

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

Université Kasdi Merbah-Ouargla  
Faculté des Sciences Appliquées  
Département de Génie Électrique  
Réf : .....



جامعة قاصدي مرباح ورقلة  
كلية العلوم التطبيقية  
قسم الهندسة الكهربائية  
المرجع .....

## THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de  
Doctorat LMD

**Filière :** Electrotechnique

**Spécialité :** Electrotechnique

**Par**

**RAMDANI Madjeda**

## THÈME

# Contribution à l'étude d'un système multi-sources

Soutenue publiquement le 06/04/2026 devant le jury :

Mr. BOUREK Yacine	Prof	Président	Univ. Ouargla
Mr. DJAFOUR Ahmed	Prof	Rapporteur	Univ. Ouargla
Mr. BENMIR Abdelkader	MCA	Examineur	Univ. Ouargla
Mr. BOUHAFS Ali	MCA	Examineur	Univ. Ouargla
Mr. KHELIFA Moussa	MCA	Examineur	Univ. Ouargla
Mr. AMIEUR Toufik	Prof	Examineur	Univ. Tebessa
Mr. GHENAI Chaouki	Prof	Invité	Univ. Sharjah. E.A.U

Année Universitaire : 2025/2026

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

﴿مَنْ عَمِلْ صَالِحًا مِنْ ذَكَرٍ أَوْ  
أُنْشَىٰ وَهُوَ مُؤْمِنٌ فَلَنُحْيِيَنَّهُ  
حَيَاةً طَيِّبَةً ۖ وَلَنَجْزِيَنَّهُمْ  
أَجْرَهُمْ بِأَحْسَنِ مَا كَانُوا  
يَعْمَلُونَ﴾

[سورة النحل: 97]



# DÉDICACES

*Je dédie ce travail :*

*À ma chère mère, source d'amour et de tendresse,*

*À mon père, exemple de courage et de sagesse,*

*À mes frères et sœurs, pour leur soutien et leur affection,*

*À toute la famille RAMDANI, pour leur présence bienveillante,*

*À mes amis et collègues, pour leurs encouragements constants,*

*À tous mes enseignants et enseignantes, depuis l'école  
primaire jusqu'à l'université,*

*Et à toute âme modeste animée par la soif de science et de savoir,*


# Remerciements

«الْحَمْدُ لِلَّهِ الَّذِي بِنِعْمَتِهِ تَتِمُّ الصَّالِحَاتُ، وَبِتَوْفِيقِهِ تَنْحَقُّ الْغَايَاتُ»

*Avant tout, je rends grâce à ALLAH le Tout-Puissant, qui m'a accordé la santé, la patience, la persévérance et la détermination nécessaires pour mener à bien ce travail. Sans Sa volonté et Sa bénédiction, rien n'aurait été possible.*

*J'exprime ensuite ma plus profonde gratitude et ma reconnaissance sincère à mes chers parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leurs prières constantes. Leur soutien moral et matériel a été la clé de ma réussite. J'exprime également toute ma gratitude à ma famille, pour leur présence constante et leurs encouragements tout au long de ce parcours.*

*J'adresse mes remerciements les plus sincères à mon directeur de thèse, le Professeur Ahmed DJAFOUR, pour son expertise scientifique, sa disponibilité, ses précieux conseils et ses critiques constructives. Sa patience, son encadrement rigoureux et son engagement constant m'ont permis de surmonter les difficultés rencontrées et d'achever ce travail avec succès. Je le remercie également en sa qualité de directeur du Laboratoire de Génie Électrique (LAGE), qui a offert les conditions optimales à la réalisation de cette étude, ainsi que les données expérimentales nécessaires.*



*Mes sincères remerciements vont également aux membres du jury, pour l'honneur qu'ils me font en acceptant d'évaluer ce travail. Je tiens aussi à remercier vivement le Professeur Chaouki GHENAI professeur à l'université de Shardjah. E.A.U d'avoir accepté d'être membre du jury invité.*

*Je remercie aussi le directeur de la station de dessalement d'eau d'Ifrit El Gara, à Ouargla, ainsi que l'ingénieur de la station Sidali DEGHA, pour leur précieuse collaboration et leur aide dans l'obtention des informations techniques relatives à la station étudiée.*

*Enfin, j'exprime ma profonde gratitude à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail, que ce soit par leurs conseils, leurs encouragements ou leurs prières.*

*Je prie ALLAH de me guider, de m'accorder la réussite et de faire de ce travail une contribution utile sur le chemin du savoir et du bien.*



**Madjeda RAMDANI**

# Table des matières

Dédicaces.....	I
Remerciements .....	II
Liste des figures.....	IV
Liste des tableaux .....	IX
Liste des abréviations et nomenclatures .....	X
Introduction Générale .....	1
<b>Chapitre I : Les énergies renouvelables, les systèmes hybrides et l'hydrogène</b>	
I.1. Introduction .....	5
I.2. Les énergies renouvelables.....	5
I.3. Potentiel des énergies renouvelables dans le monde.....	5
I.4. Potentiel et développement des énergies renouvelables en Algérie .....	6
I.5. Gisement solaire.....	8
I.5.1 Position et Temps du soleil.....	8
I.5.2 Différentes composantes du rayonnement solaire.....	11
I.5.3 Rayonnement solaire hors atmosphère.....	13
I.6. Potentiel d'irradiation solaire en Algérie .....	13
I.7. Systèmes énergétiques multi-sources.....	16
I.7.1. Selon le mode de fonctionnement .....	17
I.7.2. Selon la structure.....	17
I.7.3 Couplage des systèmes hybrides .....	18
I.7.4. Avantages et inconvénients des différents couplages des systèmes hybrides .....	20

I.8. Logiciels de simulation et dimensionnement des systèmes hybrides .....	21
I.9. Stratégies de gestion de l'énergie.....	23
I.10. Technologie de l'hydrogène .....	23
I.10.1. Stockage de l'hydrogène.....	24
I.10.2. Utilisation de l'hydrogène .....	25
I.11. La vision de l'Algérie pour le développement de la production d'hydrogène.....	26
I.12. Conclusion.....	27

## **Chapitre II : Présentation et modélisation des composants du système hybride**

II.1. Introduction.....	30
II.2. Présentation et modélisation des composants du système proposé .....	30
II.3. Générateur photovoltaïque.....	30
II.3.1 Modélisation des cellules photovoltaïques .....	31
II.4. L'électrolyse d'eau .....	33
II.4.1 Techniques des électrolyseurs de l'eau.....	34
II.4.2. Modélisation de l'électrolyseur PEM.....	35
II.5. Pile à combustible .....	36
II.5.1. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible à membrane échangeuse de protons .....	37
II.6. Convertisseurs de puissance .....	42
II.7. Batteries de stockage .....	44
II.8. Conclusion .....	45

## **Chapitre III : Caractérisation expérimentale et résultats d'optimisation**

III.1. Introduction .....	48
---------------------------	----

III.2. Évaluation expérimentale des performances du module PV .....	48
III.2.1. L'effet du rayonnement et de la température sur les performances du module .....	49
III.2.2. Estimation des paramètres du module PV .....	53
III.3. Caractérisation de l'électrolyseur PEM .....	57
III.4. Description du système solaire à hydrogène-couplage indirect .....	58
III.5. Performances du système de couplage indirect pour la production d'hydrogène.....	60
III.6. Simulation de l'effet de l'angle d'inclinaison optimal des panneaux sur la production d'hydrogène.....	73
III.7. Caractérisation des piles à combustible PEM .....	75
III.7.1. L'effet de la température sur les caractéristiques électriques (V(I) & P(I)) des piles à combustible.....	77
III.7.2. Estimation des paramètres des piles à combustible.....	78
III.7.3. Résultats d'identification .....	78
III.8. Conclusion.....	80
 <b>Chapitre IV : Dimensionnement optimale et évaluation des performances d'un système hybride</b>	
IV.1. Introduction.....	83
IV.2. Présentation de la charge étudiée.....	83
IV.3. Profil de la charge .....	84
IV.4. Système hybride proposé .....	84
IV.5. Critères de sélection des composants d'entrée d'HOMER Pro .....	85
IV.6. Scénarios de fonctionnement du système hybride.....	86
IV.7. Résultat de simulation du système hybride proposé.....	88
IV.7.1 Optimisation avec HOMER Pro .....	88

IV.7.2 Production annuelle d'énergie .....	89
IV.7.3 Évaluation des performances énergétiques du système hybride.....	91
IV.7.4 L'analyse économique du système hybride à l'aide de HOMER.....	96
IV.7.5 Performance environnementale .....	97
IV.8. Évaluation des performances du système hybride sous l'influence des changements d'angle d'inclinaison du module photovoltaïque.....	97
IV.9. Étude comparative .....	100
IV.9.1 Optimisation avec l'algorithme Sparrow Search (SSA).....	100
IV.9.2 Optimisation avec connexion au réseau.....	102
IV.10. Conclusion .....	106
Conclusion Générale .....	107
Annexes .....	110
Références Bibliographiques.....	113
Résumé .....	120

# Liste des figures

Figure ( I.1): Production d'électricité renouvelable à partir de technologies d'énergie renouvelable dans le monde, 2000-2030 .....	6
Figure (I.2): Coordonnées géographiques. ....	9
Figure (I.3) : Repère du soleil.....	10
Figure (I.4) : Composantes du rayonnement solaire .....	12
Figure (I.5) : Gisement solaire de l'Algérie .....	14
Figure (I.6) : Le prototype expérimental .....	15
Figure (I.7) : L'irradiation solaire et la température extérieure en fonction du temps, 15 Mars .....	15
Figure (I.8) : L'irradiation solaire et la température extérieure en fonction du temps, 13 Décembre.....	16
Figure (I.9) : Schéma général des composantes du système énergétique hybride .....	16
Figure (I.10) : Classification des systèmes hybrides .....	17
Figure (I.11) : Couplage DC pour système hybride .....	19
Figure (I.12) : Couplage AC pour système hybride .....	20
Figure (I.13) : Couplage mixte DC/AC pour système hybride .....	20
Figure (I.14) : Sources de production d'hydrogène .....	24
Figure (II.1) : Représentation d'une cellule photovoltaïque. ....	31
Figure (II.2) : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque double diode (DDM) .....	31
Figure (II.3) : Electrolyse de l'eau .....	33
Figure (II.4) : Schéma de fonctionnement de la technologie PEM. ....	38

Figure (II.5) : Montage d'un convertisseur boost.....	42
Figure (II.6) : Montage d'un convertisseur buck.....	43
Figure (III.1) : Schéma de plateforme d'expérimentation .....	48
Figure (III.2) : Effet du rayonnement sur $P_{max}$ à $T \approx 40.55^{\circ}C$ .....	49
Figure (III.3) : Effet de la température sur $P_{max}$ à $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$ .....	50
Figure (III.4) : Effet du rayonnement sur $I_{cc}$ à $T \approx 40.55^{\circ}C$ .....	50
Figure (III.5) : Effet de la température sur $I_{cc}$ à $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$ .....	51
Figure (III.6) : Effet du rayonnement sur $V_{oc}$ à $T \approx 40.55^{\circ}C$ .....	51
Figure (III.7) : Effet de la température sur $V_{oc}$ à $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$ .....	52
Figure (III.8) : Effet de la température sur le facteur de forme à $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$ .....	52
Figure (III.9) : Effet de la température sur le rendement à $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$ .....	53
Figure (III.10) : Comparaison des caractéristiques $I(V)$ expérimentales avec les résultats des algorithmes proposés à $671 \text{ W/m}^2$ et $38^{\circ}C$ .....	56
Figure (III.11) : Comparaison des caractéristiques $P(V)$ expérimentales avec les résultats des algorithmes proposés à $671 \text{ W/m}^2$ et $38^{\circ}C$ .....	56
Figure (III.12) : Variation de la fonction objective utilisant les algorithmes proposés. ....	57
Figure (III.13) : Courbe caractéristique $V(I)$ de l'électrolyse PEM (HG-60). ....	57
Figure (III.14) : Courbe de production d'hydrogène en fonction du courant .....	58
Figure (III.15) : Le système expérimental étudié .....	59
Figure (III.16) : Puissance de sortie des panneaux solaires en fonction du temps.....	61
Figure (III.17) : Température extérieure en fonction du temps. ....	61
Figure (III.18) : Puissance de la batterie en fonction du temps.....	62
Figure (III.19) : Conversion de puissance d'entrée et de sortie par rapport au temps. ....	62

