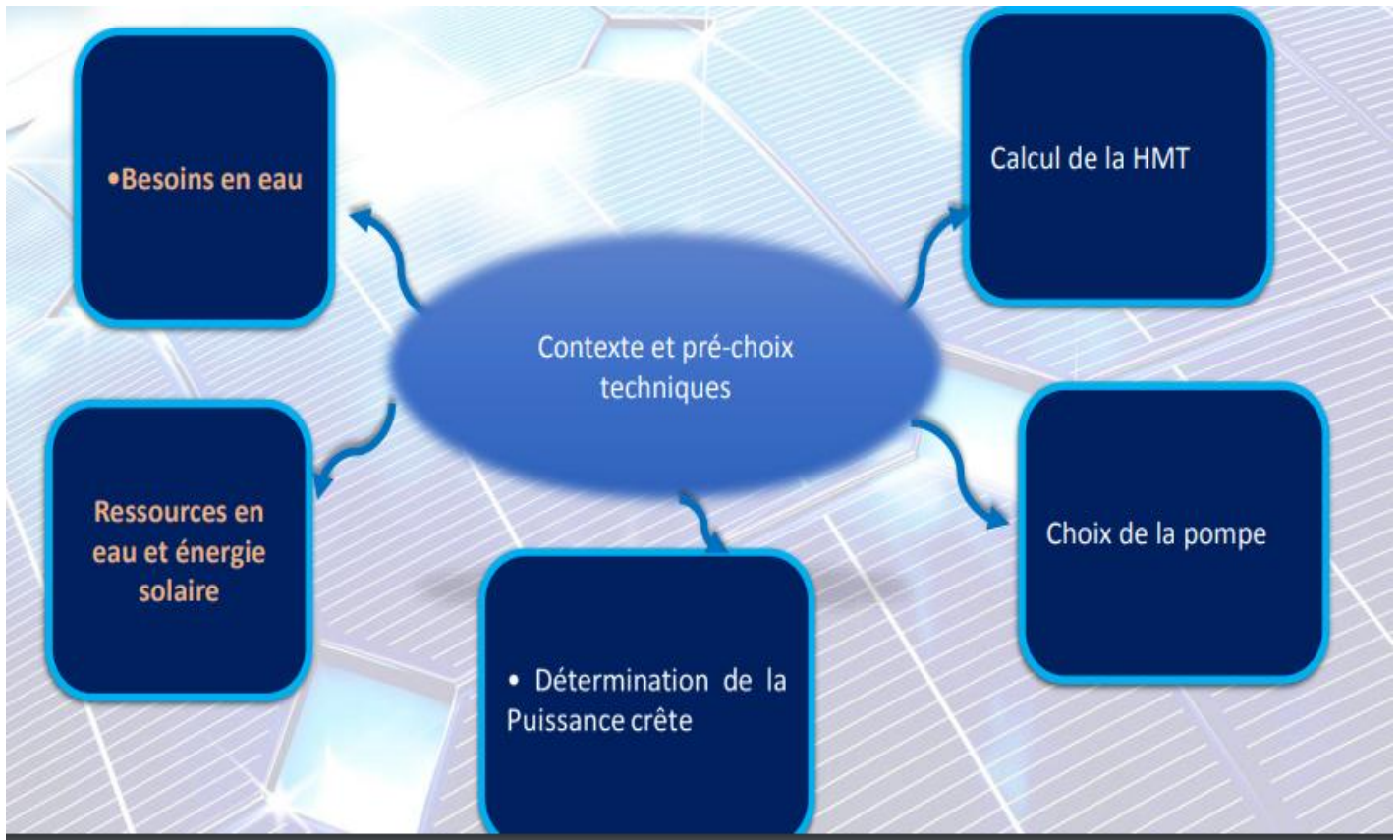


Figure 3.6 carte mentale contexte et pré-choix techniques

III .9 Synthèse Finale

En appliquant la méthode ci-dessus, le concepteur dispose d'un jeu de paramètres cohérents, vérifiés et argumentés pour justifier, devant le jury, la faisabilité technique et économique du système de pompage solaire choisi.

Chapitre VI :

Présentation d'un cas d'étude – Système de pompage photovoltaïque URERMS Adrar (milieu saharien)

VI.1 Contexte et objectifs

Le Sahara algérien présente un déficit hydrique chronique ; la mise en place de systèmes de pompage photovoltaïque (SPPV) permet d'exploiter de manière durable les ressources en eau souterraine pour l'agriculture et l'usage domestique.

La SEES MS DEPUIS CREE DEPUIS 1985 (STATION EXPERIMENTAL DES EQUIPEMENTS SOLAIRE EN MILIEU SAHARIEN) est une station reliée au CDER Alger chargée de l'expérimentation des projets et installations solaires photovoltaïques en milieu saharien et sous les conditions climatiques sahariennes les plus dures puis en 2003 devenue l'URERMS (Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien) d'Adrar

Depuis 2010, ÉQUIPE POMPAGE PV au sein de URERMS développe une installation pilote de 4,575 kWc destinée à :

- démontrer la faisabilité technico-économique du pompage PV en conditions sahariennes ;
- servir de plate-forme expérimentale et didactique pour la caractérisation de n'importe quelle configuration SPPV ;
- constituer une base de données expérimentales nécessaires à la modélisation et à l'optimisation de ces systèmes.

VI.2 Description du site saharien

Le site se situe à proximité immédiate de l'URERMS dans la wilaya d'Adrar (27°52' N, 0°17' O). Le climat hyper-aride se caractérise par :

- un ensoleillement annuel supérieur à 3 500 h ;
- une irradiation globale horizontale moyenne dépassant 2 100 kWh/m²/an ;
- des températures pouvant atteindre 50 °C en été.

Le sol sableux nécessite un abri-puits assurant la protection mécanique des équipements et servant de laboratoire in-situ.

VI.3 Description détaillée du système de pompage photovoltaïque

La configuration de référence du SPPV est présentée sur la figure 4-1. Elle se compose :

VI.3.1 Générateur photovoltaïque universel (4,575 kWc)

Le générateur est subdivisé en deux sous-générateurs :

- SGPV1 – 1,575 kWc : 3 rangées × 7 modules Isophoton I-75-12 (75 Wp, Si-mono), montés en série-parallèle (3p × 7s).
- SGPV2 – 3,000 kWc : 3 rangées × 10 modules Isophoton I-100-24 (100 Wp, Si-mono), câblés 3p × 10s.

Cette architecture « universelle » permet plusieurs combinaisons série/parallèle afin d'alimenter des pompes CC ou CA de 0,5 – 4 kVA selon les besoins.

Le générateur est installé sur châssis fixe orienté plein sud ($\beta \approx 28^\circ$), protégé contre le sable par grillage aérodynamique.



Figure 4.1 : Extension du générateur PV à 4575 Wc formé de 03 rangées et de deux sous générateurs PV SGPV 1 et SGPV 2

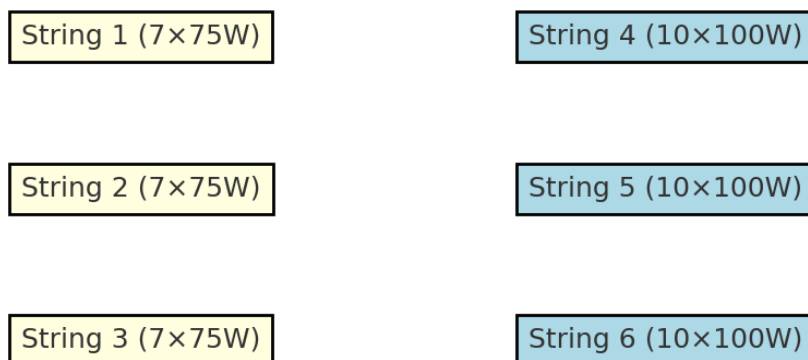


Figure 4.2 Configuration du champ PV

VI.3.2 Chaîne hydraulique

- Puits réel : profondeur 16 m, niveau dynamique moyen 12 m ; débit soutenable $> 6 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$.
- Électropompes immergées: pompe AC multi-étagée 1,8 kW raccordée à un onduleur Lorentz PS1800 ; possibilité de tester des pompes CC centrifuges.
- Conduites : DN63 mm PVC pression PN10, longueur 25 m jusqu'au bassin.
- Bassin de stockage : réservoir béton 80 m^3 ($9 \text{ m} \times 5 \text{ m} \times 1,8 \text{ m}$) assurant l'irrigation d'une parcelle expérimentale.

1. $NPSH_{disp}$ et $NPSH_{req}$.

En fait la condition écrite plus haut n'est pas assez restrictive; il ne suffit pas d'écrire que la pression à l'orifice d'aspiration de la pompe soit supérieure à la tension de vapeur.

En effet il existe des zones à l'intérieur de la pompe où la pression est encore plus faible. Pour les pompes centrifuges cet endroit se situe dans le prolongement de l'arbre. Cette pression n'est pas calculable par l'utilisateur car elle dépend de la perte de charge entre l'aspiration et ce point: elle dépend donc des caractéristiques de la pompe et augmente avec le débit.

Le problème consiste maintenant à définir un critère permettant de savoir si le risque de cavitation existe dans un circuit donné. On définit donc comme grandeur le *N.P.S.H.* (Net Positive Suction Head) du circuit ou $NPSH_{disp}$ (*N.P.S.H.* disponible) par la relation suivante [39 ,40]:

$$NPSH_{disp} = \frac{P_A - P^o(\theta)}{\rho \cdot g} + Z_A - J_{asp} \quad [40]$$

De son côté le constructeur fournit une autre courbe caractéristique en fonction du débit: le $NPSH_{req}$ (*N.P.S.H.* requis) qu'il a déterminé après essais pour prendre en compte les pertes de charge de la pompe. Cette grandeur est celle permettant un fonctionnement sans risque de cavitation.

Il n'y a pas de cavitation si $NPSH_{disp} > NPSH_{req}$

On prend généralement une sécurité supplémentaire d'environ 1 m.

2 Résultats et discussion.

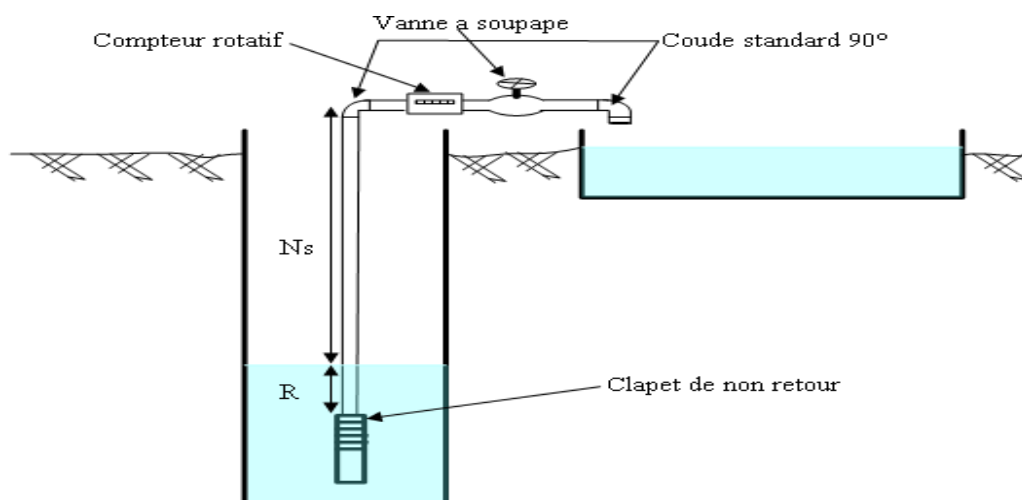


Figure 4.3 : schéma de système de pompage.

Le fluide caractérisé par :

La masse volumique: $\rho = 1000 \text{ Kg} / \text{m}^3$; la viscosité dynamique : $\mu = 10^{-3} \text{ PI}$.

Le calcul de la H_{mt} se fera en tenant compte les caractéristique statique et dynamique du puit ; la longueur et le diamètre de canalisation ; le nombre et le type des coude et de la vanne. Le débit maximal est atteint selon la pompe qui nous allons choisir durant le mois de juillet et est égal à $Q = 13 \text{ m}^3 / \text{h}$ [41].

Le puits où la pompe sera installée possède les caractéristiques suivantes:

Le niveau statique: $N_s = 8.30 \text{ m}$; la lame d'eau: $L_e = 7 \text{ m}$; la profondeur totale: $P_t = 15.30 \text{ m}$ et le diamètre: $D = 1,50 \text{ m}$; le rabattement [42]: $R = 5.2 \text{ m}$.

2.1. Calcul des pertes de charge.

Suite à ces données et sachant que nous allons utiliser une pompe immergée, et canalisation en fer galvanisé de rugosité absolue $\varepsilon = 0.15 \text{ mm}$, la longueur totale de canal et de $L = 17.5 \text{ m}$.

L'expression (01) est utilisée pour calculer le nombre de Reynolds : $Re = 76433.12$.

$Re > 3000$ Donc le régime d'écoulements est turbulent.

En a utilise une conduites rugueuses: donc λ est fonction de nombre de Reynolds (Re) et de la rugosité relative ($\frac{\varepsilon}{D} = 0.0025$).

Le diagramme de Moody c'est un abaque permettant de regrouper l'ensemble des régimes d'écoulement: les variables utilisées sont λ , Re et $\frac{\varepsilon}{D}$.

À partir de c'est abaque, la valeur de λ est : $\lambda = 0.026$

2.2. Calcul des pertes de charge linéaire.

L'expression (02) est utilisée pour calculer les pertes de charge linière J :

$$J = 0.63 \text{ m}$$

2.3. Calcul des pertes de charge singulier.

Ainsi que les expériences le montrent, dans beaucoup de cas, les pertes de charge sont à peu près proportionnelles au carré de la vitesse et donc on a adopté la forme suivante d'expression:

$$\Delta h = k \frac{U^2}{2g}$$

k : est appelé coefficient de perte de charge singulière (sans dimension). La détermination de ce coefficient est principalement du domaine de l'expérience au donner par le constructeur.

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour les pertes de charge des accessoires utilisés dans ces réseaux :

Tableau 04 : résultat de calcul des pertes de charge singulier.

Accessoire	$k / 4.ft$	ft	k	$\Delta h \text{ (m)}$	$\sum \Delta h \text{ (m)}$
Compteur à turbine	/	/	7.50	0.63	0.82
Deux coudes standard 90°	30	0,00375	0.45	0,08	
Vanne papillon	45	0,00375	0.68	0,06	
Clapet de non retour à disque	40	0,00375	0.60	0,05	

La hauteur manométrique totale H_{mt} du système de pompage PV ; Pour $H_g = N_s + R = 13,5 \text{ m}$

Les pertes de charge Totale $\Delta H = J + \Delta h = 1.45 \text{ m}$.