Figure (III.20) : Débit d'hydrogène en fonction du temps.....	63
Figure (III.21) : Volume d'hydrogène généré dans l'électrolyseur.....	63
Figure (III.22) : Rendement moyenne des composants du système.....	64
Figure (III.23) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée de Janvier.....	65
Figure (III.24) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Janvier.....	65
Figure (III.25) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée de Février.....	66
Figure (III.26) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Février.....	66
Figure (III.27) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée de Mai.....	67
Figure (III.28) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Mai.....	67
Figure (III.29) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés en Juin.....	68
Figure (III.30) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Juin.....	68
Figure (III.31) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée d'Octobre.....	69
Figure (III.32) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée d'Octobre.....	69
Figure (III.33) : Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée de Janvier.....	70
Figure (III.34) : Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée de Février.....	70
Figure (III.35) : Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée d'Avril.....	71
Figure (III.36) : Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée de Mai.....	71

Figure (III.37) : Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée d'Octobre.....	72
Figure (III.38) : influence des angles d'inclinaison des panneaux sur le rayonnement solaire instantané pour le 15 avril .....	74
Figure (III.39) : Débit d'hydrogène pour le 15 avril à 0° et 17° .....	75
Figure (III.40) : Volume d'hydrogène après optimisation pour le 15 avril à 0° et 17° .....	75
Figure (III.41) : Courbe caractéristiques expérimentales V(I) & P(I) pour FC-50 .....	76
Figure (III.42) : Courbes caractéristiques expérimentales V(I) & P(I) pour Nexa®1200 .....	77
Figure (III.43) : Effet de la température sur les caractéristiques V(I) & P(I) pour FC-50 .....	77
Figure (III.44) : Effet de la température sur les caractéristiques V(I) & P(I) pour Nexa®1200 .....	78
Figure (III.45) : Caractéristiques de V(I) en utilisant l'algorithme SSA pour FC-50 et Nexa® 1200 .....	79
Figure (III.46) : Caractéristiques de P(I) en utilisant l'algorithme SSA pour FC-50 et Nexa® 1200 .....	79
Figure (IV.1): Station de dessalement à Ouargla, Algérie .....	84
Figure (IV.2) : Puissance moyenne journalière par mois du profil de charge .....	84
Figure (IV.3) : Structure schématique du système hybride proposé.....	85
Figure (IV.4) : Irradiance solaire horizontale moyenne mensuelle .....	89
Figure (IV.5) : Température mensuelle moyenne .....	90
Figure (IV.6) : Production mensuelle moyenne d'électricité .....	91
Figure (IV.7) : Performance des composants du système pour des journées représentatives tout au long de l'année.....	91
Figure (IV.8) : Entrée et sortie de l'électrolyseur .....	93
Figure (IV.9) : Etat de volume d'hydrogène stockée dans le réservoir .....	94

Figure (IV.10) : la consommation de combustible de la pile à combustible .....	95
Figure (IV.11) : Répartition des coûts de chaque élément du système .....	97
Figure (IV.12) : Comparaison des résultats d'optimisation basés sur les programmes SSA et HOMER Pro. ....	102
Figure (IV.13) : Système hybride connecté au réseau. ....	103
Figure (IV.14) : Contribution des sources d'énergie au bilan énergétique annuel .....	104
Figure (IV.15) : Production annuelle d'énergie électrique. ....	104
Figure (IV.16) : Ventes et achats du réseau. ....	105

# Liste des tableaux

Tableau I.1 : Potentiel Solaire en Algérie .....	13
Tableau I.2: Avantages et inconvénients des différentes configurations de couplage du système. ....	21
Tableau II.1 : Caractéristiques principales des piles à combustibles.....	37
Tableau II.2 : Formules de dimensionnement des valeurs de L et C des convertisseurs DC-DC .....	44
Tableau II. 3 : Types des batteries. ....	44
Tableau III.1 : Paramètres optimaux pour DDM.....	54
Tableau III.2: Évaluation statistique des algorithmes proposés .....	55
Tableau III.3 : Jours représentatifs selon Klein .....	60
Tableau III.4 : Angle d'inclinaison idéal mensuel moyen.....	74
Tableau III.5 : Résultats des paramètres optimaux.....	79
Tableau III.6 : Résultats des mesures statistiques.....	80
Tableau IV.1 : Résultats optimal de dimensionnement du système hybride par HOMER Pro	89
Tableau IV.2 : Production électrique des éléments du système. ....	90
Tableau IV. 3 : Résumé des coûts du système hybride.....	96
Tableau IV. 4 : Emissions annuelles du système hybride.....	97
Tableau IV. 5 : Performances du système hybride selon l'angle d'inclinaison .....	98
Tableau IV.6: Résultats optimal de dimensionnement du système hybride par SSA .....	101

# Liste des abréviations et nomenclatures

## Abréviations

---

AFC	Pile à combustible alcaline	PAC	Pile à combustible
COE	Coût de l'énergie	PAFC	Pile à combustible à acide phosphorique
DMFC	Pile à combustible à méthanol direct	UGE	Unité de gestion de l'énergie
ELZ	Électrolyseur	PEMFC	Piles à combustible à membrane échangeuse de protons
ET	Équation du temps	Rmse	Erreur quadratique moyenne relative
FF	Facteur de forme	SOC	État de charge
FO	Fonction objective	DDM	Modèle à diode double
HG	Générateur d'hydrogène	RMSE	Erreur quadratique moyenne
HG60	Générateur d'hydrogène de 60 l/h	Sdt	Écart-type
LAGE	Laboratoire de Génie Électrique	SOFC	Pile à combustible à oxyde solide
MABE	Erreur de biais absolue moyenne	TSV	Temps solaire vrai
MAPE	Erreur moyenne en pourcentage absolu	PV	Photovoltaïque
Max	Valeur maximale de l'aptitude		
MBE	Erreur de biais moyenne		
MCFC	Pile à combustible à carbonate fondu		
Mean	Valeur moyenne d'aptitude		
Min	Valeur d'aptitude minimale		
NPC	Coût total du système hybride		

---

## Nomenclatures

$\alpha$	Angle d'altitude	[°]
$\theta_S$	Angle d'azimut	[°]
$L$	Latitude du lieu	[°]
$\delta$	Angle de déclinaison	[°]
$\omega$	Angle horaire	[°]
$G_T$	Rayonnement solaire global	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_B$	Rayonnement solaire direct	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_D$	Rayonnement solaire diffus	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{T,\beta}$	Rayonnement solaire global incident sur une surface inclinée	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{B,\beta}$	Rayonnement solaire direct sur une surface inclinée	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_T$	Rayonnement solaire global	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{D,\beta}$	Rayonnement solaire diffus sur une surface inclinée	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_R$	Rayonnement solaire réfléchi	[W/m <sup>2</sup> ]
$\rho$	Albédo	[W/m <sup>2</sup> ]
$B$	Angle d'inclinaison	[°]
$I$	Angle d'incidence	[°]
$Q$	Charge des électrons	[C]
$N_B$	Nombre des batteries	[-]
$E_{ernst}$	Tension théorique	[V]
$V_{act}$	Surtension d'activation.	[V]
$V_{ohm}$	Surtension ohmique	[V]
$V_{conc}$	Surtension de concentration	[V]
$\Delta G$	Changement d'énergie libre	[J/k. mol]
$\Delta S$	Changement d'entropie	[J/k. mol]
$F$	Constante de Faraday, 96 485	[C/mol]
$T$	Température de fonctionnement	[k]
$R$	Constante universelle du gaz, 8,3145	[J/k. mol]
$P^{*H_2}$	Pression partielle à l'interface d'hydrogène	[atm]
$P^{*O_2}$	Pression partielle à l'interface d'oxygène	[atm]
$P_{anode}$	Pression de l'hydrogène à l'anode	[atm]
$R$	Constante universelle du gaz, 8,3145	[J/k. mol]
$P_{cathode}$	Pression de l'oxygène à la cathode	[atm]
$Taille_{TankH_2}$	Taille optimale du réservoir	[kg]
$P_{conv}$	Puissance optimale d'onduleur	[W]
$P_{PAC}$	Puissance du pile à combustible	[W]
$P_{El_e}$	Puissance nominale de l'électrolyseur	[W]
$C_{SH_T}$	Coût du système hybride proposé	[\$]
$C_{PV}$	Coût du générateur PV	[\$]
$C_{DC/DC}$	Coût du convertisseur DC/DC	[\$]
$C_{PAC}$	Coût du PAC	[\$]
$C_{Elz}$	Coût de l'électrolyseur	[\$]
$C_{Tank}$	Coût du réservoir	[\$]
$C_{conv}$	Coût du convertisseur DC/AC	[\$]
$C_c$	Coût de chaque élément	[\$]
$N_n$	Nombre des éléments du SH	[-]
$C_{cap,c}$	Coût en capital de chaque composant	[\$]
$\xi_1, \xi_2, \xi_3, \xi_4$	Coefficients paramétriques	[-]
$I_{PAC}$	Courant de fonctionnement de la pile	[A]
$R_C$	Résistance équivalente de contact à la conduction des électrons	[Ω]
$R_m$	Résistance équivalente de la membrane à la conduction des protons	[Ω]
$l$	Épaisseur de la membrane	[μm]

$\rho_M$	Résistivité spécifique de la membrane	[ $\Omega \cdot \text{cm}$ ]
$J$	Densité de courant	[ $\text{A}/\text{cm}^2$ ]
$J_{max}$	Densité de courant maximale	[ $\text{A}/\text{cm}^2$ ]
$I_{cc}$	Courant de court-circuit	[A]
$K_T$	Courant de court-circuit à STC	[A]
$R^2$	Coefficient de détermination	[-]
$P_{PV}$	Puissance du générateur PV	[W]
$P_{SR}$	Puissance du rayonnement solaire	[W]
$G$	Rayonnement solaire	[ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
$S_{PV}$	Surface du module PV	[ $\text{m}^2$ ]
$E_{PV}$	Énergie photovoltaïque	[Wh]
$P_{SR,sortie}$	Puissance de sortie du régulateur de charge	[W]
$E_{SR,sortie}$	Consommation d'énergie du régulateur de charge	[Wh]
$P_{B\_sortie}$	Puissance de sortie des batteries	[W]
$P_{B\_entrée}$	Puissance d'entrée des batteries	[W]
$E_{B\_sortie}$	Energie produite des batteries	[Wh]
$E_{B\_entrée}$	Consommation d'énergie des batteries	[Wh]
$P_{inv}$	Puissance absorbée par l'onduleur	[W]
$P_{HG,entrée}$	Puissance absorbée par l'électrolyseur	[W]
$E_{inverter}$	Consommation d'énergie de l'onduleur	[Wh]
$E_{Elz,entrée}$	Consommation d'énergie de l'électrolyseur	[Wh]
$m_{H_2}$	Masse d'hydrogène	[g/L]
$HHV_{H_2}$	Pouvoir calorifique supérieur	[MJ/kg]
$E_{H_2}$	Énergie stockée dans réservoirs d'hydrogène	[Wh]
$V_c$	Tension de couplage	[V]
$I_c$	Courant de couplage	[A]
$P_{H_2} \& P_{O_2}$	Pressions de $H_2$ et $O_2$	[atm]
$I_{el}$	Courant qui traverse les électrodes	[A]
$j_{0,a} \& j_{0,c}$	Densité du courant traversant l'anode et la cathode	[ $\text{A}/\text{m}$ ]
$R_{el}$	Résistance de l'électrode	[ $\Omega$ ]
$t_{mem}$	Épaisseur de la membrane	[ $\mu\text{m}$ ]
$I$	Courant de sortie DDM	[A]
$i_{ph}$	Photo courant de la cellule	[A]
$I_{s1} \& I_{s2}$	Courants de diffusion	[A]
$I_{d1} \& I_{d2}$	Courants des diodes 1et 2	[A]
$n_1 \& n_2$	Facteur d'idéalité	[-]
$R_s \& R_p$	Résistance série et parallèle	[ $\Omega$ ]
$V_{dec}$	Tension de décharge de la batterie	[V]
$V_{ch}$	Tension de charge de la batterie	[V]
$P_{PVopt}$	Puissance optimale des panneaux photovoltaïques	[W]
$P_{DC/DC}$	Puissance du régulateur de charge	[W]
$N_{PV}$	Nombres des modules PV	[-]
$P_{panneau}$	Puissance crête d'un seul panneau	[W]
$P_{PACopt}$	Puissance optimale des PAC	[W]
$N_{PAC}$	Nombre de PAC requis	[-]
$P_{chargeMax}$	Puissance maximale de la charge	[W]
$P_{PAC}$	Puissance nominale d'une seule PAC	[W]
$P_{Elzopt}$	Puissance optimale de l'électrolyseur	[W]

# Introduction Générale

La croissance continue de la demande énergétique, combinée aux risques d'épuisement des combustibles fossiles et au réchauffement climatique, met en évidence la nécessité urgente d'une transition vers une alternative énergétique plus durable et moins polluante. De nombreuses sources d'énergie renouvelable, telles que l'hydroélectricité, la géothermie, la biomasse, l'éolien et le photovoltaïque, offrent des solutions viables. La principale motivation pour adopter ces sources réside dans leur capacité à préserver un environnement sain. Étant inépuisables et exemptes d'émissions de gaz à effet de serre, les deux principales causes du réchauffement climatique, dont les effets néfastes sont sans précédent. Elles constituent une réponse essentielle aux défis environnementaux mondiaux. De nombreuses études s'accordent à prédire l'épuisement progressif des réserves de combustibles fossiles au cours des prochaines décennies [1][2].

Parmi les ressources renouvelables, le rayonnement solaire se distingue comme la source d'énergie la plus abondante sur Terre. L'énergie libérée par le soleil et captée par la planète en une heure pourrait théoriquement couvrir les besoins énergétiques mondiaux pour une année entière [3]. Cette potentialité est efficacement exploitée grâce aux panneaux photovoltaïques (PV). Toutefois, optimiser leur performance nécessite une compréhension approfondie de la distribution du rayonnement solaire sur les sites d'installation. Un défi majeur demeure l'intermittence de l'énergie solaire liée aux conditions météorologiques, ce qui exige des solutions efficaces de stockage d'énergie [4][5].

Récemment, l'intégration de multiples sources d'énergie au sein de systèmes hybrides s'est révélée être une approche robuste et rentable pour assurer un approvisionnement énergétique fiable, surpassant les limites des systèmes à source unique. L'avantage clé des systèmes hybrides réside dans leur capacité à surmonter les défis de la production électrique intermittente. Cela en fait une alternative énergétique prometteuse, notamment dans les régions isolées où l'accès à l'énergie est entravé par des contraintes techniques et économiques [6], [7].

Pour perfectionner ces systèmes hybrides, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage énergétique à long terme et comme vecteur énergétique respectueux de l'environnement a gagné en importance. L'hydrogène peut être produit à l'aide d'un électrolyseur, et son utilisation dans la génération d'énergie ne produit aucune émission de gaz

à effet de serre. Par rapport aux batteries, l'hydrogène offre une densité énergétique nettement supérieure. De plus, il présente un potentiel significatif pour promouvoir une économie durable, permettant la production d'ammoniac vert et d'autres combustibles liquides essentiels aux industries des phosphates et des engrais [8], [9], [10].

Le développement des technologies de l'hydrogène est crucial, soutenu par des investissements mondiaux dans ce domaine. Actuellement, la production d'hydrogène repose sur le gaz naturel (30 % pour l'hydrogène gris), le charbon (18 % pour l'hydrogène brun) et les sources d'énergie renouvelable (4 % pour l'hydrogène vert).

En revanche, l'hydrogène vert constitue un élément essentiel de la stratégie européenne de l'hydrogène (2020), qui vise à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Pour y parvenir, l'Europe recherche des fournisseurs externes fiables disposant d'abondantes ressources en énergies renouvelables et d'une proximité géographique facilitant le transport et l'exportation. Cette dynamique ouvre la voie aux pays riches en ressources solaires et éoliennes pour devenir des partenaires clés dans l'approvisionnement du marché européen en hydrogène vert [11][2].

La position géographique stratégique de l'Algérie lui confère une diversité de ressources renouvelables, notamment dans la wilaya de Ouargla, où le climat désertique, les niveaux élevés d'irradiation solaire et la circulation des eaux souterraines créent des conditions idéales pour l'installation d'unités d'hydrogène photoélectrochimique. L'ensemble de ces facteurs fait de l'Algérie un candidat prometteur pour devenir un fournisseur majeur d'hydrogène vert vers l'Europe.

L'Algérie met en œuvre des stratégies bien conçues, telles que la Stratégie algérienne pour l'hydrogène vert (SAHV), visant à stimuler la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert tout en réduisant les émissions de carbone, particulièrement dans les secteurs des transports et de l'industrie. D'ici 2050, la SAHV cherche à établir un cadre favorable à l'émergence d'une filière hydrogène [12]. En 2020, le gouvernement algérien s'est engagé à intégrer l'hydrogène dans les exportations énergétiques d'ici 2030. Une feuille de route a également été élaborée en partenariat entre Sonatrach et l'entreprise italienne Eni pour évaluer la faisabilité technique et économique d'un projet pilote exploitant les énergies renouvelables inexploitées en Algérie, telles que le solaire et l'éolien [13].

Par ailleurs, les défis hydriques mondiaux accélèrent également la recherche de solutions durables. Bien que l'eau couvre près des deux tiers de la surface terrestre, plus de 97 % est salée et moins de 1 % est directement accessible sous forme d'eau douce. Aujourd'hui, une personne

sur cinq souffre de pénurie d'eau, et jusqu'à 40 % de la population mondiale pourrait être touchée d'ici 2030. Le dessalement de l'eau s'impose ainsi comme une stratégie essentielle, l'osmose inverse représentant 64 % des capacités installées. Toutefois, ces unités restent fortement énergivores et majoritairement alimentées par des combustibles fossiles, générant environ 76 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, un chiffre susceptible de tripler d'ici 2040 [14], [15], [16], [17], [18], [19], [20]. Dans ce contexte, le couplage des unités de dessalement avec des sources d'énergie renouvelables, notamment les systèmes photovoltaïques, éoliens ou hybrides intégrant le stockage par hydrogène, apparaît comme une solution durable, fiable et compétitive, particulièrement adaptée aux régions arides telles que le Sahara algérien

Cette thèse s'inscrit dans le cadre d'une étude expérimentale visant à analyser les performances des composants d'un système hybride solaire-hydrogène. Les principaux objectifs sont de caractériser, d'analyser, de dimensionner et d'optimiser un système autonome de production d'énergie propre, utilisant l'hydrogène comme moyen de stockage pour alimenter une pile à combustible. La recherche est structurée en quatre chapitres : Le premier chapitre constitue une étude préliminaire portant sur les énergies renouvelables, les systèmes hybrides et l'hydrogène, et sert d'introduction aux concepts fondamentaux de la recherche; le deuxième chapitre examine les composants du système hybride et leur modélisation mathématique ; le troisième chapitre présente les résultats de la caractérisation et de l'optimisation expérimentales, en affinant les paramètres des composants du système ; et le quatrième chapitre présente les travaux réalisés sur le dimensionnement optimal d'un système hybride renouvelable et sur l'étude de ses performances à l'aide du logiciel HOMER Pro, ainsi que sur l'évaluation de sa faisabilité technico-économique. L'objectif est de concevoir un système autonome capable d'alimenter une station de dessalement dans la région de Ouargla, tout en minimisant sa dépendance au réseau électrique. L'étude se conclut par une conclusion générale et des perspectives d'avenir.

# **Chapitre I**

## **Les énergies renouvelables, les systèmes hybrides et l'hydrogène**

## I.1. Introduction

La demande mondiale croissante en énergie, conjuguée aux impacts environnementaux et économiques liés à la surconsommation de combustibles fossiles, a incité les chercheurs et les décideurs à rechercher des alternatives propres et durables [21]. Dans ce contexte, les énergies renouvelables apparaissent comme une option stratégique capable de répondre à une part importante des besoins énergétiques actuels et futurs, compte tenu de leur abondance, de leur durabilité et de leurs faibles émissions. Cependant, l'exploitation de ces ressources nécessite une compréhension approfondie des caractéristiques climatiques, l'adoption de systèmes hybrides efficaces pour assurer la durabilité et le développement de mécanismes modernes de stockage et de gestion de l'énergie, tels que l'hydrogène [22].

Ce chapitre vise à présenter le cadre théorique des énergies renouvelables et leur potentiel aux niveaux mondial et local, en abordant les fondamentaux du rayonnement solaire, les systèmes de production hybrides, les outils de simulation et les stratégies de gestion de l'énergie, et en soulignant le positionnement de la technologie de l'hydrogène comme une option prometteuse pour l'avenir.

## I.2. Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables représentent des alternatives propres et durables aux combustibles fossiles, responsables de dommages environnementaux et de ressources limitées. Non polluantes et inépuisables [23], [24], [25], ces énergies regroupent plusieurs sources majeures. La bioénergie s'appuie sur des matières organiques végétales et animales et permet de produire de l'électricité par combustion ou fermentation. Elle est disponible sous forme solide, liquide et gazeuse. L'énergie éolienne exploite la puissance du vent grâce à des turbines pour produire de l'électricité sans émissions et bénéficie d'un développement technologique continu améliorant son efficacité [26], [27]. L'hydroélectricité, qui exploite le mouvement de l'eau des rivières et des barrages pour convertir l'énergie potentielle en [28] électricité. L'énergie solaire, l'une des ressources renouvelables les plus abondantes, est utilisée pour produire de l'électricité ou de la chaleur grâce à des cellules photovoltaïques ou des systèmes de chauffage solaire. Elle a le potentiel de couvrir les besoins quotidiens mondiaux [29], [30]. La géothermie, quant à elle, exploite la chaleur de l'intérieur de la Terre et est utilisée pour produire de l'électricité ou de la chaleur, notamment dans les zones disposant de sources de chaleur naturelles [31], [32]. Ces énergies représentent un avenir prometteur vers un système énergétique propre, sûr et durable.