La hauteur manométrique totale sera alors: 14.95 m



Figure 4.4 : Abri puits et un bassin de stockage d'eau de 80 m³

VI.3.3 Chaîne de conversion et contrôle

- Onduleur DC/AC Lorentz PS1800, rendement typique 92 %, démarrage progressif, limite basse tension 150 V DC.
- Tableau de protection : parafoudres DC/AC, disjoncteurs, sectionneurs, relais thermique.
- Automate local : gestion marche/arrêt par niveau d'eau et irradiation, compteur horaire.
- Data-logger 2625 : enregistrement synchrone des tensions, courants et irradiance.

VI.3.4 Instrumentation et acquisition de données

L'originalité du banc URERMS réside dans l'intégration d'une instrumentation portable didactique :

- Green Test FTV 100 : analyseur universel PV (I-V, P-V, Voc, Isc, η) pour courants DC et AC triphasé.
- Fluxus ADM 7407 : débitmètre à ultrasons clamp-on ($0\text{--}10\text{ m}^3\text{ h}^{-1}$) piloté par **Fluxus Data v2** via RS-232/USB.
- Thermocouples (modules PV, air), pyranomètre ISO 9060, pressostat 0-25 bar.

Les capteurs sont montés sur un châssis amovible dans l'abri-puits, ce qui facilite la formation des étudiants.



Figure 4.5: Le banc d'essai expérimental sous forme didactique

VI.4 Protocole expérimental

Une	campagne	type	comprend :
1.	Calibrage des capteurs (pyranomètre, débitmètre, sonde pression)	avant	08 h TU.
2.	Acquisition en pas de 1 min de :	GHI, T _{mod} , V _{DC} , I _{DC} , V _{AC} , I _{AC} , Q, H _{dynamique} .	
3.	Tests de permutation :	fonctionnement SGPV1 seul, SGPV2 seul, puis combinaison parallèle.	
4.	Arrêt automatique lorsque l'irradiance < 200 W m ⁻²	ou niveau d'eau bas.	
5.	Post-traitement sous PVSyst 6.39 et scripts Python pour corrélation G – P – Q.		



Figure 4.6: Le débitmètre numérique ADM 7407 installé sur le banc expérimental

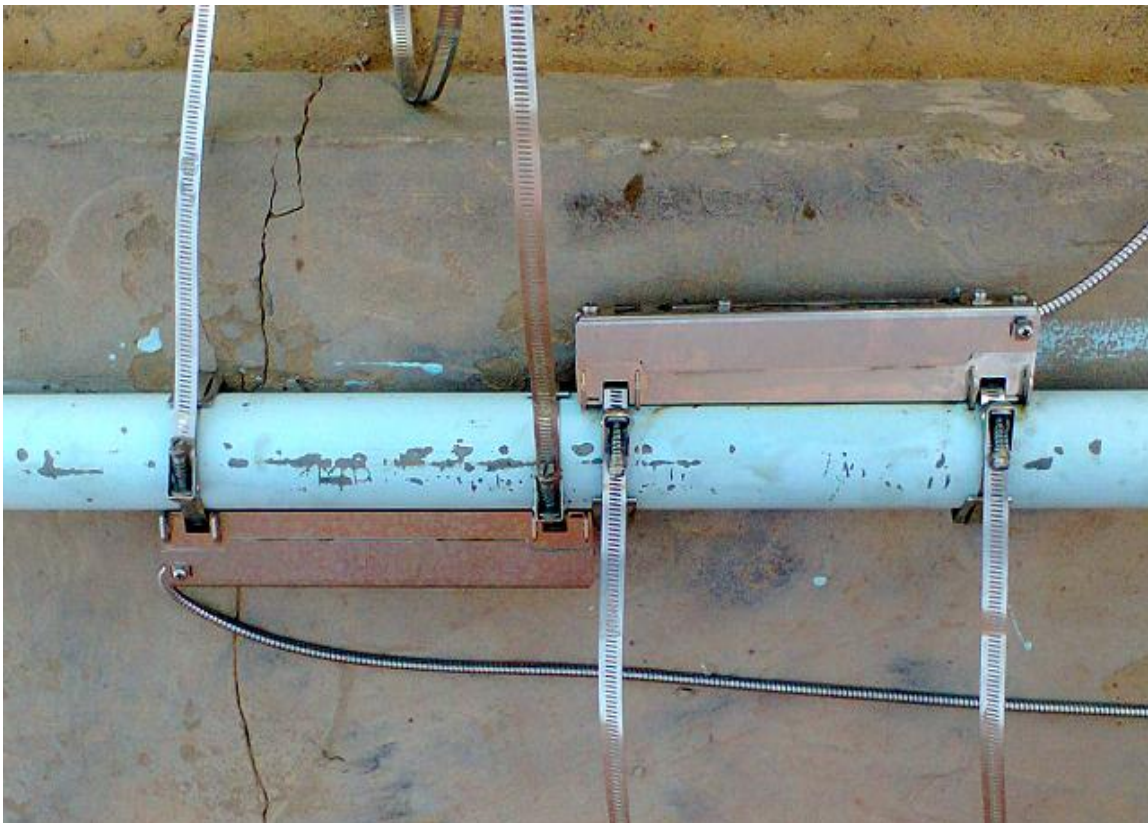


Figure 4.7: L'installation des capteurs à ultrason du débitmètre numérique sur la tuyauterie
A l'arrière du puits

VI .5 Dimensionnement du cas d'étude URERMS Adrar – Milieu saharien

5.1. Débit et besoins en eau

Basé sur une installation pilote desservant 50 familles, le débit journalier requis est estimé à **60 m³/jour** pour l'irrigation et les usages domestiques.

5.2. Hauteur manométrique totale (HMT)

HMT = Hg + Pc, avec :

- **Hg** (hauteur géométrique) = 12 m (profondeur dynamique moyenne)
- **Pc** (pertes de charge) : $\leq 10 \%$ de Hg soit 1,2 m
→ **HMT totale $\approx 13,2$ m**

5.3. Énergie électrique requise

$$E_{\text{elec}} = CH \times Q_{\text{journal}} \times HMT / \eta_{\text{groupe}}$$

- **CH** = 2,725 (constante hydraulique)
- **Q_{journal}** = 60 m³/j
- **HMT** = 13,2 m
- **η_{groupe}** = 0,40 (rendement moyen)
→ **E_{elec} $\approx 5\,400$ kWh/j**

5.4. Dimensionnement du champ photovoltaïque

Considérant :

- Irradiation moyenne ~ 5 kWh/m²/j en climat saharien
- Rendement système (modules + onduleur) $\sim 75 \%$

Puissance crête nécessaire :

$$P_{\text{crête}} \approx E_{\text{elec}} / (G_{\text{journal}} \times \eta_{\text{système}}) \approx 5\,400 / (5 \times 0,75) \approx \mathbf{1\,440\,kWc}$$

L'installation actuelle de **4,575 kWc** couvre largement ce besoin, offrant une marge pour les pertes et les campagnes de test partielles.

5.5. Dimensionnement de la conduite d'eau

- **Conduite** : PVC DN63 mm (PN10), longueur 25 m
- **Débit instantané** : 7 m³/h → Vitesse $\approx 0,25$ m/s
- **Pertes de charge** : environ 0,125 m ($< 1 \%$ de la HMT), bien en deçà du seuil maximal de 10 %.

5.6. Dimensionnement du réservoir de stockage

- **Autonomie visée** : 1 jour
- **Volume requis** = 60 m³
- **Choix retenu** : réservoir béton de 80 m³ (9 × 5 × 1,8 m), soit 1,3 jours d'autonomie en moyenne, pour compenser les variations saisonnières d'ensoleillement.

Tableau 4.1: Fiche de Dimensionnement – Système de Pompage Photovoltaïque

Paramètre	Valeur / Description
Débit journalier requis	60 m ³ /jour pour irrigation et usages domestiques (50 familles)
Hauteur manométrique totale (HMT)	Hg = 12 m, Pc = 1,2 m (10 % Hg) → HMT = 14,95 m
Énergie électrique requise	$E_{elec} = 2,725 \times 60 \times 13,2 / 0,40 \approx 5\,400$ kWh/j
Irradiation solaire moyenne	5 kWh/m ² /j en climat saharien
Rendement système PV	75 % (modules + onduleur)
Puissance crête nécessaire	$P_{crête} = 5\,400 / (5 \times 0,75) \approx 1\,440$ kWc
Puissance installée actuelle	4,575 kWc (couvre largement les besoins + marge pour tests)
Conduite d'eau	PVC DN63 mm, longueur 25 m, débit 7 m ³ /h, vitesse $\approx 0,25$ m/s
Pertes de charge dans conduite	$\approx 0,125$ m (< 1 % de HMT)
Réservoir de stockage	Volume requis : 60 m ³ – Retenu : 80 m ³ béton (9×5×1,8 m) $\approx 1,3$ jours d'autonomie

VI .6 Le GREEN TEST FTV100 testeur universel



Figure 4.8 **GREEN TEST FTV100**

VI.6 I. Introduction au GREEN TEST FTV100

Le **GREEN TEST FTV100** est un instrument didactique et professionnel conçu pour répondre aux besoins des techniciens, chercheurs et formateurs impliqués dans l'installation, la certification et la maintenance des systèmes photovoltaïques. Il s'agit d'un banc d'essai multifonction permettant d'analyser en temps réel les performances électriques et environnementales des installations solaires.

Utilisé comme base dans notre expérimentation à l'URERMS Adrar, cet outil constitue un pivot essentiel pour une approche expérimentale précise et reproductible en contexte saharien extrême.

II. Objectifs pédagogiques et scientifiques

- Fournir un diagnostic complet de l'installation PV (modules + onduleur).
- Former les opérateurs aux méthodes d'analyse de rendement solaire.
- Quantifier les pertes thermiques et les variations à l'environnement.
- Archiver les mesures pour exploitation didactique ou recherche appliquée.



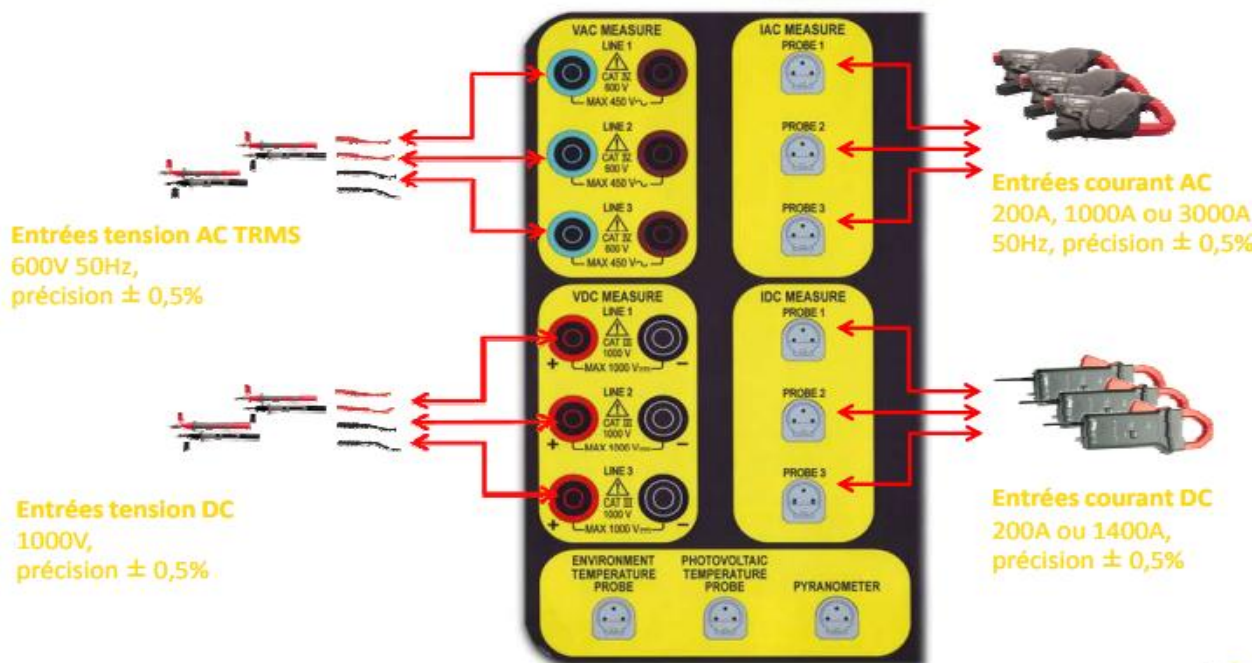
dues

Figure 4.9 modules[43]

III. Composants et fonctions essentielles

1. Mesures physiques et électriques

- 3 entrées DC (jusqu'à 1000 VDC et 1400 ADC) pour mesurer la sortie des panneaux.
- 3 entrées AC (jusqu'à 600 VAC et 3000 AAC) pour mesurer l'entrée réseau ou la sortie onduleur.



100 - FTV100 - Avril 2016 - 20

Figure 4.10 entrées DC AC[43]

- **Capteurs environnementaux :**
 - Pyranomètre (0 à 2000 W/m², ± 2 %).



- Sondes Pt100 pour température ambiante et température des modules ($\pm 1\%$).

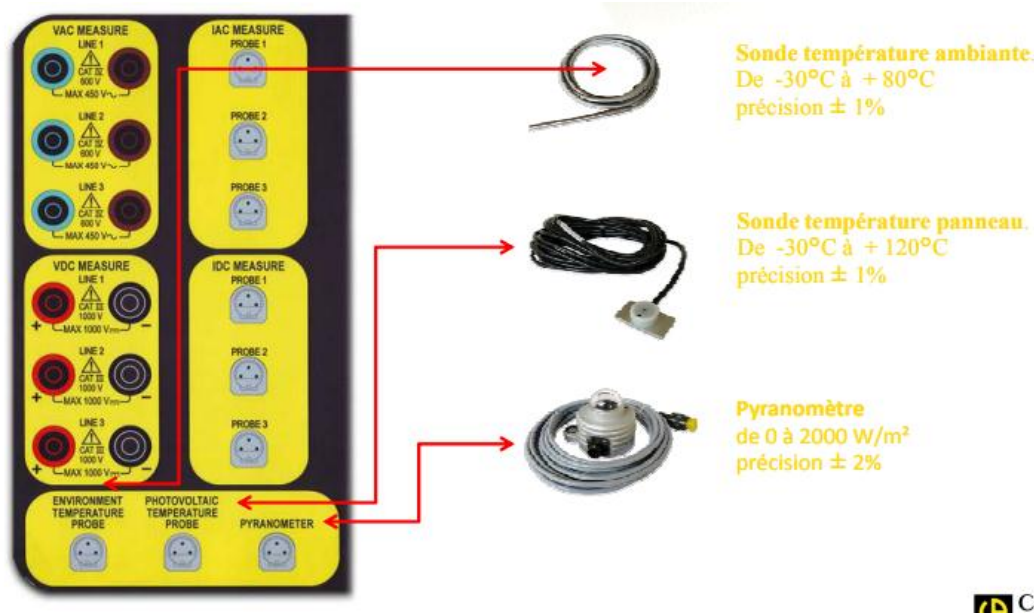


Figure 4.11 Capteurs environnementaux

2. Calculs automatiques

- **Rendement photovoltaïque** corrigé selon le coefficient gamma et la NOCT.
- **Rendement de conversion DC/AC.**
- **Puissance théorique disponible** selon irradiance.
- **Le logiciel GREENTEST Report** permet dans un premier temps de calibrer l'appareil. Il réalise l'acquisition de toutes les mesures en temps réel. Via l'affichage des courbes de mesure, l'utilisateur visualise en un coup d'œil le bon fonctionnement, ou le dysfonctionnement, du panneau.