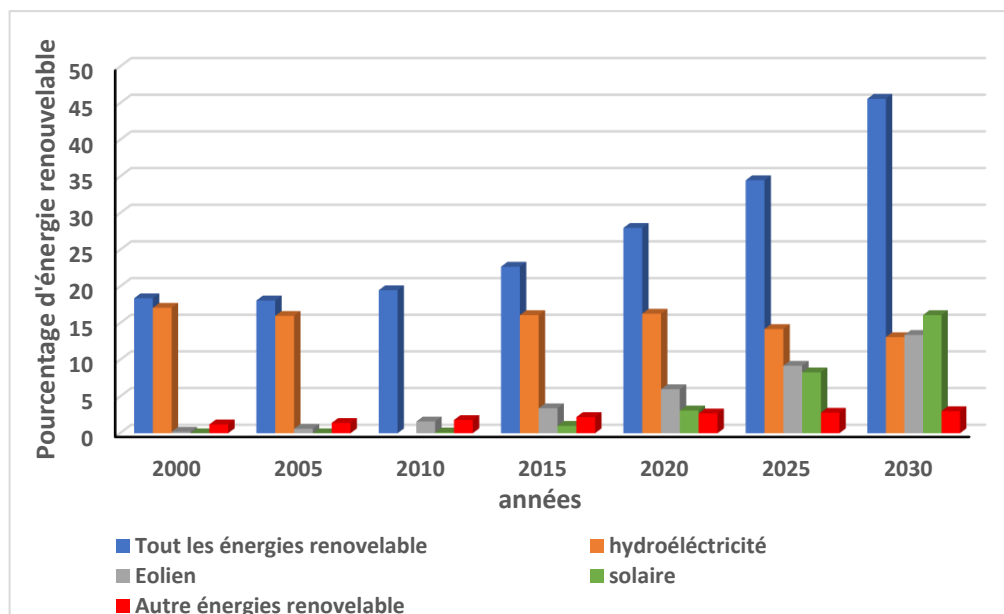
## I.3. Potentiel des énergies renouvelables dans le monde

La consommation d'énergie renouvelable devrait augmenter d'environ 60 % entre 2024 et 2030, ce qui porterait sa part dans la consommation finale d'énergie à environ 20 % en 2030.

Cette croissance est principalement due à l'essor de la production d'électricité à partir des sources renouvelables, qui représente plus des trois quarts de l'augmentation totale [33].

D'ici 2030, la production mondiale d'électricité issue des énergies renouvelables devrait dépasser les 17 000 TWh, soit une hausse de près de 90 % par rapport à 2023. Les énergies renouvelables couvriront alors environ 46 % de la production mondiale d'électricité. L'énergie solaire photovoltaïque deviendra la première source d'électricité renouvelable, suivie de près par l'énergie éolienne, toutes deux dépassant l'énergie hydraulique. En revanche, la part des autres sources comme la bioénergie, le solaire thermique à concentration et la géothermie restera inférieure à 3 %, sans variation significative [33][2].

Étant donné que les énergies renouvelables variables notamment le solaire et l'éolien représenteront 90 % de la croissance de la production d'électricité renouvelable durant cette période, le recours à des solutions supplémentaires pour assurer la flexibilité et la stabilité des systèmes électriques sera indispensable [34].



**Figure ( I.1):** Production d'électricité renouvelable à partir de technologies d'énergie renouvelable dans le monde, 2000-2030

#### I.4. Potentiel et développement des énergies renouvelables en Algérie

Face à la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, le réchauffement climatique et la raréfaction des ressources, et de développer un développement durable, Les pays doivent réviser leur politique énergétique pour inclure les sources d'énergie renouvelables. L'Algérie ne fait pas exception à cette tendance, puisque l'économie algérienne est algérienne est aujourd'hui entièrement dépendante de l'industrie pétrolière. L'Algérie dispose d'atouts et

potentiels majeurs avec une grande quantité d'énergies renouvelables fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, de l'eau ou des plantes, elle se lance dans un programme ambitieux Pour le développement des énergies renouvelables [34].

Ces dernières années, l'État algérien a adopté le dynamisme de l'énergie verte à travers plusieurs mesures telles que la création d'un nouveau ministère appelé Environnement et Énergies renouvelables. En outre, le gouvernement algérien a adopté le programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité en 2011 et il a été révisé en 2015. Cette vision est basée sur le développement des ressources inépuisables comme le photovoltaïque et l'éolien grâce à l'intégration de la biomasse et de la géothermie dans la production d'électricité. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable porteur d'un nouveau paradigme de croissance économique. L'Algérie entend se positionner comme un acteur majeur de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque et solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable capable d'impulser un nouveau paradigme. D'ici 2030, près de 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale provenir de sources renouvelables. Le potentiel de l'éolien, de la biomasse, de la géothermie et de l'hydroélectricité en Algérie est bien inférieur à celui de l'énergie solaire. Toutefois, cela n'exclut pas le lancement de plusieurs projets de construction de parcs éoliens et la mise en œuvre de projets pilotes de biomasse et de projets d'énergie géothermique [35],[36][37].

La mise en œuvre des initiatives de production d'électricité ENR pour le marché national se déroulera en deux phases :

**La première phase 2015 - 2020 :** Cette phase verra la réalisation de 4010 MW entre les cellules photovoltaïques et l'énergie éolienne, en plus de 515 MW entre la biomasse, la cogénération et la géothermie.

**La deuxième phase 2021 - 2030 :** le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), qui permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'Ain Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans la région nationale. Système du pouvoir. À l'heure actuelle, l'énergie solaire thermique peut être économiquement viable.

Dans le programme d'énergie renouvelable et les phases, il convient de noter, d'ici 2030 il est prévu d'installer une capacité d'environ 12 000 MW pour le marché national en plus de la possibilité d'exporter jusqu'à 10 000 mégawatts. La stratégie de l'Algérie dans ce domaine vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables liée au programme de formation

et à la capitalisation des connaissances, qui permettra à terme d'employer le génie algérien local, notamment dans le domaine de l'ingénierie et de la gestion de projet.

La majeure partie de ce potentiel énergétique reste inexploitée ou peu exploitée. En outre, l'intégration à long terme des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique du pays joue un rôle important dans les économies d'énergie et l'efficacité énergétique.

## I.5. Gisement solaire

Le gisement solaire est un ensemble de données qui décrit l'évolution du rayonnement solaire disponible sur une période donnée pour un lieu particulier. Il est utilisé dans une grande variété de domaines, où la présence de données d'insolation est d'une importance primordiale à la fois dans la conception et le développement de tout système [38].

### I.5.1 Position et Temps du soleil

Afin d'exploiter efficacement l'énergie solaire, il est important de connaître la variation temporelle de la position du soleil [39].

#### A) Position du Soleil

- **Coordonnées géographiques**

**La latitude ( $\theta$ ) :** Développer une méthodologie adaptée pour atténuer l'inclinaison d'un plan aspiré par rapport aux spatules. Dans le cas où la valeur est positive, la situation géographique sera située à l'intérieur de l'hémisphère nord. A l'inverse, si la valeur est négative, la localisation géographique se positionne dans un environnement caractérisé par un éclairage moindre.

**Longitude ( $\varphi$ ) :** Il s'agit de l'angle angulaire en question formé par l'intersection du méridien principal, qui passe par Greenwich, et du méridien local, qui passe par le point spécifique étudié. Si la valeur est positive lorsqu'elle est située à l'est du méridien et négative lorsqu'elle est située à l'ouest du méridien.

**L'altitude ( $\psi$ ) :** C'est la distance verticale qui sépare le point par rapport au niveau moyen de la mer.

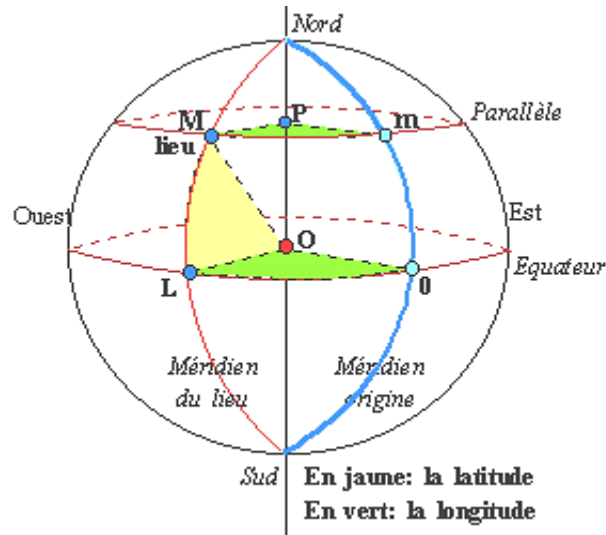


Figure (I.2): Coordonnées géographiques.

- **Coordonnées du soleil**

Le soleil peut être identifié à tout moment de la journée et tout au long de l'année grâce à ses coordonnées cartésiennes, qui sont données par les expressions suivantes [40]:

**La hauteur de soleil (h) :** Le résultat observé est le résultat de l'interaction entre les surfaces horizontales et la position du soleil. L'angle en question devient imperceptible à l'aube et au coucher du soleil, lorsque l'élévation du soleil oscille entre 90 degrés (azimut) et -90 degrés (nadir). Le calcul de l'altitude solaire est déterminé par l'équation ci-dessous.

$$\sin(h) = \sin(\theta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\theta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (\text{I.1})$$

Avec,  $\theta$  : Latitude du lieu ;  $\delta$  : La déclinaison du soleil ;  $\omega$  : L'angle horaire.

L'angle au lever du soleil est donné par la relation suivante.

$$\cos(\omega_s) = -\tan \theta \tan \delta \quad (\text{I.2})$$

**Azimut du soleil ( $\alpha$ ) :** C'est L'alignement de la direction du soleil avec la direction vers le sud, formant un angle sur un plan horizontal [39]. L'azimut, noté  $\alpha$ , se situe entre  $-180^\circ$  et  $180^\circ$ . Son calcul peut être effectué à l'aide de la formule suivante :

$$\alpha = \sin^{-1} \left( \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \right) \quad (\text{I.3})$$

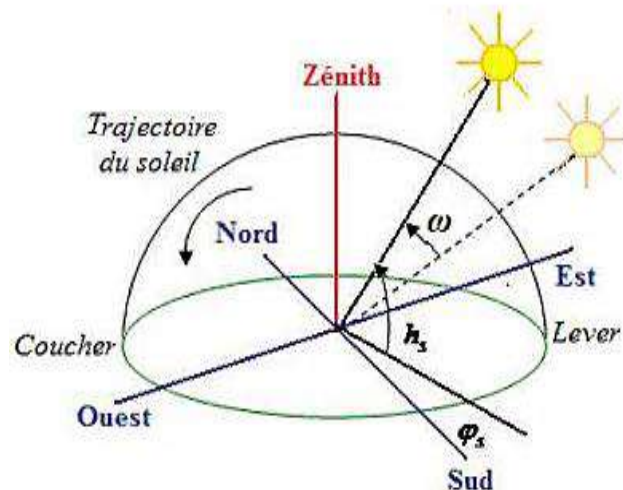


Figure (I.3) : Repère du soleil

- **Coordonnées horaire**

**La déclinaison ( $\delta$ )** : C'est l'angle que fait le soleil à sa course maximale (midi) par rapport au plan équatorial

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left( 2\pi \frac{284+j}{365} \right) \quad (\text{I.4})$$

Avec, j C'est le nombre de jours dans une année.

**Angle horaire du soleil ( $\omega$ )** : Il indique le méridien d'un emplacement particulier et la direction projetée du soleil. Cet angle est sujet à des changements continus tout au long de la journée et peut être exprimé mathématiquement à l'aide de la relation suivante

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (\text{I.5})$$

Avec, TSV : temps solaire vrai.

### B) Temps du Soleil

- **Le temps solaire vrai (TSV)** : Elle est donnée par la relation suivante :

$$TSV = 12 + 24 \left( \frac{\omega}{360} \right) \quad (\text{I.6})$$

Il représente le temps réel de la rotation de la Terre sur son axe.

Avec,  $\omega$  : l'angle horaire.

- **Le temps solaire moyen (TSM)** : Il peut être obtenu par la relation ci-dessous.

$$TSM = TSV + ET \quad (\text{I.7})$$

Avec, ET équation du temps.