Figure 4.12 Exemple de courbe puissance ensoleillement

- L'analyse graphique, notamment des courbes ensoleillement/puissance, est disponible, ainsi que l'édition de rapport de mesure. D'éventuelles mises à jour de la version firmware du produit s'effectuent aussi via ce logiciel.[43]

3. Interface et stockage

- Écran LCD 5,7'' couleur avec affichage en plein soleil.

INSTAL 1		PUISS [kW]: 16.00	MIN RAD [W/m2] 600.00	
MESURES ATMOSPHERIQUES			RENDEMENT DC	
Radiation W/m² :		601.00	81.3 %	
Temp ambiante °C :		23.03		
Temp modules °C :		31.32		
Coeff temp :		---		
PUISSANCE THEORIQUE DISPONIBLE [kW]: 16.00			RENDEMENT AC	
			97.1 %	
MESURE DC OK			MENU FONCTIONS	
V1: 100 V	I1:	37.9 A		
V2: 104 V	I2:	38.1 A		
V3: 102 V	I3:	38.9 A		
PUISS. DC [kW]:		13.10	■ INSTALLATION	
MESURE AC OK			MESURES	
V1: 230 V	I1:	70.0 A	AJUSTEMENT	
V2: 230 V	I2:	66.7 A	CONFIGURATION	
V3: 230 V	I3:	63.9 A	MESURES DISTANT OFF	
PUISS. AC [kW]:		15.50	⚠ WARNING	

Figure 4.13 Écran LCD 5,7''[43]

- Sauvegarde jusqu'à 10 configurations complètes de site.
- Transfert de données via port USB ou liaison RS232.



Figure 4.14 liaison RS232[43]

IV. Avantages pour l'expérimentation saharienne

- Conçu pour **fonctionner dans des conditions extrêmes** (IP67 fermé).
- Simultanéité de mesures électriques et environnementales.
- Validation des performances réelles par comparaison à la fiche constructeur.
- Outil idéal pour la **formation technique et la recherche appliquée**.

V. Intégration dans notre expérience à Adrar

Dans le contexte saharien d'Adrar, l'utilisation du GREEN TEST FTV100 a permis de : - Surveiller le rendement en conditions réelles (irradiance > 900 W/m², températures > 50 °C). - Quantifier l'impact de la chaleur sur l'efficacité des modules.PV

- Analyser les pertes systémiques (liaisons, onduleur). - Enregistrer et comparer les données sur plusieurs chaînes PV.



Figure. 4.15 : Vue du banc d'essai expérimental avec le branchement du **Grenntest FTV 100** sur le convertisseur DC/AC Lorentz PS1800

VI. Conclusion

Le GREEN TEST FTV100 est bien plus qu'un outil de mesure : il s'agit d'une plateforme d'apprentissage et d'analyse systémique indispensable dans le contexte d'intégration énergétique durable. Son intégration dans le cadre saharien renforce sa pertinence en tant qu'instrument de référence pour les environnements extrêmes et les dispositifs de formation avancée.

VI.7 Mesure ultrasonore en poste fixe du débit de liquides

Débitmètre destiné à une installation permanente pour montage mural ou sur rack 19 "



Figure4.18 Mesure avec capteurs [44]

7.1Caractéristiques

- Mesure bi-directionnelle précise du débit et dynamique élevée grâce au procédé non intrusif "clamp-on"
- Grande précision de mesure des débits volumétriques élevés et faibles, stabilité de la température et du point zéro élevée
- Les données de calibration et l'identifiant du capteur sont chargés automatiquement, la configuration est plus rapide et les mesures sont précises et durablement stables
- Utilisation conviviale par menus déroulants
- Capteurs disponibles pour une vaste plage de diamètres intérieurs de conduites (6...6500 mm) et des températures du fluide (-40...+400 °C)
- Capteurs à protection antidéflagrante utilisables en zones dangereuses disponibles : ATEX, IECEx, FM
- HybridTrek : basculement automatique entre le principe de différence de temps de transit et NoiseTrek en présence d'une forte proportion de gaz ou de particules solides

7.2Applications

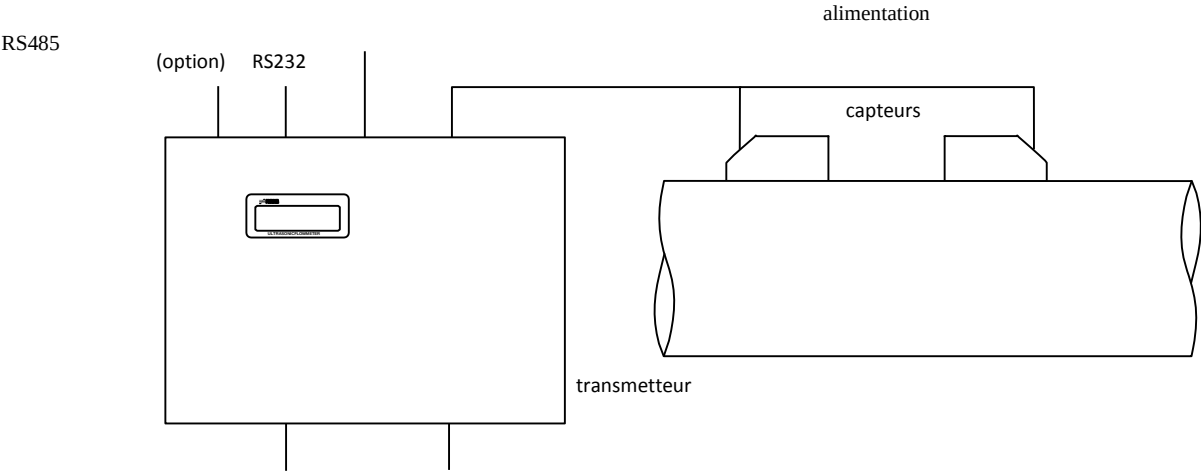
- Chimie industrielle
- Industrie pétrochimique
- Industrie pétrolière et du gaz
- Industrie pharmaceutique
- Industrie des semi-conducteurs
- Construction mécanique et d'installations
- Industrie des eaux et des eaux usées [44]



Figure 4.19 FLUXUS ADM 7907[44]



7.3 Montage de mesure typique



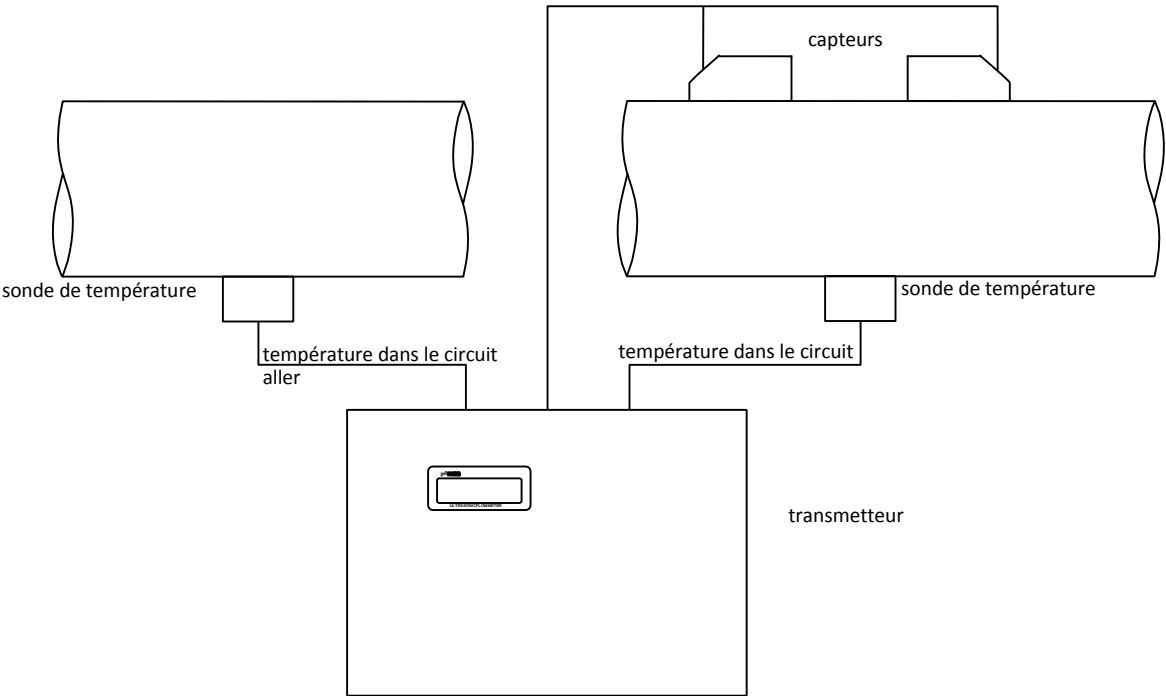
sorties analogiques/
binaires

entrées analogiques

Exemple de montage de mesure en mode réflexion

circuit aller

circuit retour



Exemple de mesure du débit calorifique[44]

7.4 Transmetteur de débit

Données techniques

FLUXUS		ADM 7407	ADM 7407 A2	ADM 7907	
construction		appareil de terrain standard		appareil de terrain, zone 2 ATEX	module 19 "
					
mesure					
principe de mesure		principe par corrélation de la différence de temps de transit ultrasonore, basculement automatique sur NoiseTrek lors des mesures avec une proportion importante de gaz ou de particules solides			
vitesse d'écoulement		0.01...25 m/s			
répétabilité		0.15 % de la valeur mesurée ±0.01 m/s			
fluide		tous liquides conducteurs du son présentant un pourcentage de gaz et de particules solides < 10 % du volume (principe de différence de temps de transit)			
compensation de température		conforme aux recommandations de la norme ANSI/ASME MFC-5M-1985			
incertitude de mesure ¹					
avec calibration standard		±1.6 % de la valeur mesurée ±0.01 m/s			
avec calibration avancée		±1.2 % de la valeur mesurée ±0.01 m/s			
(option) avec calibration sur site ²		±0.5 % de la valeur mesurée ±0.01 m/s			
transmetteur de débit					
alimentation		100...240 V/50...60 Hz ou 20...32 V DC			
consommation électrique		< 15 W			
nombre de canaux de débit		1, option : 2			
atténuation du signal		0...100 s, réglable			
cycle de mesure (1 canal)		100...1000 Hz			
temps de reponse		1 s (1 canal), option : 70 ms			
matériau du boîtier		aluminium, peinture haute résistance cuite au four			aluminium
indice de protection selon CEI/EN 60529		IP65		IP65	IP20
dimensions		voir schéma coté			42HP x 3U (sans panneau arrière) voir schéma coté
poids		2.8 kg			1.7 kg
fixation		montage mural, option : montage sur conduite de 2 "			montage en rack 19 "
température de service		-20...+60 °C			
afficheur		2 x 16 caracteres, matrice à points, retroéclairage			
langue du menu		anglais, allemand, français, néerlandais, espagnol			
protection antideflagrante					
ATEX	zone	-		2	-
	marquage	-		CE 	-
	type de protection	-		II 3G EX nA nC Ic IIC T4 Gc Ta -20...+60 °C II 3D EX tc IIC T 100 °C Dc IP65 gaz : anti-étincelle, poussiere : protection par le boîtier	-

¹ pour principe de différence de temps de transit, conditions de référence et $v > 0.15$ m/s