C'est l'heure qui correspond à la rotation régulière de la terre autour du soleil

- **Le temps universel (TU) :** C'est Le méridien principal du fuseau horaire, souvent appelé heure moyenne de Greenwich (GMT), est situé à 0 degré de longitude. Afin de déterminer l'heure légale ou locale (TL), il est conseillé d'inclure le décalage horaire dans l'heure donnée. La connexion fournie est exprimée comme suit.

$$TSM = TU + \frac{\Phi}{15} \quad (I.8)$$

Avec,  $\Phi$  : longitude du lieu, si positive (+) en Est, sinon négative en West.

- **Équation du temps (ET) :** Elle peut être exprimée par la relation suivante :

$$ET = TSV - TSM \quad (I.9)$$

Une équation de temps plus détaillée est donnée par :

$$ET = (9.87 \sin(2\beta) - 7.53 \cos(\beta) - 1.5 \sin(\beta)) \quad (I.10)$$

Et

$$\beta = \left(\frac{360}{365}\right) * (N - 81) \quad (I.11)$$

Avec, N : numéro du jour.

- **Durée astronomique du jour :** Les heures de lever et de coucher du soleil peuvent être exprimées en termes d'élévation du soleil (h) en utilisant l'équation  $h = 0$ .

$$\cos(\omega_s) = -(\operatorname{tg}(\theta) \cdot \operatorname{tg}(\delta)) \quad (I.12)$$

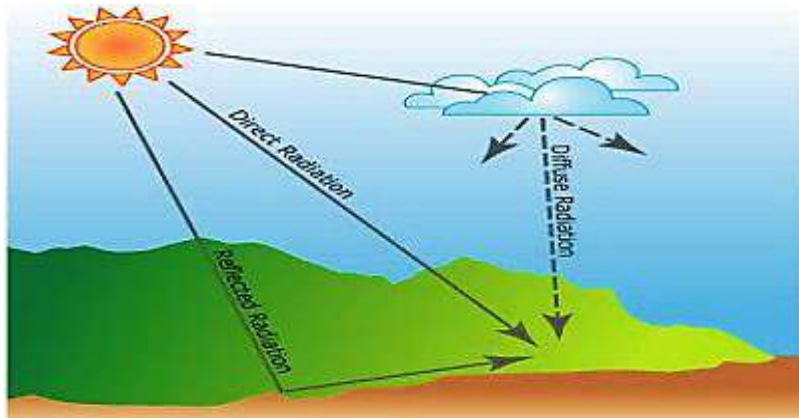
Par conséquent, la durée astronomique est dérivée à l'aide de l'équation

$$S_0 = \left(\frac{2}{15}\right) \arccos(-\operatorname{tg}(\theta) \cdot \operatorname{tg}(\delta)) \quad (I.13)$$

Avec,  $\omega_s$  : L'angle au lever du soleil ;  $S_0$  : durée astronomique.

## I.5.2 Différentes composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire, également appelé rayonnement électromagnétique émis par le soleil, est fortement affecté par l'atmosphère car il est composé de différentes composantes, à savoir le rayonnement direct et le rayonnement diffus, L'albédo ou la partie réfléchi de la Terre pour le rayonnement solaire global comme le montre la figure suivante [41], [42], [43].



**Figure (I.4) :** Composantes du rayonnement solaire

- **Rayonnement direct**

Le rayonnement direct fait référence au rayonnement solaire reçu directement du soleil. Elle se caractérise par un flux de rayons constant et parallèle, qui est un flux de photons n'ayant subi aucune interaction avec les composants de l'atmosphère, maintenant ainsi une trajectoire constante et leurs niveaux d'énergie d'origine.

- **Rayonnement diffus**

Ce sont des rayonnements (photons) qui interagissent avec la couche d'atmosphère, certains d'entre eux ont été absorbés et d'autres ont subi un léger changement de direction (diffusion). Il s'agit donc de la répartition du faisceau parallèle en plusieurs faisceaux allant dans toutes les directions (nuages, sol, bâtiments) par rapport à un élément plan.

- **Albédo**

Il fait partie du rayonnement réfléchi par la Terre (le rayonnement solaire n'est que partiellement absorbé lorsqu'il atteint la Terre), et dépend directement de la nature de la Terre (prairie, terrarium, désert). Évidemment, le rayonnement réfléchi par la Terre doit être pris en compte pour les surfaces inclinées.

- **Rayonnement Global**

Le rayonnement global = Le rayonnement direct + Le rayonnement diffus + Le rayonnement réfléchi.

L'évaluation du rayonnement solaire global sur une surface inclinée ou horizontale repose sur des modèles empiriques, tels que celui de Liu et Jordan, qui tiennent compte de paramètres atmosphériques et géographiques (latitude, inclinaison, réflectance du sol, durée

d'ensoleillement, etc.). Ces modèles permettent d'estimer la quantité totale d'énergie solaire disponible pour la conversion photovoltaïque ou thermique [37], [43].

### I.5.3 Rayonnement solaire hors atmosphère

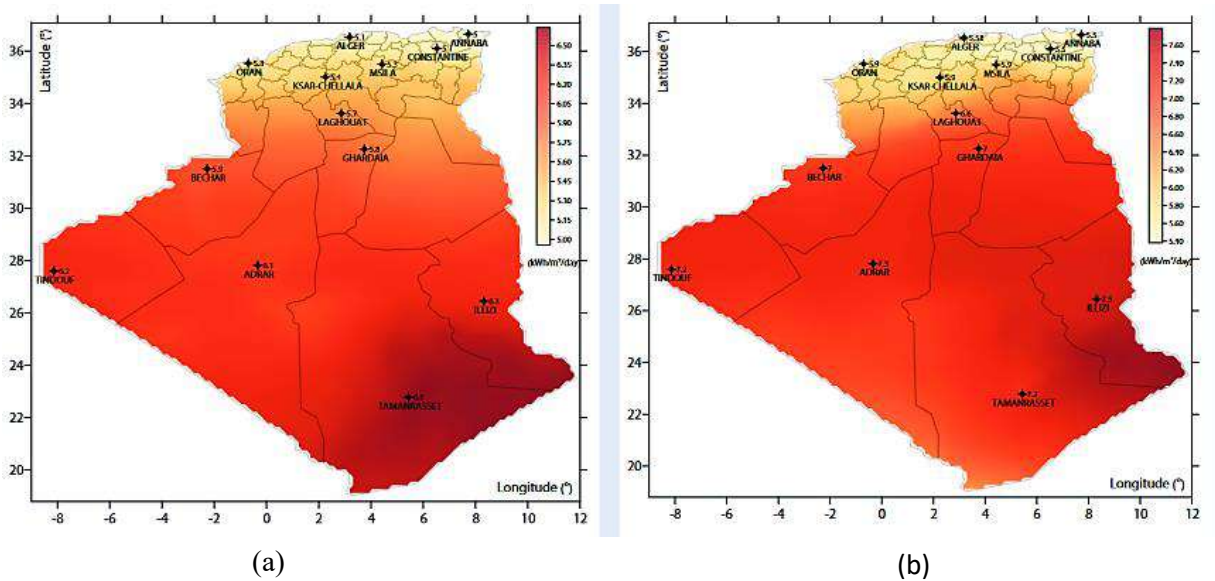
Aussi appelée "constante solaire", c'est la quantité de rayonnement reçue par un plan perpendiculaire au soleil, qui est estimée à  $1367 \text{ [W/m}^2 \text{]}$ . La distance séparant le soleil et la terre montre une fluctuation temporelle, ce qui entraîne des fluctuations du rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère terrestre d'environ 3 % [37].

## I.6. Potentiel d'irradiation solaire en Algérie

L'Algérie est située sur une superficie d'environ 2,4 millions de kilomètres carrés, bordée par la mer au nord et le désert au sud. En raison de sa situation géographique, l'Algérie est classée parmi les pays disposant des meilleures ressources solaires au monde et dans le bassin méditerranéen, car la durée d'ensoleillement estimée sur l'ensemble du pays est d'environ 2 000 heures par an et peut atteindre 3 900 heures, notamment dans les hautes terres et le désert. Ainsi, sur l'ensemble du territoire national, l'énergie solaire globale reçue par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré varie entre 5,1 kWh au nord (Alger) et 6,6 kWh au grand sud (Ilizi) par jour. On peut voir tableau (I.1) que le potentiel d'énergie solaire le plus important est concentré dans le sud du pays (Sahara) qui couvre 86% de la superficie totale de l'Algérie. Certaines études ont confirmé que la grande capacité du désert à recevoir cette quantité de rayonnement a montré que six heures de ce rayonnement permettront le stockage de l'électricité pour tous les êtres humains, c'est-à-dire qu'il peut répondre à la demande mondiale d'énergie électrique équivalente à quatre fois. Ce champ solaire géant permettra à l'Algérie d'opérer une profonde transition de consommation d'énergie en renforçant ses politiques environnementales et de lutte contre le réchauffement climatique, ainsi que de répondre à la demande croissante en énergie du pays [37], [44], [45].

**Tableau I.1** : Potentiel Solaire en Algérie [46]

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3900
Energie Moyenne Reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650



**Figure (I.5) :** Gisement solaire de l'Algérie : (a) Energie solaire globale (Global Horizontal Irradiance) reçue par jour sur une surface d'un m<sup>2</sup>; (b) Rayonnement solaire direct (Direct Normal Irradiance) reçu par jour sur une surface d'un mètre carré.

La région d'Ouargla est située dans le sud de l'Algérie, plus précisément dans la partie nord du Sahara algérien, à 31° de latitude nord, 5°24' de longitude est et à une altitude de 141 mètres. Sa superficie est estimée à 163 233 km<sup>2</sup>. Son climat, de type aride à semi-aride, est caractérisé par des températures élevées, un fort ensoleillement et des vents fréquents, ce qui en fait une zone idéale pour l'étude et l'application des systèmes d'énergie solaire.

Afin d'évaluer le potentiel solaire de la région de Ouargla, une série de mesures expérimentales a été réalisée au Laboratoire Génie Électrique (LAGE) de l'Université de Ouargla.

Les données expérimentales ont été enregistrées en temps réel à l'aide d'une station météorologique miniature installée à l'intérieur du laboratoire, comme illustré à la figure (I.6), qui présente les équipements utilisés ainsi que la disposition des instruments de mesure durant l'expérience.

Les mesures ont été prises toutes les minutes pendant des journées sélectionnées, le 15 mars et le 13 décembre, entre 08h10 et 18h00, afin de couvrir toute la période de rayonnement solaire quotidien et de température extérieure.



Figure (I.6) : Le prototype expérimental

Le rayonnement solaire et la température extérieure ont été mesurés à l'aide d'un pyranomètre (pyranomètre au silicium SMP3.3) (Annexe (1)) et d'un capteur de température. Les instruments étaient connectés à un système de collecte et de traitement de données utilisant le logiciel LabVIEW, permettant l'affichage immédiat des valeurs mesurées et leur enregistrement dans une base de données avant leur exportation vers Excel pour analyse et traitement ultérieurs.

Ces mesures ont permis de tracer les courbes quotidiennes de variation du rayonnement solaire et de la température extérieure pour les jours étudiés, comme le montrent les figures (I.7) et (I.8).