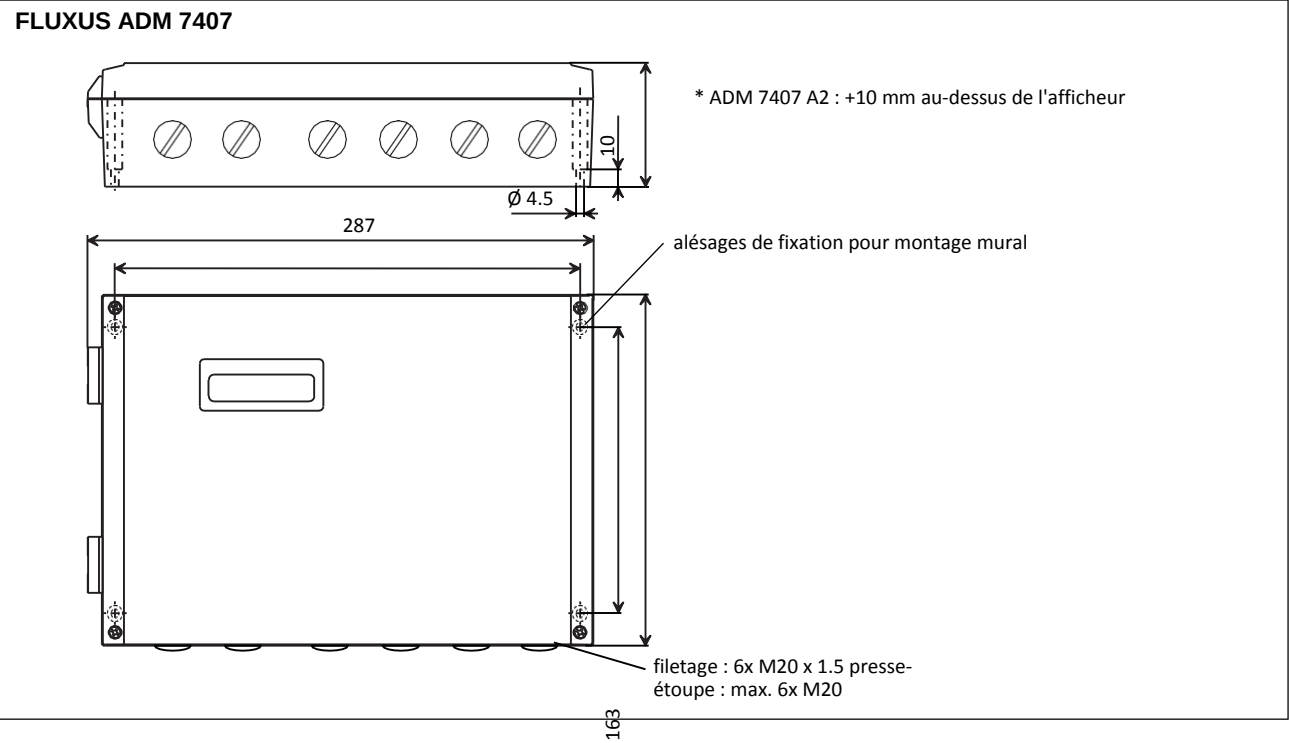
² incertitude de référence < 0.2 %

FLUXUS	ADM 7407	ADM 7407 A2	ADM 7907
fonctions de mesure			
grandeurs de mesure	débit volumétrique, débit massique, vitesse d'écoulement, débit calorifique (dans le cas d'entrées température installées)		
compteur	volume, masse, option : quantité de chaleur		
fonctions de calcul	moyenne, différence, somme (2 canaux de mesure nécessaires)		
fonctions diagnostiques	célérité du son, amplitude du signal, SNR, SCNR, écart-type des amplitudes et des temps de transit		
memoire de valeurs mesurées			
valeurs enregistrables	toutes les grandeurs de mesure, leurs totaux et valeurs diagnostiques		
taille	> 100 000 valeurs mesurées		
communication			
interface	- communication déportée : option : RS485 (Modbus, émetteur) ou HART - diagnostic : RS232	- communication déportée : option : RS485 (Modbus, émetteur) ou HART - diagnostic : RS232 ³	- communication déportée : option : RS485 (Modbus, émetteur) ou HART - diagnostic : RS232
kit de transfert de donnees (option)			
logiciel (toutes les versions Windows™)	-FluxData : extraction des données de mesure, affichage des enregistrements sous forme de courbes, conversion vers d'autres formats (par ex. pour Excel™) -FluxKoef : rajouter des fluides spéciaux		
câble	RS232	RS232 ³	RS232
adaptateur	RS232 - USB	RS232 - USB ³	RS232 - USB
sorties (option)			
	Les sorties sont isolées galvaniquement du transmetteur.		
nombre	sur demande		
sortie courant			
sortie courant - plage - précision - sortie active - sortie passive	0/4...20 mA 0.1 % de la valeur mesurée ±15 µA R _{ext} < 500 Ω U _{ext} = 4...24 V, dépendant de R _{ext} , R _{ext} < 1 kΩ		
sortie courant II en mode HART - plage - sortie passive	4...20 mA U _{ext} = 10...24 V		
sortie de tension			
plage précision	0...1 V ou 0...10 V 0...1 V : 0.1 % de la valeur mesurée ±1 mV 0...10 V : 0.1 % de la valeur mesurée ±10 mV		
résistance intrinsèque	R _i = 500 Ω		
sortie de fréquence			
plage collecteur ouvert	0...5 kHz 24 V/4 mA		
sortie binaire			
relais contact à lames collecteur ouvert optorelais	- - 26 V/100 mA		48 V/0.25 A 24 V/4 mA -
sortie binaire comme sortie alarme - fonctions	valeur limite, changement de la direction d'écoulement ou erreur		valeur limite, changement de la direction d'écoulement ou erreur
sortie binaire comme sortie impulsion - valeur des impulsions - largeur des impulsions	0.01...1000 unités 1...1000 ms		0.01...1000 unités 80...1000 ms

³ raccordement d'interface RS232 hors atmosphère explosible (boîtier ouvert)

FLUXUS	ADM 7407	ADM 7407 A2	ADM 7907
entrées (option)			
	Les entrées sont isolées galvaniquement du transmetteur.		
nombre	max. 4, sur demande		
entrée de température			
type	Pt100/Pt1000		
raccordement	4 fils		
plage	-150...+560 °C		
résolution	0.01 K		
précision	±0.01 % de la valeur mesurée ±0.03 K		
entrée de courant			
précision	0.1 % de la valeur mesurée ±10 µA	0.1 % de la valeur mesurée ±10 µA	0.1 % de la valeur mesurée ±10 µA
entrée active	U _i = 24 V, R _i = 50 Ω, P _i < 0.5 W, non résistante aux courts-circuits	U _i = 24 V, R _i = 50 Ω, P _i < 0.5 W, non résistante aux courts-circuits	U _i = 15 V, R _i = 50 Ω, P _i < 0.5 W, non résistante aux courts-circuits
- plage	0...20 mA	0...20 mA	0...20 mA
entrée passive	R _i = 50 Ω, P _i < 0.3 W	R _i = 50 Ω, P _i < 0.3 W	R _i = 50 Ω, P _i < 0.3 W
- plage	-20...+20 mA	-20...+20 mA	-20...+20 mA
entrée de tension			
plage	0...1 V		
précision	0.1 % de la valeur mesurée ±1 mV R _i		
résistance intrinsèque	= 1 MΩ		

Dimensions



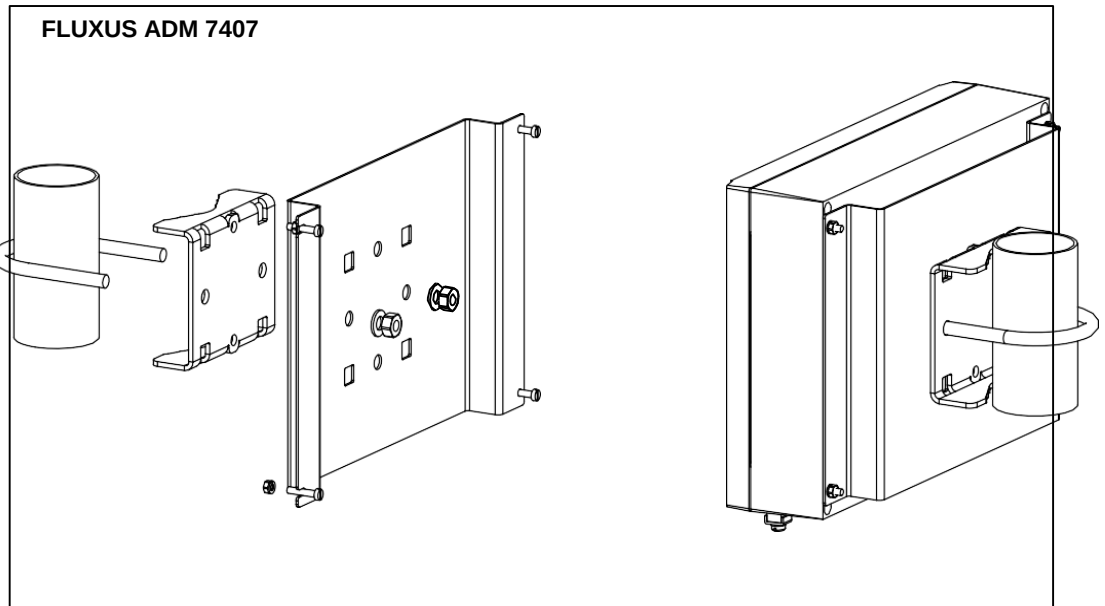
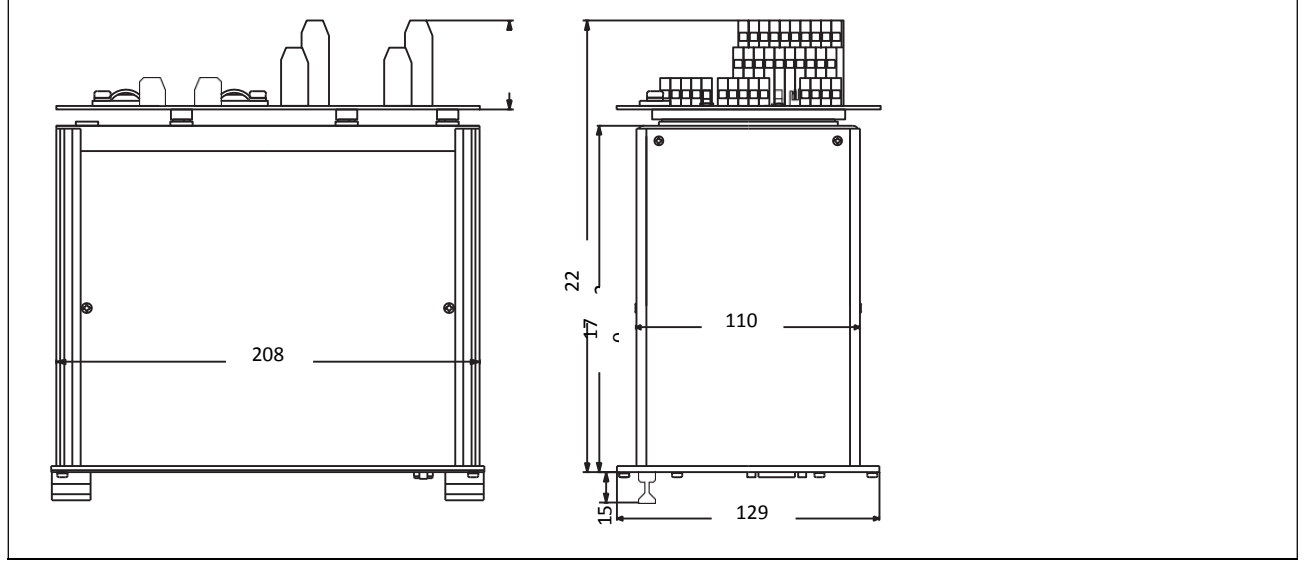


Figure 4.20 Support de montage sur conduite de 2 " (option)[44]

VI.8 Conclusion

Ce quatrième chapitre a permis de présenter et d'analyser en détail le banc d'essai expérimental GREEN TEST FTV 100, utilisé pour la mise en œuvre du système de pompage photovoltaïque. Nous avons exploré l'architecture technique de l'installation, les composantes essentielles (modules PV, convertisseurs, capteurs, débitmètres, etc.) ainsi que les conditions d'utilisation dans un contexte saharien réel. Les différents paramètres mesurés et les données collectées au cours des tests nous ont fourni une base solide pour l'évaluation des performances globales du système.

Les observations faites sur le terrain démontrent non seulement la fiabilité et la robustesse du banc d'essai, mais aussi sa pertinence en tant qu'outil pédagogique pour l'enseignement des énergies renouvelables. Ce chapitre constitue donc une étape clé dans la validation expérimentale du dispositif, préparant le terrain pour l'interprétation approfondie des résultats présentée dans le chapitre suivant.

CHAPITRE V :

DÉVELOPPEMENT D'UN BANC D'ESSAI EXPÉRIMENTAL ET RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES

V.1 Objectifs et enjeux du projet

Le banc d'essai expérimental développé au sein de l'URERMS Adrar poursuit quatre objectifs principaux :

- Validation technico-économique de solutions de pompage photovoltaïque (SPPV) en conditions sahariennes ;
- Plateforme de tests didactiques pour toute configuration de SPPV (pompes CC/CA, convertisseurs, algorithmes MPPT) ;
- Génération de données expérimentales servant à l'étalonnage et à la modélisation de systèmes PV en climat hyper-aride ;
- Formation et transfert de compétences au profit d'étudiants, de techniciens et d'agriculteurs locaux.

Ces objectifs répondent directement aux priorités définies par le projet triennal du rapport URERMS ADRAR 2014-2016 de la division « Conversion photovoltaïque ».

V.2 Cahier des charges fonctionnel

- Les spécifications initiales ont été fixées comme suit :
1. Puissance admissible : 0,5 – 4,5 kW DC (jusqu'à 4 kVA AC) ;
 2. Instrumentation complète : mesures I-V PV, tensions/courants AC-triphasé, débit, pression, irradiance, températures ;
 3. Visualisation temps réel via logiciels GreenReport™ 4.6.1 et Fluxus Data v2 ;
 4. Mobilité didactique : châssis compact placé dans l'abri-puits, accessible pour les TP étudiants ;
 5. Robustesse au sable et à la chaleur : IP54 minimum pour les boîtiers, composants supportant 50 °C ambiant.

V.3 Architecture du banc d'essai

- 3.1 Instrumentation principale
- Green Test FTV 100 : analyseur universel PV (I-V, P-V, rendement, paramètres STC).
 - Fluxus ADM 7407 : débitmètre ultrasonique clamp-on (0-10 m³ h⁻¹).
 - Data-logger 2625 : acquisition synchrone de huit voies analogiques (tension, courant, irradiance, température).

- 3.2 Capteurs auxiliaires
- Pyranomètre ISO 9060 classe II.
 - Thermocouples type K (module, air, eau).
 - Sonde de pression 0-25 bar 4-20 mA.

- 3.3 Chaîne énergétique instrumentée
- Le banc est interfacé en point B de la chaîne SPPV : entre le générateur PV universel de 4 575 Wc et le convertisseur DC/AC Lorentz PS1800. Les raccordements sont effectués via des shunts Hall pour le courant et des diviseurs résistifs pour la tension. Des piquages ½" BSP permettent l'installation non-intrusive du débitmètre sur la conduite PN10 DN63.

L'ensemble est monté sur **une armoire roulante** comprenant : alimentation 24 V DC auxiliaire, protections différentielles, routeur Ethernet-série RS-232/USB.

V.4 Méthodologie de développement

1. Phase de conception (2012-2013) : sélection des appareils de mesure dans le cadre du PNR, dimensionnement de l'armoire et des interfaces.
2. Phase d'intégration (2014) : cablage des capteurs, configuration initiale du Green Test FTV 100 et du Fluxus ADM 7407.
3. Phase de validation (2015) : étalonnage en laboratoire (banc MP-160) puis installation in-situ à Adrar.
4. Phase d'exploitation (2016-...) : campagnes mensuelles, maintenance, mises à jour logicielles GreenReport™ et Fluxus Data.

Chaque étape a donné lieu à des procès-verbaux de test et à la mise à jour du manuel utilisateur distribué aux stagiaires de Master.

V.5 Protocole d'essai standard

- Une séance type de mesure s'étend de 08 h à 18 h TU :
1. Calibrage rapide (pyranomètre, débitmètre) et initialisation des loggers.
 2. Enregistrement à 1 Hz des grandeurs électriques (VDC, IDC, VAC, IAC), radiométriques (GHI, T_mod) et hydrauliques (Q, H).
 3. Variations de configuration : tests successifs SGPV1 seul, SGPV2 seul, puis combinaison parallèle 3p × 17s.

4. Arrêt automatique quand l'irradiance descend sous 200 W m^{-2} ou lorsque le niveau dynamique atteint le seuil bas fixé.
5. Export aux formats CSV GreenReport™ et .FDAT Fluxus pour post-traitement Python/PVSyst.

L'ensemble du protocole a été validé par le chef de projet et figure en annexe B du rapport 2014-2016 □filecite□turn1file0□.

V.6 Résultats expérimentaux préliminaires

- Les premières campagnes (juin 2016) ont révélé :
- Débit moyen journalier : $60 \text{ m}^3 \text{ jour}^{-1}$ (de 5 à $7 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ instantané) pour une HMT de 20 m .
 - Rendement hydraulique global : $44-48 \%$ (rapport énergie hydraulique / énergie DC module).
 - Température modules : jusqu'à 68°C -> dérate $\approx -12 \%/ \text{STC}$.
 - Dispersion des modules : la caractérisation I-V montre P_{STC} entre 43 W et 61 W pour les Isophoton I-75-12.
 - Précision débitmètre : $\pm 3 \%$ lecture après calibration sur eau claire 25°C .