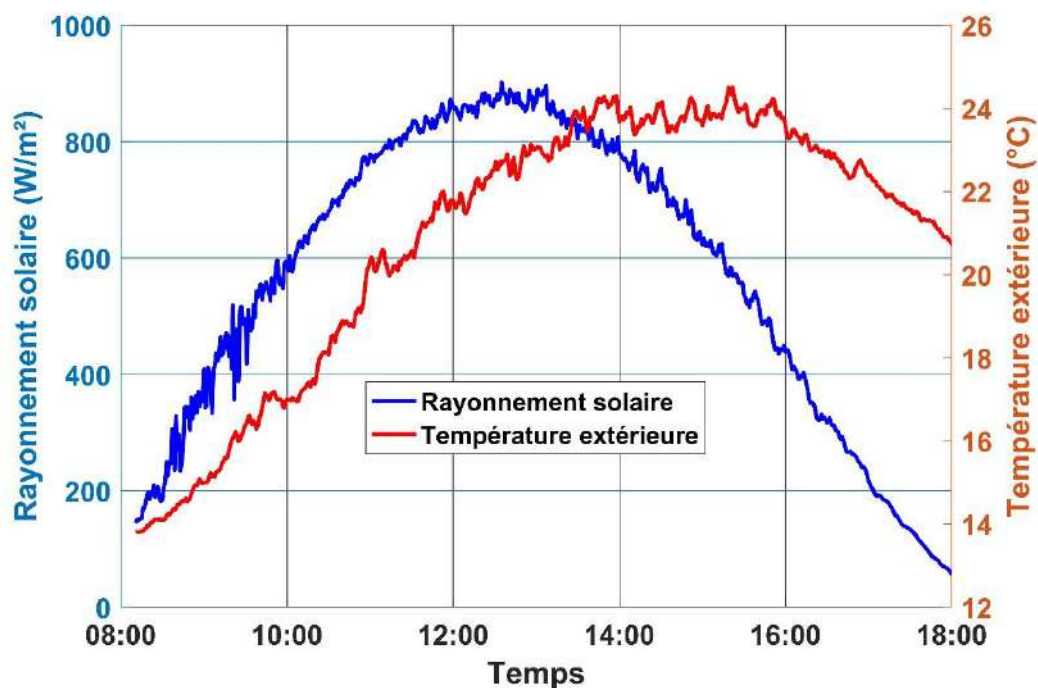


Figure (I.7) : L'irradiation solaire et la température extérieure en fonction du temps, 15 Mars

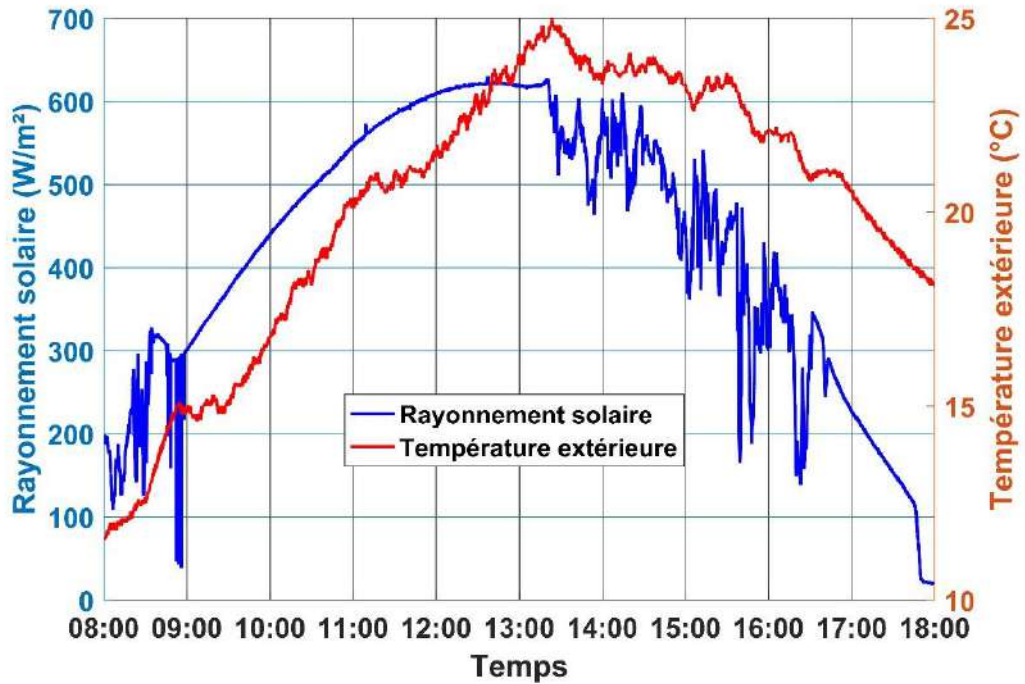


Figure (I.8) : L'irradiation solaire et la température extérieure en fonction du temps, 13 Décembre

### I.7. Systèmes énergétiques multi-sources

Multi-source système (système hybride) se compose de plusieurs sources d'énergie électrique. Qui combine différentes sources renouvelables ou combinées avec des sources conventionnelles (dont au moins une renouvelable); Un système multi-sources permet de compenser la nature intermittente, variable et incertaine des ressources renouvelables et offre une meilleure efficacité énergétique globale. [47].

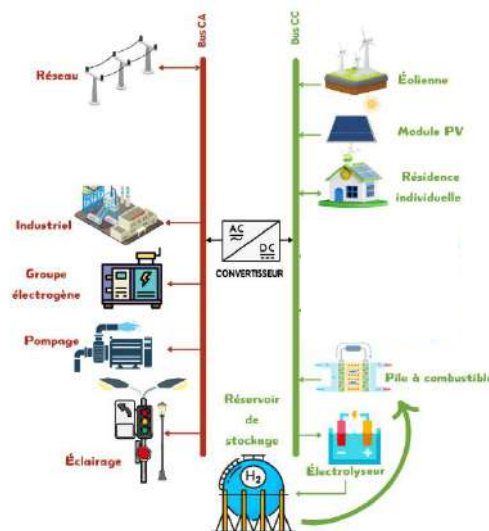
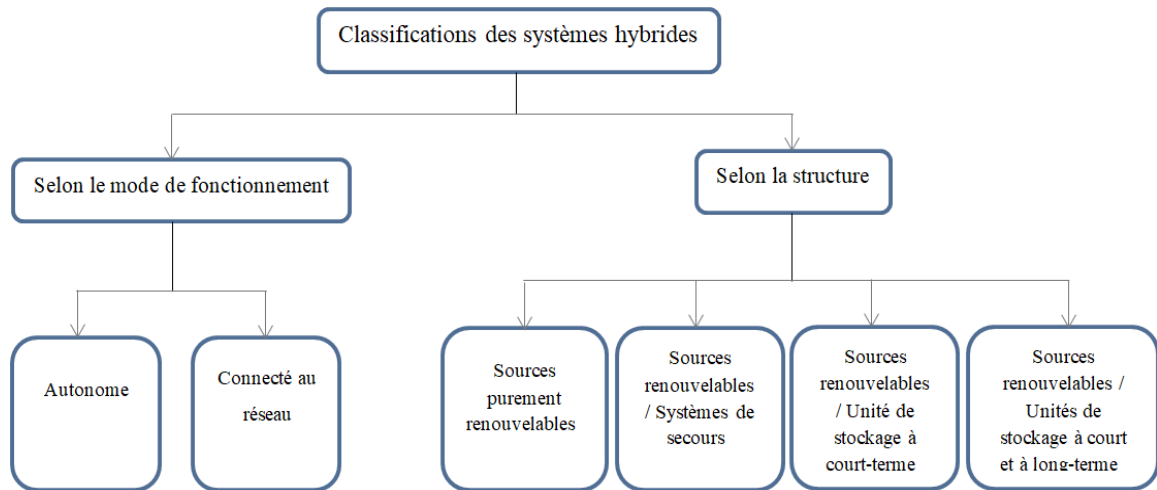


Figure (I.9) : Schéma général des composants du système énergétique hybride

### I.7.1 Classification des systèmes hybrides

Il existe plusieurs règles de classification des systèmes hybrides, dont certaines sont présentées dans le schéma suivant :



**Figure (I.10) :** Classification des systèmes hybrides

#### I.7.1. Selon le mode de fonctionnement

##### A) Autonome

Le système autonome (isolé) est indépendant du réseau de distribution et est responsable de répondre à la demande d'énergie à tout moment. Ce type de système est associé à un problème de fiabilité, du fait de la nature des ressources utilisées. Pour cette raison, le système n'a une viabilité économique et technique que dans une application hors réseau où il est difficile d'étendre le réseau à un endroit [42].

##### B) Connecté au réseau

Un système raccordé au réseau est un système d'énergie renouvelable autonome connecté au réseau public. Ce système injecte le surplus d'énergie généré par le système d'énergie renouvelable dans le réseau, et de même, en cas de pénurie de production, le réseau est utilisé pour combler le déficit du système [42].

#### I.7.2. Selon la structure

##### A) Système hybride « Sources purement renouvelables »

Dans cette classification, deux ou plusieurs SER sont assemblées, car les avantages complémentaires des sources sont combinés. Le système hybride le plus courant dans ce

contexte est le couplage de l'énergie éolienne avec le photovoltaïque.

### **B) Système hybride « Sources renouvelables/Systèmes de secours »**

Certaines sources d'énergie sont intégrées comme secours dans des situations d'urgence pour pallier et éviter le problème intermittent des SER et obtenir un haut niveau de sécurité énergétique. Parmi les systèmes de secours figurent les petites turbines à gaz, les générateurs diesel et les piles à combustible.

### **C) Système hybride « Sources renouvelables avec unité de stockage à court terme »**

La combinaison de SER et de dispositifs de stockage à court terme (batteries, volant d'inertie) assure la maximisation des bénéfices des énergies renouvelables et l'augmentation de l'efficacité énergétique. Parce que les stratégies de stockage à court terme éliminent les fluctuations des énergies renouvelables et réduisent le nombre de cycles de démarrage/arrêt des générateurs diesel, ce qui entraîne une réduction de la consommation de combustible.

### **Système hybride « Sources renouvelables/unités de stockage à court et à long-terme »**

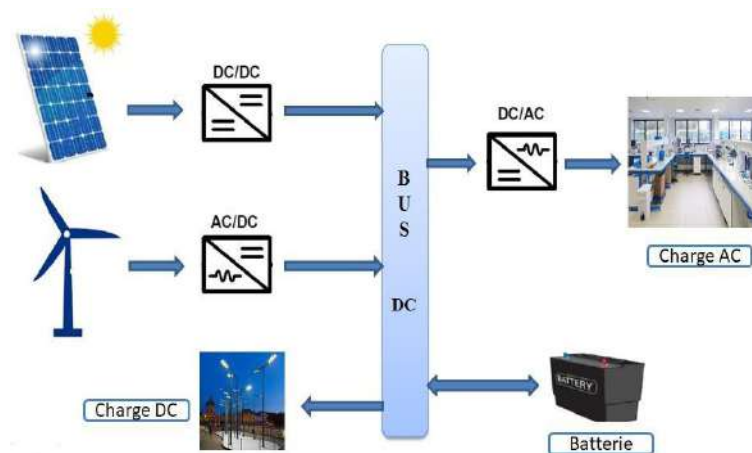
Les technologies de stockage à long terme sont utilisées pour garantir la continuité de l'alimentation électrique pendant des périodes de temps relativement longues. Ces systèmes, par exemple des piles à combustible, sont introduits avec l'électrolyseur, car ils contribuent à assurer l'autonomie du système en créant une réserve d'énergie lorsque les sources d'énergie renouvelables produisent un surplus [43].

## **I.7.3 Couplage des systèmes hybrides**

L'objectif premier du réseau hybride est de fournir une fourniture constante et ininterrompue d'énergie électrique, compte tenu des caractéristiques de fonctionnement distinctes de ses composants. Les sources d'énergie sont délibérément sélectionnées en fonction de leurs capacités de charge optimales, en tenant compte de considérations économiques. Lors de la construction d'une structure de réseau hybride autonome, il est crucial de prendre en compte de nombreuses caractéristiques clés, notamment la qualité de l'organisation des bus, la simplicité de préparation des installations électriques, le coût et la durée de vie. Ces facteurs jouent un rôle important dans la détermination de l'efficacité et de l'efficience de la structure du réseau. Ces variétés peuvent être classées en trois catégories principales [39][48]:

➤ Couplage DC

Diverses sources d'énergie renouvelables sont connectées au bus continu (DC) par l'intermédiaire de convertisseurs électroniques appropriés. Les sources de courant continu (DC) peuvent être raccordées directement au bus DC ou via un convertisseur DC/DC. Les charges à courant continu (DC) peuvent également être connectées directement au bus DC ou à travers un convertisseur élévateur permettant d'obtenir la tension nécessaire à leur alimentation. D'autre part, le système peut alimenter des charges en courant alternatif (AC) ou être raccordé au réseau électrique au moyen d'un convertisseur DC/AC conçu pour permettre un flux de puissance bidirectionnel. Le couplage en courant continu est simple et ne nécessite aucune synchronisation pour la combinaison des différentes sources.



**Figure (I.11) :** Couplage DC pour système hybride

➤ Couplage AC

Comme le montre la figure (I.12), une gamme d'alimentations est interconnectée via un circuit d'interface électronique afin d'être reliée au bus CA. Cette configuration repose sur l'utilisation d'inductances de couplage permettant de gérer efficacement le flux de puissance entre les convertisseurs électroniques et le bus alternatif. Dans cet agencement, l'alimentation des charges en courant continu (CC) est assurée au moyen de convertisseurs AC/DC, qui réalisent la conversion de l'énergie issue du bus alternatif vers les charges continues.

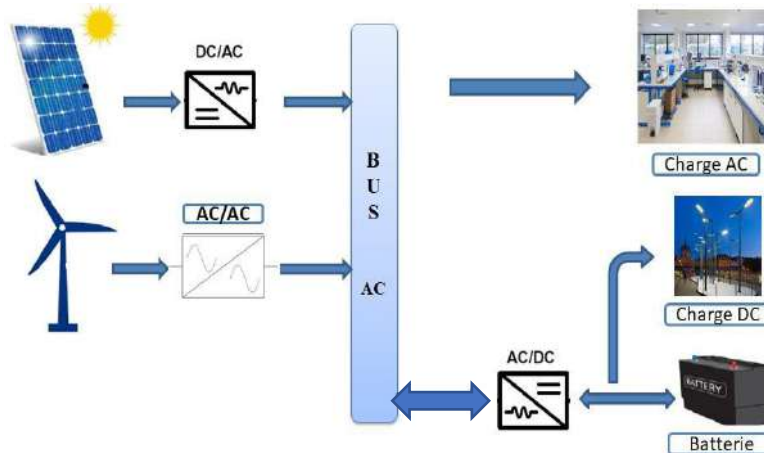


Figure (I.12) : Couplage AC pour système hybride

➤ Couplage mixte DC/AC

Dans ce cadre, il est possible de raccorder différents générateurs distribués (GD) soit sur un bus DC, soit sur un bus AC à l'aide de transformateurs adaptés. Cependant, certaines sources ont la capacité d'établir une connexion physique sans avoir besoin de circuits internes. Par conséquent, le système montre une tendance à fournir une rentabilité et une efficacité énergétique améliorées en même temps. D'autre part, le contrôle du système et la gestion de l'alimentation dans cette configuration particulière présentent un niveau de complexité plus élevé par rapport à l'utilisation de méthodes de couplage DC et AC uniquement.

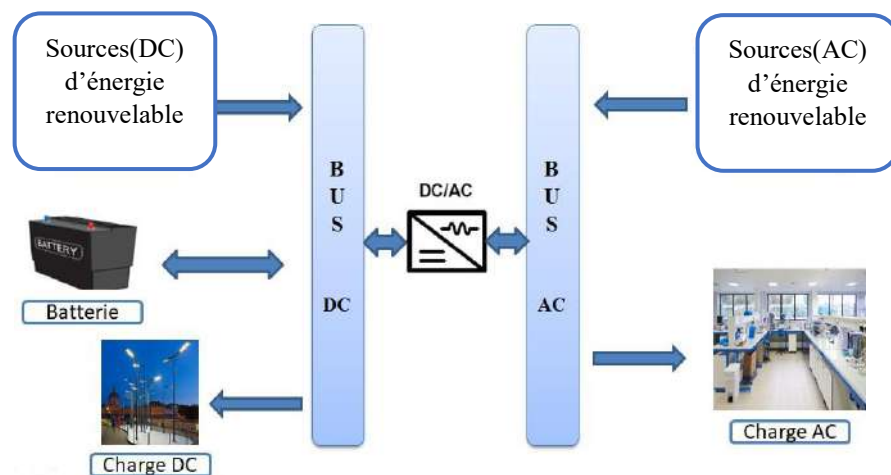


Figure (I.13) : Couplage mixte DC/AC pour système hybride

I.7.4. Avantages et inconvénients des différents couplages des systèmes hybrides

Le tableau ci-dessous synthétise les avantages et les inconvénients de chaque type de configuration.

**Tableau I.2:** Avantages et inconvénients des différentes configurations de couplage du système.

Configuration	Avantages	Inconvénients
Couplage DC [49]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Direct et ne nécessite aucune forme de synchronisation.</li> <li>- Le faible niveau de perte de transmission le rend adapté à la transmission longue distance.</li> <li>- Connexion par câble unique.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La présence d'un problème de compatibilité de tension peut entraîner des problèmes de corrosion dans les électrodes DC.</li> <li>- L'apparition d'un dysfonctionnement du transformateur AC/DC responsable de la charge entraîne une défaillance totale du système, entraînant ainsi l'absence d'alimentation de la charge.</li> </ul>
Couplage AC[50]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Commodité de l'isolation en cas de panne de courant.</li> <li>- La connectivité réseau montre un degré élevé de flexibilité.</li> <li>- Organiser le système en unités ou composants séparés et indépendants</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le processus de synchronisation est nécessaire pour connecter les générateurs au bus AC.</li> <li>- Ne convient pas au transport longue distance (pertes).</li> </ul>
Couplage mixte DC/AC [51]	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Très efficace</li> <li>- Système de faible coût</li> <li>- Faibles pertes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Difficulté à contrôler et à gérer l'énergie</li> </ul>

## I.8. Logiciels de simulation et dimensionnement des systèmes hybrides

Il existe plusieurs logiciels destinés à la modélisation, à la simulation et au dimensionnement des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie. Parmi les plus utilisés, on peut citer [47] :

iHOGA / MHOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) : ce logiciel utilise des algorithmes génétiques pour optimiser les systèmes hybrides autonomes. Il prend en compte les coûts d'investissement, d'exploitation et les performances énergétiques pour trouver la solution optimale.

Hybrid2 : conçu pour l'étude détaillée de systèmes hybrides comportant plusieurs composants énergétiques. Il offre une analyse économique et permet de présenter les résultats sous forme synthétique ou détaillée avec des variations temporelles.

Offgridders : logiciel orienté vers le dimensionnement des systèmes hybrides hors-réseau. Il permet d'analyser la faisabilité énergétique et économique des installations dans les zones isolées, notamment pour les applications rurales.

TRNSYS (Transient System Simulation Tool) : un outil de simulation dynamique très puissant, largement utilisé pour modéliser des systèmes énergétiques complexes (solaires, thermiques, PV, bâtiments, stockage, etc.). Il permet d'analyser le comportement transitoire des systèmes au pas de temps choisi.

RETScreen : développé par Ressources naturelles Canada, RETScreen permet l'analyse de faisabilité, la modélisation énergétique et l'évaluation financière de projets d'énergies renouvelables. Il est particulièrement utile pour les études de rentabilité et d'efficacité énergétique.

INSEL (INsel Simulation Environment Language) : un environnement de simulation modulaire permettant la modélisation et l'analyse des systèmes solaires et hybrides. Il offre une approche flexible pour la conception de systèmes énergétiques et le traitement des données expérimentales.

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) : Développé par le NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA), HOMER est un logiciel de référence utilisé pour la modélisation, la conception et l'évaluation technico-économique des systèmes électriques hybrides, qu'ils soient connectés ou non au réseau. Il permet de simuler des systèmes combinant différentes sources d'énergie (solaire, éolienne, diesel, batteries, etc.) tout en optimisant leur configuration selon des critères énergétiques, économiques et environnementaux.

HOMER intègre à la fois des aspects techniques et économiques dans un modèle puissant, offrant aux utilisateurs la possibilité de concevoir des systèmes performants, adaptés aux conditions locales. Il permet également de sélectionner rapidement les options les plus économiques, en tenant compte de paramètres spécifiques tels que l'évolution des prix de l'énergie, la croissance de la demande ou encore les effets du changement climatique.

Le logiciel repose sur trois fonctions principales :

La simulation : modélise toutes les combinaisons possibles d'équipements et de configurations afin d'évaluer leur faisabilité dans un environnement réaliste.

L'optimisation : identifie la solution la plus rentable en minimisant la consommation de carburant et les coûts globaux du système.

L'analyse de sensibilité : évalue l'impact des variables incertaines (comme la vitesse du vent ou les fluctuations des prix du carburant) sur la performance du système et aide à anticiper les ajustements nécessaires.

## I.9. Stratégies de gestion de l'énergie

Les stratégies de gestion de l'énergie diffèrent selon le type de système considéré et les objectifs qui lui sont assignés. En général, elles visent à optimiser le fonctionnement global du système, à assurer en permanence l'approvisionnement en énergie électrique de la charge, à prolonger la durée de vie des composants, à améliorer les performances, à répartir efficacement l'énergie entre les différentes unités du système et à réduire les coûts d'exploitation. Ainsi, chaque système énergétique adopte une stratégie de gestion spécifique, déterminée en fonction de sa configuration et des résultats attendus[52], [53].

Ces stratégies peuvent être regroupées en trois catégories, selon la nature de l'objectif poursuivi:

- **Stratégies à objectif technique**

Elles visent à garantir la couverture de la demande énergétique tout en optimisant les paramètres techniques du système hybride. Cela comprend l'amélioration de la stabilité du système, l'augmentation de la durée de vie des équipements, l'optimisation des performances et la protection des éléments de stockage tels que les batteries ou les réservoirs d'hydrogène [52], [53].

- **Stratégies à objectif économique**

Ces stratégies se concentrent sur l'aspect financier, en optimisant les flux économiques du système, indépendamment de l'état technique. Leur objectif principal est la réduction des coûts totaux du système, notamment les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance.

- **Stratégies à objectif technico-économique**

Elles combinent les deux approches précédentes à travers des méthodes d'optimisation non linéaire multi-objectifs. L'intérêt de cette stratégie réside dans sa capacité à améliorer les performances techniques (rendement, fiabilité, longévité des composants) tout en réduisant les coûts économiques globaux du système.

## I.10. Technologie de l'hydrogène

L'hydrogène (H), élément chimique le plus simple et le plus abondant dans l'univers, n'existe pas à l'état libre sur Terre. Il est généralement présent sous forme combinée dans des composés comme l'eau, les hydrocarbures ou la biomasse. Le dihydrogène (H<sub>2</sub>), forme moléculaire utilisée à des fins énergétiques, est un gaz incolore, inodore, très léger (densité de 0.09 kg/m<sup>3</sup> à 0 °C) et doté d'un pouvoir calorifique élevé (33.3 kWh/kg), bien supérieur à celui du méthane (environ 14 kWh/kg) [54].

Comme il n'est pas naturellement disponible sous forme libre, l'hydrogène doit être extrait d'autres composés, ce qui nécessite un apport énergétique. La classification actuelle repose sur des codes couleurs en fonction du procédé de production et de la source d'énergie utilisée :

Hydrogène vert : produit par électrolyse de l'eau en utilisant une électricité issue de sources renouvelables. Il est considéré comme la forme la plus durable, idéale pour stocker l'énergie issue du solaire ou de l'éolien et décarboner les secteurs difficiles à électrifier.