Un extrait de log typique du Fluxus ADM 7407 sur 2 h d'acquisition est présenté en figure 5-3 (voir fichier source). Les pics de SNR inférieurs à 20 dB coïncident avec des bulles d'air dans la conduite.

Ces mesures confirment la ****fiabilité du banc**** pour caractériser dynamiquement la production PV et la demande hydrique sous climat saharien.

V.7 Analyse critique et axes d'amélioration

- un axe horizontale pour champ PV peut donne un gain énergétique de 20%

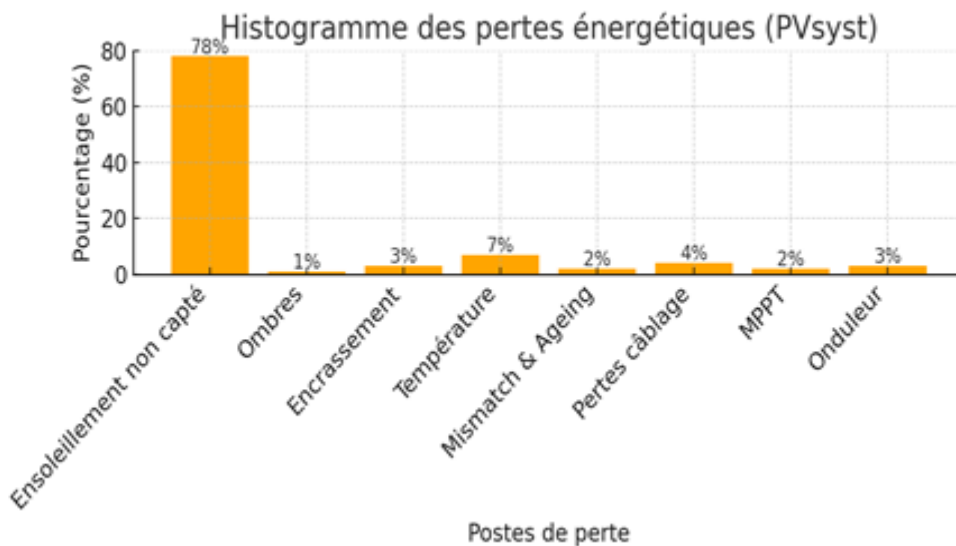


figure5.1 histogramme des pertes

Cet histogramme montre la part relative (%) de chaque poste de perte dans un système PV simulé sous PVsyst :

- Ensoleillement non capté : 78%
- Température : 7%
- Pertes câblage : 4%
- Encrassement : 3%
- Onduleur : 3%
- Ombres : 1%
- MPPT : 2%

- Mismatch & Ageing : 2 %

-une étude précédente dans ce site a donné la meilleure inclinaison par mois [45] que j'ai représenté dans la figure (5.2) .

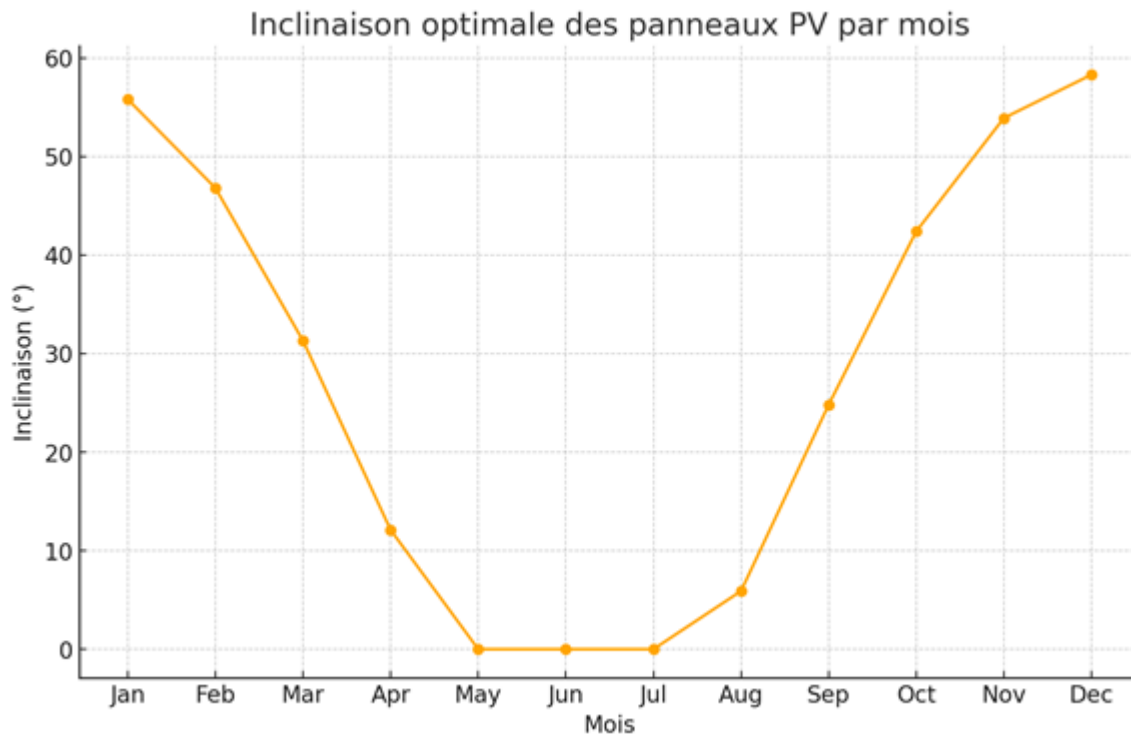


Figure 5.2 inclinaison optimale

- États de surface des modules : l'encrassement sableux réduit l'irradiance utile de 4 – 6 %. Un système de nettoyage automatisé est en cours de conception.
- Température élevée : intégration envisagée d'un revêtement à faible émissivité et pilotes MPPT pour limiter la dérate.
- Calibrage capteurs : programme annuel d'étalonnage auprès de l'organisme MESURELEC recommandé.
- Extension logicielle : portage du datalogging vers MQTT pour exploitation Big-Data en temps réel.

-Il convient de noter que le réservoir d'eau de ce système n'a pas été suffisamment surélevé par rapport au sol, en raison de l'absence du superviseur chargé de cette opération lors de l'installation. Cette situation pourrait influencer partiellement les performances hydrauliques du système et nécessitera, à l'avenir, un réajustement de la position du réservoir pour garantir une efficacité optimale du pompage.

Les acquis de ce chapitre serviront de base aux campagnes d'essais longue durée traitées dans la conclusion générale du mémoire.

Notre générateur PV universel de 05 Kwc formé de modules PV Isophotons I-75 et Isophoton 100 illustrant des tests de caractérisations de modules PV formant notre générateur PV nous illustrons un test par la figure suivante en utilisant le banc d'essai de caractérisation à charge électronique de l'équipe EES

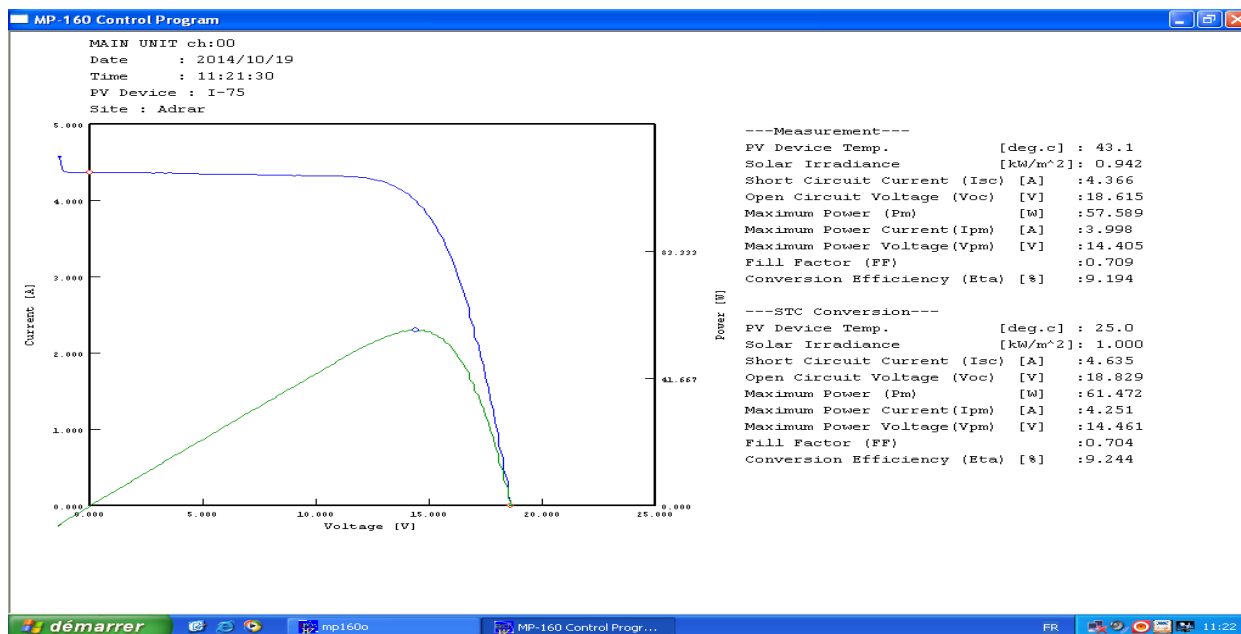


Figure.5.1: Courbe I-V et tets de caracterisation de module PV Isophoton I-75[45]

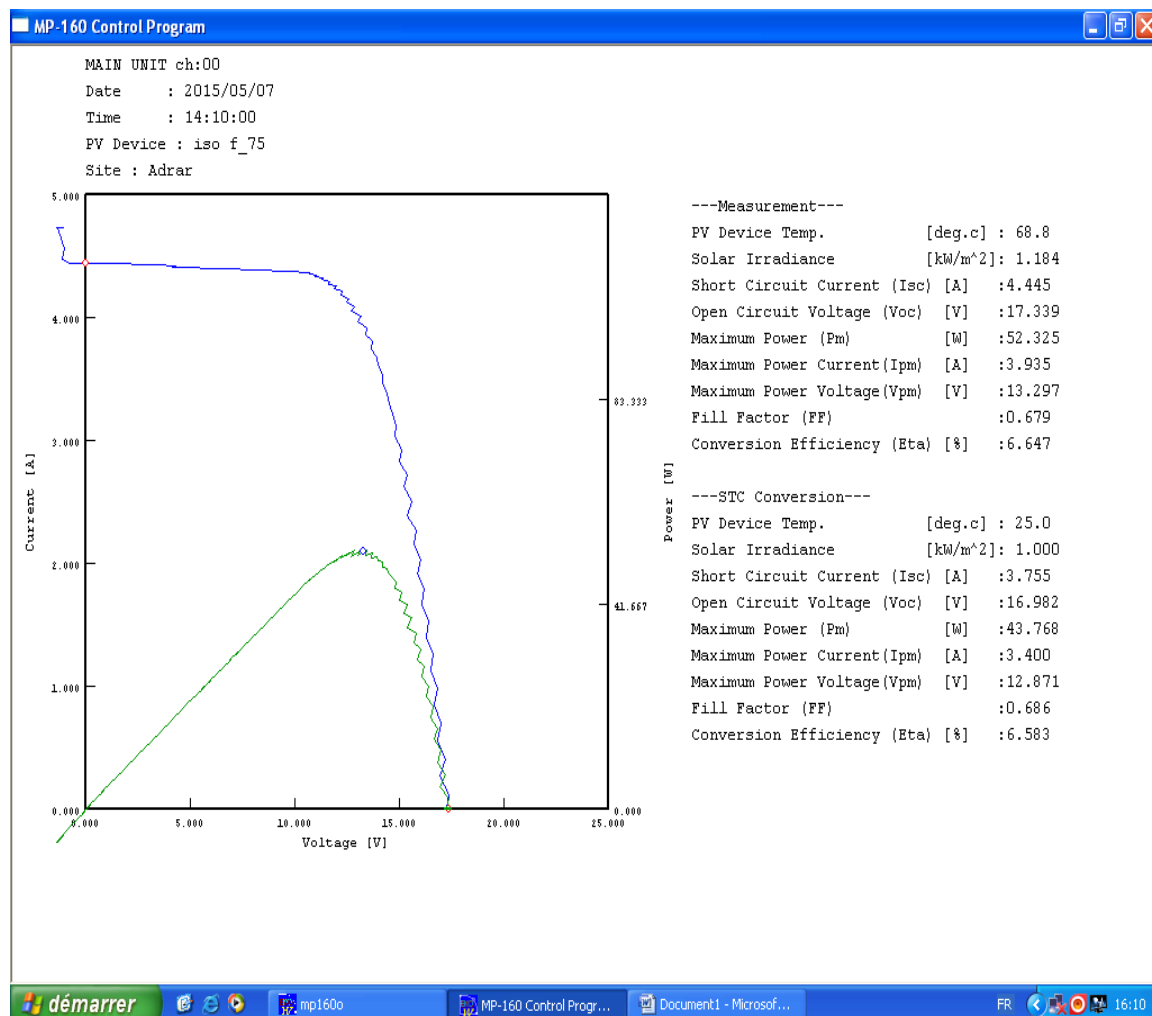


Figure 5.2: Courbe I-V et tets de caracterisation de module PV Isophoton I-75-12[45]

On peut présenter à titre d'illustration des caractéristiques expérimentales et simulé de modules PV isophoton 75 utilise dans notre générateur PV

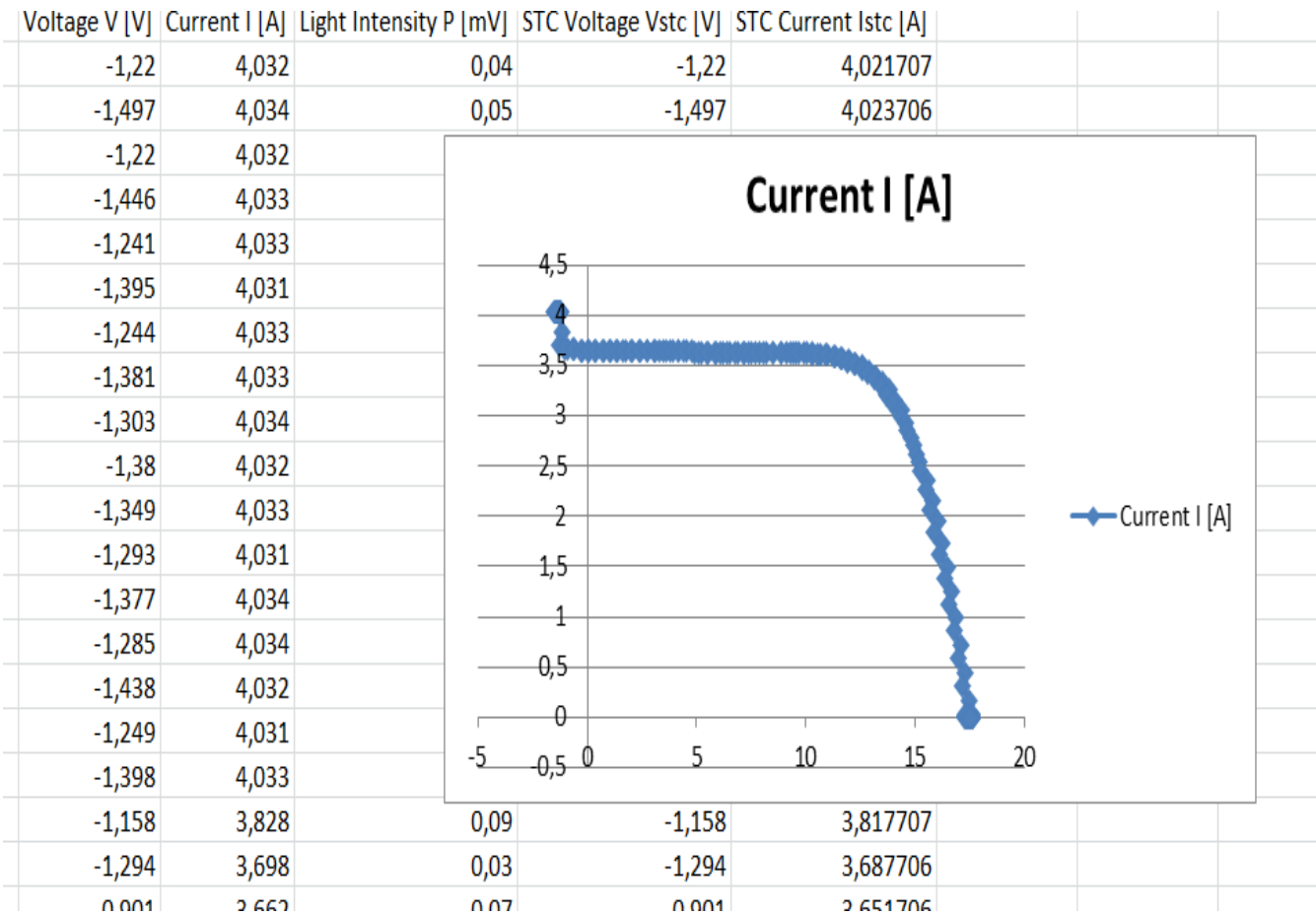


Figure 5.3caracteristiques expérimentales et simulé de modules PV isophoton

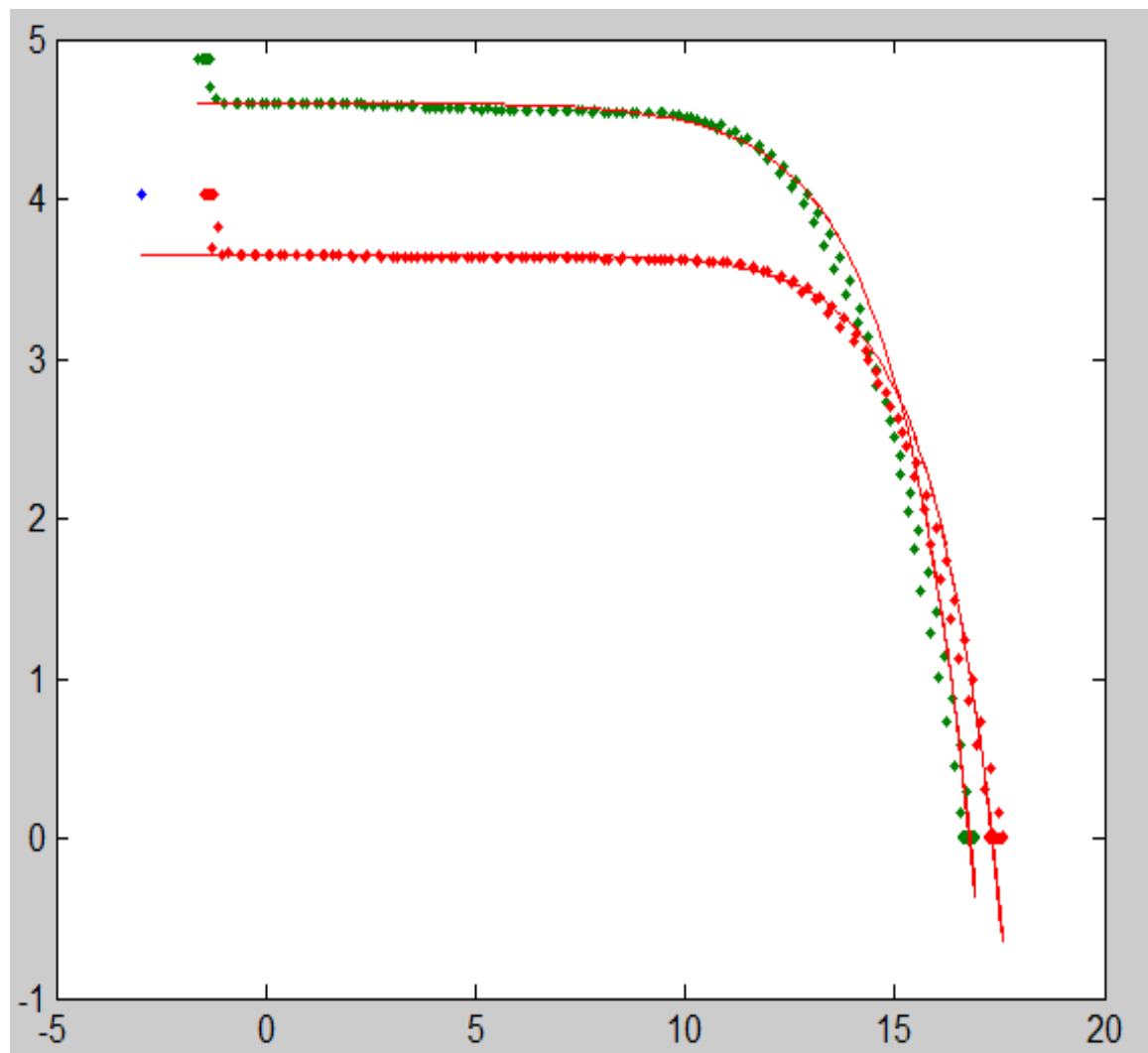


Figure.5.4: Courbe expérimental et simulé (courant-tension) du module Isophoton I75-12[45]

En utilisant le Grenntests FTV 100 le testeur universel, nous illustrons par ces figures la mesure des paramètres électriques et radiométriques I_{dc} , V_{dc} , I_{ac} , V_{ac} , en monophasé Puissance en DC, Puissance en AC , éclairment, températures, etc

Fichier Edition Format Affichage ?

Puissance: 3,00 kW

Puissance onduleur: <= 20 kW

Noct: 46,00 °C

Gamma: 0,03 %/°C

Nom: pompage PV

Adresse: adrar

Numero: 01

ZIP:

Ville: Adrar

Code fiscal:

Données Heure	Rad.	T. ambiante	T. panneaux	Coef. temp.	Puis. Théor.	VDC1	IDC1	VDC2	IDC2	VDC3	IDC3	Puis. DC	VAC1	IAC1
29/06/2016 07:36:22		0,00	34,55	---	0,00	127,8	-7,9	---	---	0,00	0,0	0,0	---	---
29/06/2016 07:46:14		0,00	35,25	---	0,00	110,3	-7,7	---	---	0,00	29,5	1,3	---	---
29/06/2016 07:56:06		0,00	36,46	---	0,00	106,8	-7,7	---	---	0,00	32,2	1,3	---	---
29/06/2016 08:05:59		0,00	36,61	---	0,00	100,3	-8,2	---	---	0,00	33,0	1,4	---	---
29/06/2016 12:19:12		0,00	38,94	---	0,00	91,2	-7,9	---	---	0,00	45,3	4,3	---	---
29/06/2016 12:19:30		0,00	38,96	---	0,00	88,6	-7,5	---	---	0,00	45,1	4,3	---	---
29/06/2016 12:19:47		0,00	38,99	---	0,00	89,0	-7,5	---	---	0,00	45,3	4,3	---	---
29/06/2016 12:20:22		0,00	39,04	---	0,00	91,0	-7,8	---	---	0,00	45,3	4,3	---	---
29/06/2016 12:21:15		0,00	39,10	---	0,00	90,3	-7,8	---	---	0,00	45,2	4,2	---	---
29/06/2016 12:31:07		0,00	39,81	---	0,00	87,1	-7,8	---	---	0,00	45,1	4,2	---	---
29/06/2016 12:41:00		0,00	39,98	---	0,00	88,6	-7,8	---	---	0,00	45,2	4,3	---	---
29/06/2016 12:50:52		0,00	40,17	---	0,00	90,4	-7,8	---	---	0,00	45,8	4,3	---	---
29/06/2016 13:56:50		0,00	41,42	---	0,00	88,9	-8,1	---	---	0,00	45,2	4,2	---	---
29/06/2016 13:56:58		0,00	41,48	---	0,00	88,5	-7,9	---	---	0,00	45,0	4,2	---	---
29/06/2016 13:57:19		0,00	41,60	---	0,00	88,5	-7,9	---	---	0,00	45,2	4,2	---	---
29/06/2016 13:57:23		0,00	41,60	---	0,00	87,4	-8,0	---	---	0,00	45,2	4,2	---	---
29/06/2016 14:00:03		0,00	42,01	---	0,00	88,8	-7,7	---	---	0,00	45,3	4,2	---	---
29/06/2016 14:00:55		0,00	41,98	---	0,00	90,2	-7,7	---	---	0,00	45,1	4,2	---	---
29/06/2016 14:01:44		0,00	41,97	---	0,00	90,8	-7,8	---	---	0,00	45,3	4,2	---	---
29/06/2016 14:03:59		0,00	41,99	---	0,00	89,6	-8,0	---	---	0,00	45,1	4,2	---	---
29/06/2016 14:04:54		0,00	41,97	---	0,00	89,2	-8,1	---	---	0,00	45,2	4,2	---	---
29/06/2016 14:14:36		0,00	41,92	---	0,00	90,2	-8,1	---	---	0,00	45,1	4,2	---	---
29/06/2016 14:24:29		0,00	41,91	---	0,00	94,1	-8,1	---	---	0,00	45,0	4,1	---	---
29/06/2016 14:34:21		0,00	42,00	---	0,00	90,6	-7,6	---	---	0,00	44,8	4,1	---	---
29/06/2016 17:37:31		0,00	42,27	---	0,00	93,2	-7,8	---	---	0,00	36,6	1,9	---	---

figure 5.5 paramètres électriques et radiométriques

Notons que des valeurs de l'éclairement ne sont pas précises, cela nécessite un étalonnage et calibration du pyranomètre et une mise à jour hardware, cette opération nécessite un déplacement au niveau des ateliers de MESURELEC

Ci-joint nous représentons la fenêtre principale de la deuxième version du logiciel fluxusdata version 2

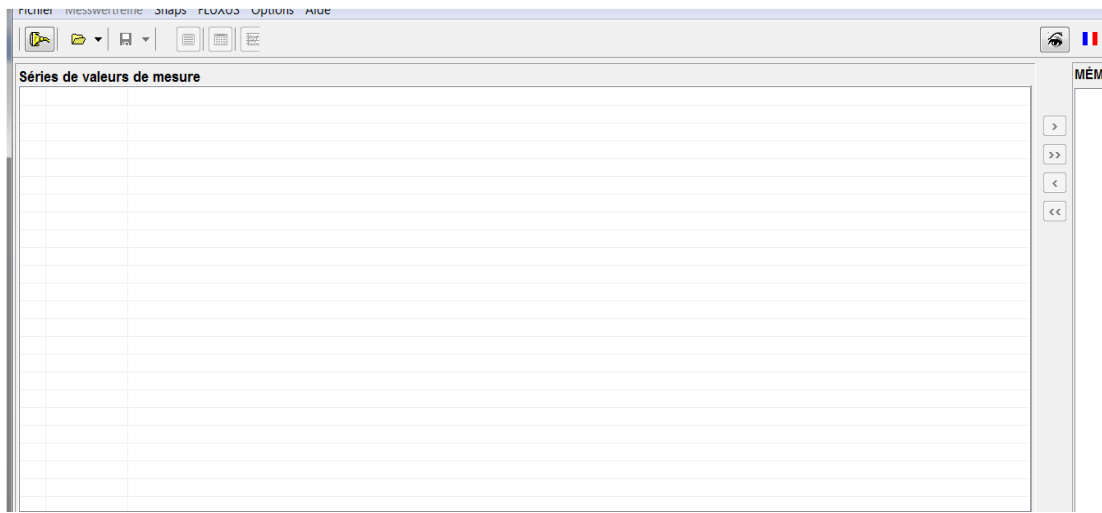


Figure5.6: Fenêtre principal du logiciel fluxus data version 2

A partir de ces figures ci-dessous nous illustrons des tests, de l'acquisition des données de mesure et quelque résultat

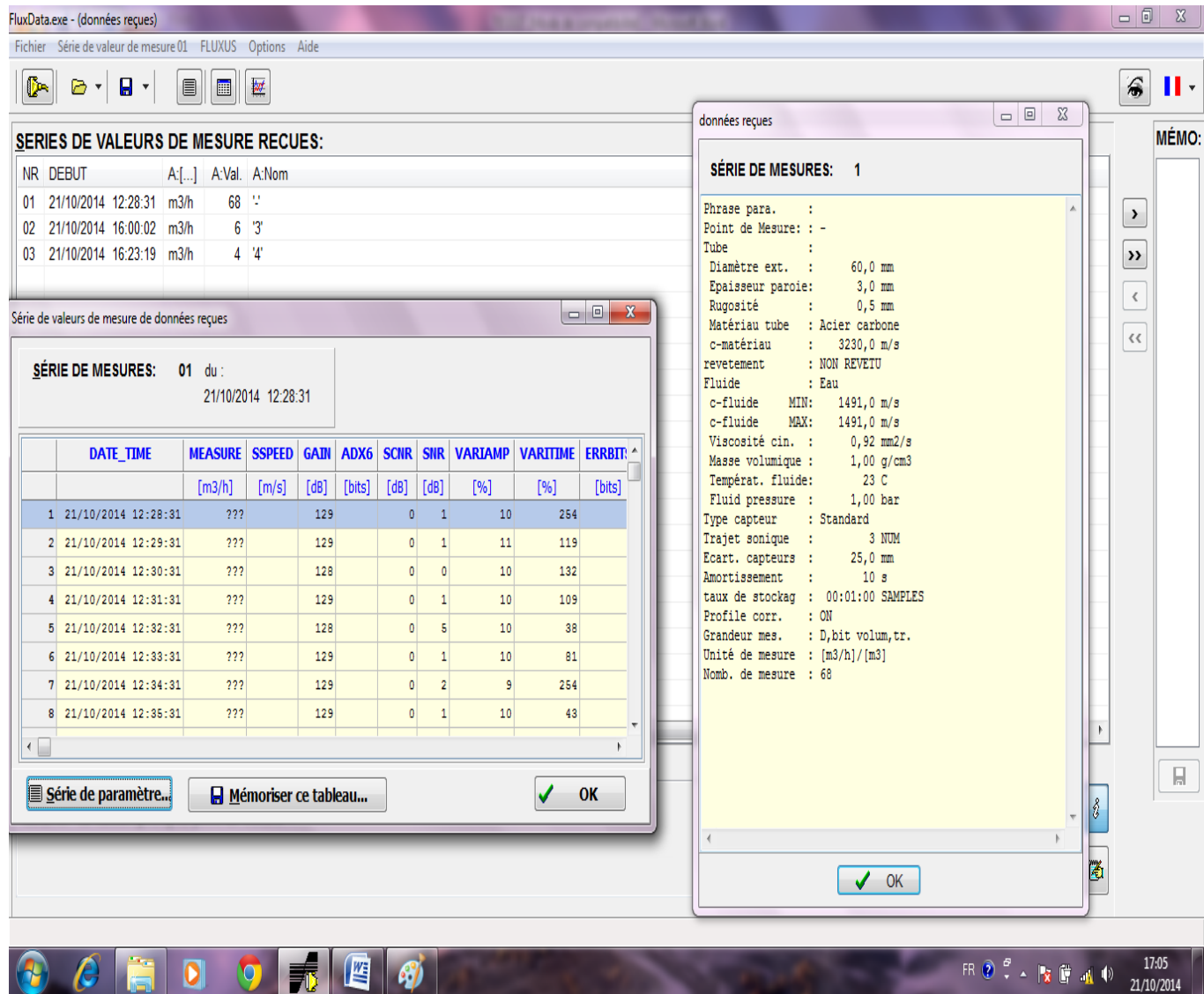


Figure5.7: Fenetre illustrant l'acquisitions des données en utilisant le logiciel fluxus data

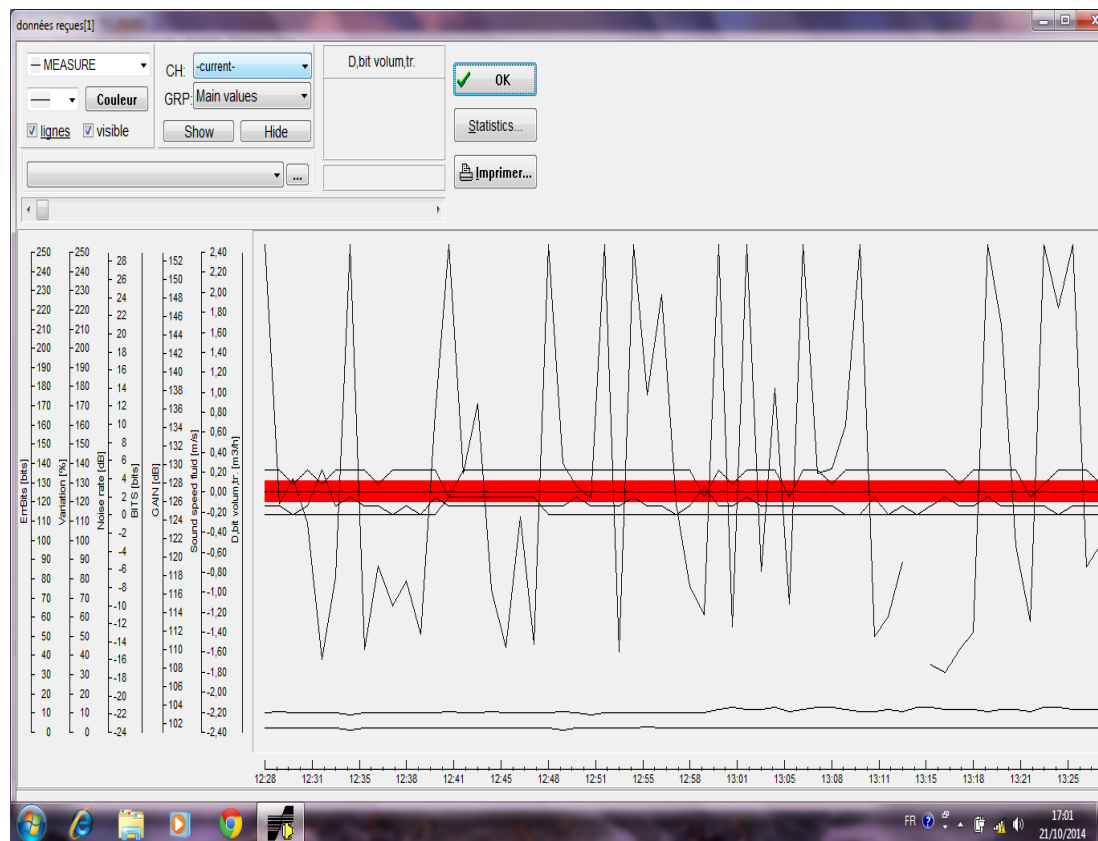


Figure5.8: Fenêtre illustratives du test effectué sur le Débitmètre numérique ADM 7407 branché sur le banc d'essai expérimental

\SOURCE=Série de valeurs de mesure de données reçues [01]

\START : 29/06/2016 14:00:25

\PARAMS

Phrase para. :

Point de Mesure: : 2

Tube :

Diamètre ext. : 60,27 mm

Epaisseur paroi: 5,00 mm

Rugosité : 0,1 mm

Matériau tube : Acier carbone

c-matériau : 3230,0 m/s

revêtement : NON REVETU

Fluide : Eau

c-fluide MIN: 1496,5 m/s

c-fluide MAX: 1496,5 m/s

Viscosité cin. : 0,88 mm²/s

Masse volumique : 1,00 g/cm³

*DATE_TIME	MEASURE	Q_POS	Q_NEG	SSPEED	GAIN	QUAL	SCNR	SNR	VARIAMP	VARITIME					
ERRBITS	NT	>MG	>MF	CUT	PIG										
\#	[m3/h]	[m3]	[m3]	[m/s]	[dB]	[%]	[dB]	[dB]	[%]	[%]	[bits]				
29/06/2016 14:00:25 N		N	5,15 N	+956,01	-41,86	2117,84	101	64	8	4	1	254	0	N	N
29/06/2016 14:01:25 N		N	6,11 N	+956,11	-41,86	2163,06	98	54	8	0	3	254	0	N	N
29/06/2016 14:02:25 N		N	6,69 N	+956,21	-41,86	2154,67	98	81	8	2	3	254	0	N	N
29/06/2016 14:03:25 N		N	5,92 N	+956,31	-41,86	2114,74	98	50	8	2	4	254	0	N	N
29/06/2016 14:04:25 N		N	6,11 N	+956,42	-41,86	2113,41	100	55	8	2	3	254	0	N	N
29/06/2016 14:05:25			5,92	+956,51	-41,86	2110,19	100	33	8						
0	3	-	0	N	N	N	N	N	N						
29/06/2016 14:15:25 N		N	5,72 N	+957,49	-41,86	2116,74	98	70	9	2	5	254	0	N	N
29/06/2016 14:20:25			6,20	+957,98	-41,86	2149,01	98	55	8						
1	3	254	0	N	N	N	N	N	N						
29/06/2016 14:35:25 N		N	6,11 N	+959,46	-41,86	2172,33	100	40	10	1	3	254	0	N	N
29/06/2016 14:59:25 N		N	5,22 N	+961,77	-41,86	2121,03	98	63	8	1	4	254	0	N	N

29/06/2016 15:00:25 N N	4,74 N	+961,86	-41,86	2112,78	100	49	8	0	2	-	0	N	N
29/06/2016 15:01:25 N N	4,82 N	+961,95	-41,86	2106,52	101	42	7	0	1	254	0	N	N
29/06/2016 15:02:25 N N	5,15 N	+962,04	-41,86	2107,53	101	69	8	2	1	254	0	N	N
29/06/2016 15:03:25 N N	5,37 N	+962,12	-41,86	2111,12	98	7	8	0	3	254	0	N	N
29/06/2016 15:04:25 N N	4,96 N	+962,21	-41,86	2115,48	100	81	9	1	1	254	0	N	N
29/06/2016 15:45:25 N N	5,46 N	+966,01	-41,86	2119,00	100	57	9	1	2	254	0	N	N
29/06/2016 15:46:25 N N	5,62 N	+966,11	-41,86	2218,09	98	38	9	0	1	254	0	N	N
29/06/2016 15:47:25 N N	5,31 N	+966,21	-41,86	2107,58	101	70	9	1	1	254	0	N	N
29/06/2016 15:48:25 N N	5,75 N	+966,30	-41,86	2105,61	101	64	10	0	1	254	0	N	N
29/06/2016 15:49:25	5,68	+966,40	-41,86	2104,77	101	51	9						
70	10	2	0	254	0	N	N	N	N	N			
29/06/2016 15:58:25 N N	5,70 N	+967,31	-41,86	2123,21	103	56	8	2	0	254	0	N	N
29/06/2016 15:59:25 N N	6,27 N	+967,42	-41,86	2114,33	100	58	9	0	2	254	0	N	N
29/06/2016 16:00:25 N N	??? N			2124,46	103	64	9	0	1	254	3	N	N
29/06/2016 16:01:25 N N	6,49 N	+967,62	-41,86	2128,43	104	78	8	1	0	254	0	N	N
29/06/2016 16:02:25 N N	5,82 N	+967,73	-41,86	2126,30	104	69	9	2	0	254	0	N	N
29/06/2016 16:03:25	6,27	+967,83	-41,86	2133,19	101	83							
29/06/2016 16:14:25 N N	5,24 N	+968,93	-41,86	2698,65	112	9	0	1	1	-	0	N	N
29/06/2016 16:15:25 N N	7,05 N	+969,03	-41,86	2212,28	104	34	8	0	1	-	0	N	N
29/06/2016 16:16:25 N N	5,67 N	+969,14	-41,86	2337,99	104	72	7	1	0	254	0	N	N
29/06/2016 16:17:25 N N	5,82 N	+969,24	-41,86	2474,45	110	78	0	1	0	-	0	N	N
29/06/2016 16:18:25 N N	??? N			2455,60	110	25	11	1	0	-	3	N	N
29/06/2016 16:19:25	5,50	+969,43	-41,86	2566,04	110	4	0						

2	-	3	N	N	N	N	N							
29/06/2016 16:29:25		5,76	+970,39	-41,86	2090,83	104	76	4	0	2	254	0	N	N
N	N	N												
29/06/2016 16:30:25		5,54	+970,47	-41,86	2208,23	112	0	7	0	0	-	0	N	N
N	N	N												

V.8 Perspectives de recherche

1. Implémentation d'un variateur de fréquence pour tester des pompes AC à rendement variable.
2. Couplage avec stockage lithium-ion afin d'étudier les scénarios d'alimentation nocturne.
3. Comparaison multi-sites : déploiement d'un banc jumeau à Ghardaïa pour corréler performances Nord-Sud.
4. Publication des bases de données 2016-2025 sur portail open-data afin de soutenir la recherche nationale sur le pompage solaire.

V9 étude économique – Système de pompage photovoltaïque au Sahara algérien

V9.1. Hypothèses de base

- Marché ciblé : zones rurales/sahariennes, agriculteurs, exploitations, collectivités.
- Technologie : Système de pompage solaire type « GREEN TEST FTV 100 » (ou équivalent).
- Objectif : Fournir de l’eau à partir d’un puits/bassin, sans raccordement au réseau électrique.

V9.2. Coûts estimatifs du système (marché algérien 2025)

TABLEAU 11Coûts estimatifs du système (marché algérien 2025)

Équipement	Fourchette de prix (DA)	Observations
Générateur PV (panneaux 2-3 kWc)	180 000 – 250 000	Selon marque et puissance
Convertisseur/contrôleur de pompe	50 000 – 90 000	Selon technologie
Pompe immergée ou de surface	60 000 – 130 000	Profondeur, débit
Banc d’essai didactique GREEN TEST	200 000 – 300 000	Optionnel (pour formation/test)
Accessoires (câbles, support, etc.)	30 000 – 70 000	Installation incluse
Total sans banc d’essai	320 000 – 540 000	Système standard
Total avec banc d’essai	520 000 – 840 000	Pour formation ou labo

remarque : les prix fais selon algerie360 et prix panneauxolaire Jumia, GamaOutillage, Ouedkniss

V9.3. Coût d'exploitation annuel

- Entretien annuel : 15 000 – 30 000 DA (nettoyage panneaux, vérif pompe, petites réparations)
- Coût de l'énergie solaire : quasiment nul
- Durée de vie système : 15-20 ans pour panneaux, 7-10 ans pour pompe (moyenne)

V9.4. Bénéfices économiques

- Économie sur le gasoil : Évite 30 000 – 60 000 DA/an (comparé à pompe thermique classique)
- Indépendance énergétique : Plus de facture d'électricité.
- Retour sur investissement :
 - Sans banc d'essai : 6-8 ans (en zone rurale/usage régulier)
 - Avec banc d'essai (usage formation/collectivité) : 8-12 ans (selon utilisation)

V9.5. Points forts sur le marché algérien

- Aides/subventions possibles via l'APRUE, le MADR ou certains projets nationaux.
- Matériel de plus en plus disponible localement (importateurs à Alger, Oran, Ouargla).
- Idéal pour : agriculture saharienne, villages isolés, écoles rurales, ONG environnementales.

V9.6. Recommandations

- Pour un usage familial/agricole petit débit, l'investissement est rentable et vite amorti.
- Pour une collectivité, le banc d'essai didactique permet de former des techniciens, de tester différentes configurations, et d'optimiser les projets réels.

V10 .Conclusion

Le banc d'essai de pompage solaire développé représente un investissement stratégique et une référence nationale pour la formation, la recherche et l'évaluation des systèmes photovoltaïques dans le Grand Sud algérien. Bien que plus coûteux à l'acquisition, il permet de valider la fiabilité et le potentiel d'optimisation de ces solutions énergétiques en conditions réelles. Les résultats obtenus démontrent la robustesse du système et ouvrent la voie à de futures améliorations, visant à renforcer sa performance face aux conditions sahariennes extrêmes tout en réduisant les coûts d'exploitation pour les installations agricoles. Pour un usage strictement pratique, l'installation standard PV + pompe offre déjà une rentabilité élevée à moyen terme, mais l'apport pédagogique et innovant du banc d'essai constitue un levier essentiel pour le développement durable dans les zones sahariennes d'Algérie.

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GÉNÉRALE

Au terme de ce travail de recherche, il est possible d'affirmer que le pompage photovoltaïque représente une solution technique, écologique et durable face aux défis d'approvisionnement en eau dans les régions arides et isolées. L'expérimentation réalisée au sein de l'URERMS d'Adrar, grâce au banc d'essai didactique GREEN TEST FTV 100, a permis de valider plusieurs hypothèses fondamentales concernant la performance, la stabilité et l'adaptabilité des systèmes de pompage solaire dans des conditions climatiques extrêmes.

Les analyses menées ont mis en évidence que ce type de système peut non seulement réduire la dépendance aux carburants fossiles, mais aussi optimiser l'utilisation de ressources naturelles locales abondantes, telles que le rayonnement solaire. En réalisant un dimensionnement adapté, une installation conforme et une maintenance minimale, le pompage photovoltaïque peut jouer un rôle pivot dans la lutte contre le stress hydrique et la promotion de l'agriculture durable dans les zones défavorisées.

Ce mémoire a également mis en valeur l'apport pédagogique et scientifique du banc d'essai GREEN TEST, en tant qu'outil de formation, de sensibilisation et de validation technologique. Il a permis d'intégrer une démarche rigoureuse de recherche appliquée, articulant les fondements théoriques, les contraintes pratiques et les réalités du terrain.

Par ailleurs, les limites observées lors des tests, telles que les variations de rendement en fonction de l'irradiation ou les besoins en instrumentation précise, ouvrent des perspectives intéressantes pour des recherches futures. L'intégration de systèmes de stockage, de régulation intelligente ou encore la modélisation numérique avancée peuvent constituer les prochaines étapes pour optimiser ces dispositifs.

En conclusion, ce travail se veut une contribution concrète à l'effort national et international pour un développement équilibré, autonome et écologique. Il appelle à une synergie entre les décideurs, les chercheurs, les industriels et les citoyens pour faire de l'énergie solaire non pas seulement une alternative, mais une véritable colonne vertébrale du développement durable dans les zones sahariennes et au-delà.

Table des Figures et Tableaux du Mémoire

Liste des Figures (par Chapitre)

Chapitre	Numéro	Légende	Page
CHAPITRE I	I.1	Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu au mois janvier et juillet [1]	10
CHAPITRE I		[2] Pyranomètre (norme ISO 9060)	11
CHAPITRE I		[3] Pyrhéliomètre	11
CHAPITRE I		[4] Solarimètre numérique	11
CHAPITRE I		représente Les bases de données satellitaires [6]	12
CHAPITRE I	L	e mouvement de la terre autour de soleil [7]	13
CHAPITRE I	I.3	Variation annuelle de la déclinaison du soleil [09].	13
CHAPITRE I	I.4	Angle horaire [10]	13
CHAPITRE I	I.5	variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.	14

CHAPITRE I	C	ordonnées horizontales.[11]	15
CHAPITRE I	I.1	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire [12].	18
CHAPITRE I	I.2	Configuration physique d'un générateur photovoltaïque : cellule photovoltaïque, module et champ.[13]	19
CHAPITRE I	I.3	Protection du générateur photovoltaïque [14]	19
CHAPITRE I		[15] Structure de la couche d'un générateur photovoltaïque	19
CHAPITRE I	I	[16].Mono-cristalline module (gauche) poly-cristalline module (droite) (URERMS Adrar).	20
CHAPITRE I	I.	Module de silicium amorphe (a-Si) [17].	20

CHAPITRE I	I	Tellurure de cadmium (CdTe) [18].	20
CHAPITRE I	I	Diséléniure de cuivre-indium gallium (CIGS) [19].	20
CHAPITRE I	I	Exemple d'une cellule organique [20].	20
CHAPITRE I	II.10	Caractéristiques I-V et P-V avec les paramètres électriques [21].	21
CHAPITRE I		[23] Système PV autonome	21
CHAPITRE I	I	[24] Système PV connecté au réseau électrique.	22
CHAPITRE I		[25] Système PV HYBRIDE	22
CHAPITRE II	2.2	Schéma synoptique simplifié de Pompage PV	24
CHAPITRE II	2.3	Groupe ment de N_s module en série et N_p en parallèle	25

CHAPITRE II	2.4	Diagramme du pompage PV par motopompe à CC	26
CHAPITRE II	2.5	Diagramme du pompage PV par motopompe à AC	27
CHAPITRE 3 :	3.1	Données de base d'une pompe	28
CHAPITRE 3 :	3.2	Perte de charge sur les conduites en fonction du débit	32
CHAPITRE 3 :	3.	4	32
CHAPITRE 3 :	3.6	carte mentale contexte et pré-choix techniques	33
Chapitre VI :	4.1	Extension du générateur PV à 4575 Wc formé de 03 rangées et de deux sous générateurs PV SGPV 1 et SGPV 2	34
Chapitre VI :	4.2	Configuration du champ PV	34
Chapitre VI :	04	schéma de système de pompage.	34
Chapitre VI :	4.3	Abri puits et un bassin de stockage d'eau de 80 m ³	35

Chapitre VI :	4.4	Le banc d'essai expérimental sous forme didactique	35
Chapitre VI :	4.5	Le débitmètre numérique ADM 7407 installé sur le banc expérimental	35
Chapitre VI :	4.6	L'installation des capteurs à ultrason du débitmètre numérique sur la tuyauterie	35
Chapitre VI :	4.7	GREEN TEST FTV100	37
Chapitre VI :	4.8	modules	37
Chapitre VI :	4.9	entrees DC AC	37
Chapitre VI :	4.10	Capteurs environnementaux	37
Chapitre VI :	4.11	Exemple de courbe puissance ensoleillement	37
Chapitre VI :	4.12	Écran LCD 5,7''	38
Chapitre VI :	4.13	liaison RS232	38
Chapitre VI :	4.14	Vue du banc d'essai expérimental avec le branchement du Grenntest FTV 100 sur le convertisseur	38

		DC/AC Lorentz PS1800	
Chapitre VI :	4.17	Mesure avec capteurs	38
Chapitre VI :	4.16	FLUXUS ADM 7907	39
Chapitre VI :	4.15	FLUXUS ADM 7407	40
Chapitre V : Développement d'un banc d'essai expérimental et résultats préliminaires	7	Courbe I-V et tets de caracterisation de module PV Isophoton I-75	47
Chapitre V : Développement d'un banc d'essai expérimental et résultats préliminaires	8	Courbe I-V et tets de caracterisation de module PV Isophoton I-75-12	47
Chapitre V : Développement d'un banc d'essai expérimental et résultats préliminaires	9	Courbe expérimental et simule (courant- tension) du module Isophoton I75-12	47
Chapitre V : Développement d'un banc d'essai	10	Fenêtre principal du logiciel fluxus data version 2	47

expérimental et résultats préliminaires			
Chapitre V : Développement d'un banc d'essai expérimental et résultats préliminaires	11	Fenetre illustrant l'acquisitions des données en utilisant le logiciel fluxus data	47
Chapitre V : Développement d'un banc d'essai expérimental et résultats préliminaires	12	Fenêtre illustratives du test effectué sur le Débitmètre numérique ADM 7407 branché sur	47

Liste des Tableaux (par Chapitre)

Chapitre	Numéro	Légende	Page
	L	E DES MATIÈRES	3
CHAPITRE I	I.1	Répartition du potentiel solaire au niveau du territoire algérien [1]	10
CHAPITRE I		2	10
CHAPITRE I		3	10
CHAPITRE I		4	10

CHAPITRE I		5	10
CHAPITRE I		6	10
CHAPITRE I		7	12
CHAPITRE 3 :	3.1	Besoins en eau	29
Chapitre VI :	04	résultat de calcul des pertes de charge singulier.	35
Chapitre VI :	4.1	Fiche de Dimensionnement – Système de Pompage Photovoltaïque	36

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] **International Energy Agency (IEA)** (2023). Solar Energy – Technology Roadmap. [En ligne] <https://www.iea.org/reports/solar-energy>

[2] Krauter, S. Solar Electric Power Generation: Photovoltaic Energy Systems. Springer, 2006.

[3] Kipp & Zonen. CMP6 Pyranometer – Technical Manual, 2020.

[4] EKO Instruments. MS-56 Pyrheliometer – Product Datasheet, 2021.

[5] Davis Instruments. 6450 Solar Radiation Sensor – User Manual, 2019.

[6] HelioClim-3 Database. Solar Radiation Data for Algeria. SODA-PRO, 2023.

[7] CNES – Projet SAHARA. Réseau de stations de mesure solaire dans le Sud algérien. Rapport interne, 2022.

[8] IEC 61724. Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis. International Electrotechnical Commission, 2017.

[9] Duffie, J.A. & Beckman, W.A. Solar Engineering of Thermal Processes. 4th Edition, Wiley, 2013.

[10] NASA Surface meteorology and Solar Energy (SSE). Global Solar Data. NASA, 2023.

[11] **Lynn, R. & Vanhanen, T.** (2012). Intelligence: A Unifying Construct for the Social Sciences. Ulster Institute for Social Research.

[12] **IEC 61724** (2017). Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis.

[13] **PVsyst SA.** (2023). Logiciel de simulation et dimensionnement des systèmes photovoltaïques. [En ligne] <https://www.pvsyst.com>

[14] **Krauter, S.** (2006). Solar Electric Power Generation: Photovoltaic Energy Systems. Springer.

[16] **LIVRE** fabricant américain TRACE <http://www.traceengineering.com/>

[15] **HelioClim-3 Database** (2024). Accès aux données d'irradiation solaire pour l'Algérie. [En ligne] <https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3>

[17] **Kipp & Zonen** (2020). Pyranomètre CMP6 – Manuel technique.

[18] **CNES – Projet SAHARA** (2023). Réseau de stations de mesure solaire dans le Sud algérien. Rapport interne.

- [19] **Divel Solar** (2022). Fiche technique module solaire 100M(36).
- [20] **International Energy Agency (IEA)** (2023). Solar Energy – Technology Roadmap. [En ligne] <https://www.iea.org/reports/solar-energy>
- [21] **Benmoussa, H.** (2022). Optimisation de l'inclinaison des modules PV pour le pompage solaire en Algérie. Mémoire de Master, Université de Blida 1.
- [22] **World Bank** (2024). Renewable Energy Resource Mapping: Solar Model. [En ligne] <https://energydata.info/>
- [24] **Bouziane, K., & Messaoudi, M.** (2021). Étude comparative des systèmes de pompage solaire en milieu saharien. *Revue des Énergies Renouvelables*, 24(3), 123-135..

[25] *S.Simani, "Model-based fault diagnosis in dynamic systems using identification*

[26] Lakhdar LOUAZENE « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla ». Mémoire magister 2008 Université de Batna, 2008. [27] Iméne Bachsais, Asma Sebbagh, « Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque pour l'irrigation d'un hectare de palmier dattier en utilisant les méthodes Méta heuristiques ». Université M'hamed Bougara de Boumerdes. 2017.

[28] Thomas Djiako & Jimmy Royer, « Le pompage photovoltaïque ». Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 1998.

[29] Abdoul Karim Traoré, « Gestion d'un système autonome hybride photovoltaïque éolien pour applications agricoles », Mémoire en génie électrique. Université du Québec à TroisRivières, 2016.

[30] LINSLEY, R.K., et al., *Water Resources Engineering*, McGraw-Hill, New York, USA, 1992.

[31] MAURITS LA RIVIERE, J.W., « Threats to the World's Water », *Scientific American*, sept. 1989.

[32] MOINE, G., *L'électricité solaire photovoltaïque*, Enelec, Mornant, France, 1981.

[33] ONTARIO MINISTRY OF NATURAL RESOURCES, *Water Efficiency Strategy Workshop*, Toronto, Canada, 1992.

[34] PV Design Assistance Centre, *Stand-Alone Photovoltaic Systems : A Handbook of Recommended Design Practice*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1990.

[35] RÉSEAU INTERNATIONAL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE (RIES), *Guide de l'énergie solaire: électricité solaire au service du développement rural*, Collection Études et filières, Rabat, Maroc, 1993.

[36] ROYER, J., *Fiches techniques du Centre canadien d'études et de coopération internationale*, Centre d'études et de recherches sur les énergies renouvelables (CERER), Sénégal, 1987.

[37] SCHILLER, E.J. et DROSTE, R.L., *Water Supply and Sanitation in Developing Countries*, Aun arbor Science, 1982.

[38] SCHILLER, E.J. et SQUARE, *Solar Pumping Systems in the Sahel: The Case of Senegal and Mali*, *Proceedings of the 15th Annual Conference of SESCI*, Penticton, Canada, 1989.

[39] Prof.Jacques Bornin, "Hydraulique urbaine I" version 2005.

[40] **PVsyst SA.** (2023). Logiciel de simulation et dimensionnement des systèmes photovoltaïques. [En ligne] <https://www.pvsyst.com>

[41] A.Chikh, A.Mehdaoui, Y.Harmim et A.Mammeri ;''Rapport d'activité interne'' ; URER/MS, déc. 2007.

[42] A.Mammeri, A.Mehdaoui ;''Rapport d'activité interne'' ; URER/MS, Déc.2008.

[43] Sources : - *GREEN TEST FTV100, Chauvin Arnoux, Manuel d'utilisation (2015)*. - *GREEN TESTEUR FTV100, Fiche produit (2010)*. -

[44] Fiche technique FLUXUS® ADM 7X07 pour liquides

[45] A.Mehdaoui ; URER/MS ; **RAPPORT TRIENNAL 2014-2016**



Sites Internet :

[Web_Ago] site Internet de l'institut de l'énergie et de l'environnement de la francophonie
« la génération répartie d'électricité : Enjeux, Techniques et perspectives
» <http://www.agora21.org/energie/iepf/mayer.html>

[Web_AJE] Site Internet de l'association de conseil en énergie et environnement de Franche-Comté, AJENA, <http://perso.wanadoo.fr/ajena/>

[Web_Cie] Site Internet du centre d'information sur l'énergie et l'environnement, CIELE,
<http://www.ciele.org>

[Web_Dew] Site Internet de l'institut allemand DEWI, <http://www.dewi.de>

[Web_EDF] site Internet d'Electricité de France, www.edf.fr

[Web_En] site Internet d'énergies nouvelles entreprise,
<http://perso.wanadoo.fr/energiesnouvelles-entreprises/10.htm>

[Web_Mad] Site Internet du constructeur espagnol d'aérogénérateur MADE, www.made.es

[Web_Min] Site Internet du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie,
<http://www.industrie.gouv.fr/>

[Web_Obs] Site Internet de l'observatoire des énergies renouvelables <http://www.observer.org/>

[Web_Out] site Internet d'information sur l'énergie solaire dans l'habitat,
<http://www.outilssolaires.com/>

[Web_Sme] site Internet du Syndicat Mixte d'Electrification des Bouches du Rhône,
http://www.smed13.com/Concession_electrique/ce4.htm

[Web_Sys] Site Internet de la revue des énergies renouvelables, systèmes solaires,
<http://www.systemes-solaires.com/>

[Web_Tra] site Internet du fabricant américain TRACE <http://www.traceengineering.com/>