Hydrogène gris : issu du vaporeformage du gaz naturel, il est la forme la plus répandue aujourd'hui (plus de 95 % de la production mondiale), mais génère d'importantes émissions de CO<sub>2</sub>.

Hydrogène bleu : similaire à l'hydrogène gris, à la différence près que les émissions de CO<sub>2</sub> sont captées puis stockées (CCS) ou réutilisées (CCUS), ce qui le rend moins polluant.

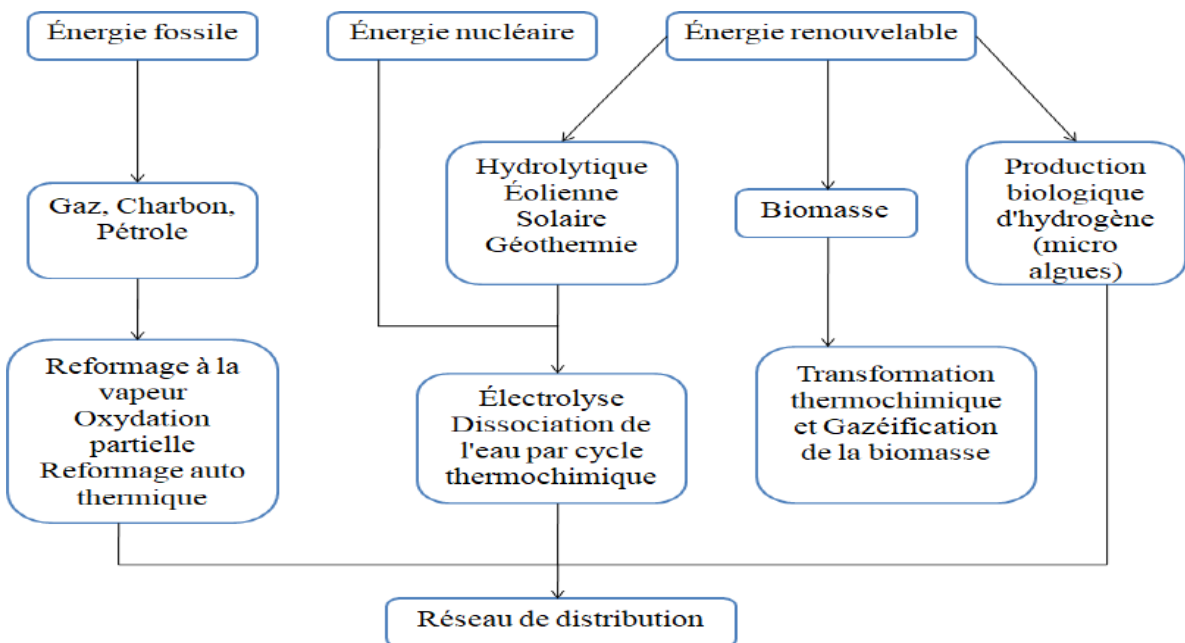


Figure (I.14) : Sources de production d'hydrogène

### I.10.1. Stockage de l'hydrogène

L'hydrogène est une substance très instable et combustible, ce qui explique les difficultés rencontrées lors de son stockage. Il est essentiel que la technologie fournisse à la fois des mesures de sécurité solides et des capacités pratiques de stockage et de récupération d'énergie afin de répondre aux exigences technologiques de diverses applications. Actuellement, il existe principalement trois types de stockage [55] .

- **Stockage d'hydrogène gazeux**

Le stockage d'hydrogène gazeux est la forme de stockage d'hydrogène la plus économique et la plus pratique pour la plupart des applications, en utilisant les supports de stockage typiques suivants : réservoirs sous pression, hydrates métalliques, hydrates à base de bore et d'azote, nanotubes de carbone et stockage capillaire/microsphères[56].

- **Stockage de l'hydrogène liquide**

L'hydrogène liquide a un contenu énergétique beaucoup plus élevé que dans le cas du gaz comprimé. Le principal avantage du stockage d'hydrogène liquéfié est sa densité élevée à faible pression de stockage. Ces caractéristiques permettent un stockage compact et léger et des options de livraison efficaces. Cependant, étant donné que l'hydrogène est liquéfié à des températures aussi basses que moins de 250 °C, le résultat est qu'au moins 35 % de la teneur énergétique du carburant doit être liquéfié pendant le processus de liquéfaction. De plus, l'utilisation de la liquéfaction du gaz ajoute plus de complexité au système de production d'hydrogène et impose des limitations opérationnelles importantes sur le système de carburant puisque l'hydrogène liquide doit être stocké réfrigéré [57].

- **Stockage cryogénique d'hydrogène**

L'hydrogène peut également être stocké sous forme d'hydrogène cryo-comprimé. Il s'agit d'une technologie qui combine compression et stockage cryogénique de l'hydrogène pour produire de l'hydrogène sous pression. L'hydrogène comprimé cryogénique comprend l'hydrogène liquide sous pression, l'hydrogène gazeux comprimé cryogénique et les systèmes biphasiques d'hydrogène liquide [56], [57].

### **I.10.2. Utilisation de l'hydrogène**

L'hydrogène est un vecteur énergétique polyvalent, utilisé dans de nombreux domaines pour ses propriétés chimiques, thermodynamiques et électrochimiques.

- **Utilisations chimiques et industrielles**

Dans l'industrie chimique, l'hydrogène intervient comme agent réducteur ou réactif. Par exemple, il se combine avec l'azote en présence d'un catalyseur pour produire de l'ammoniac ( $\text{NH}_3$ ). Il peut aussi réagir avec le chlore pour donner du chlorure d'hydrogène, avec le soufre pour du sulfure d'hydrogène, et avec l'oxygène pour former de l'eau.

Dans les procédés métallurgiques, l'hydrogène réduit les oxydes métalliques (par exemple l'oxyde de cuivre), libérant le métal pur. Il est également utilisé dans les chalumeaux à hydrogène pour les applications de soudage, de découpe ou de fusion des métaux, grâce à sa flamme à haute température. L'hydrogène est essentiel dans plusieurs industries lourdes comme le raffinage du pétrole (désulfuration), la production d'engrais, le traitement des gaz, la synthèse

chimique, etc.

- **Utilisation dans les piles à combustible**

Les piles à combustible utilisent la réaction électrochimique de l'hydrogène avec l'oxygène pour produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau, sans combustion directe. Elles sont utilisées dans divers secteurs :

Mobilité (véhicules, bus, trains, navires) : conversion de l'hydrogène en électricité à faible émission à bord.

Centrales électriques fixes ou de secours : alimentation de bâtiments, de centres de données ou de zones isolées.

Cogénération (électricité + chaleur) dans des applications résidentielles ou industrielles pour améliorer l'efficacité énergétique globale.

## **I.11. La vision de l'Algérie pour le développement de la production d'hydrogène**

En Algérie, l'hydrogène est actuellement produit principalement à partir de gaz naturel, et son usage se concentre dans les secteurs chimique et pétrolier, notamment pour la fabrication de l'ammoniac, du méthanol, ainsi que dans les processus de raffinage. Cependant, avec l'évolution du contexte énergétique mondial, le pays s'oriente progressivement vers le développement de l'hydrogène vert, bien que son coût de production reste élevé (entre 3 et 6 \$/kg). Ce coût devrait néanmoins diminuer considérablement dans les années à venir grâce aux avancées technologiques des électrolyseurs, à la baisse du coût des énergies renouvelables, et à l'augmentation de leur durée de fonctionnement [34].

L'Algérie dispose de nombreux atouts pour devenir un acteur majeur dans le domaine de l'hydrogène propre, parmi lesquels :

- Un fort potentiel en énergies renouvelables et une position géographique stratégique.
- Des infrastructures électriques et gazières solides, avec des réseaux nationaux et des interconnexions vers l'Europe.
- Une disponibilité importante en eau.
- Des capacités industrielles et de recherche en croissance.
- Des coûts de production compétitifs à l'échelle internationale.

À travers vision 2023-2040, l'Algérie ambitionne de devenir un fournisseur régional et international majeur d'hydrogène vert et de ses dérivés.

L'objectif est d'atteindre une production exportable de 30 à 40 TWh d'ici 2040, ce qui représenterait près de 10 % des besoins du marché européen, tout en générant jusqu'à 10 milliards de dollars de revenus annuels. En parallèle, une production de 10 TWh d'hydrogène bleu serait destinée à la consommation locale.

Pour concrétiser cette vision, l'Algérie prévoit le lancement de projets pilotes d'électrolyseurs de 2 à 50 MW, afin d'expérimenter différentes technologies, applications et modèles économiques. À long terme, cette démarche permettra d'identifier les solutions les plus adaptées au contexte national, de réduire les coûts de production, et de positionner le pays comme un exportateur compétitif d'hydrogène propre, notamment vers l'Europe.

## **I.12. Conclusion**

Il ressort clairement de ce qui précède que les énergies renouvelables constituent un pilier fondamental pour garantir une sécurité énergétique durable et réduire la dépendance aux ressources fossiles polluantes. Malgré les défis techniques et économiques liés au déploiement de ces énergies, les progrès constants dans les domaines de la simulation, de l'optimisation et de la gestion des systèmes hybrides augmentent leurs chances de succès. De plus, l'intégration de la technologie de l'hydrogène comme méthode de stockage flexible ouvre de vastes perspectives pour la construction d'un système énergétique plus efficace et plus fiable. Ainsi, ce chapitre, sur lequel s'appuiera l'étude appliquée, ouvre la voie à l'évaluation de la faisabilité de la conception d'un système hybride basé sur des ressources renouvelables.

# **Chapitre II**

## **Présentation et modélisation des composants du système hybride**

## II.1. Introduction

Les systèmes hybrides de production d'énergie renouvelable sont intrinsèquement complexes. Comprendre leurs performances internes par la modélisation est donc une étape fondamentale pour analyser leur comportement et améliorer leur contrôle. Le système étudié est un système hybride autonome comprenant un système photovoltaïque, un électrolyseur et un système de stockage d'énergie à base d'hydrogène et de batteries. Ce chapitre aborde les composants et systèmes clés nécessaires à la conception et à l'amélioration des systèmes d'énergie renouvelable. Chaque composant joue un rôle essentiel dans l'amélioration du rendement du système et la gestion efficace de l'énergie produite et stockée.

## II.2. Présentation et modélisation des composants du système proposé

Notre système basé sur les énergies renouvelables est conçu pour alimenter des charges non raccordées au réseau électrique

## II.3. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque repose sur la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique grâce à un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Ce processus résulte du fonctionnement microscopique de la cellule photovoltaïque, qui constitue l'élément fondamental de tout système solaire.

Les cellules photovoltaïques sont généralement fabriquées à partir d'un matériau semi-conducteur, principalement le silicium purifié extrait du sable ou du quartz. Deux couches sont formées : une couche de type  $P$  et une couche de type  $N$ , dont l'interface crée une jonction  $P-N$  générant un champ électrique interne. Lorsque les photons issus du rayonnement solaire atteignent la cellule avec une énergie supérieure à l'énergie de bande interdite (environ 1.13 eV), ils libèrent des électrons de la bande de valence vers le bandeau de conduction, créant ainsi des paires électron-trou. Le champ électrique interne sépare ces charges et les dirige dans des sens opposés, ce qui permet la génération d'un courant continu recueilli par les contacts métalliques disposés en grille sur la surface de la cellule.

Un ensemble de cellules interconnectées constitue un module photovoltaïque, et plusieurs modules assemblés en série, en parallèle ou en configuration mixte forment le générateur photovoltaïque, capable de fournir la tension et la puissance nécessaires aux charges ou au système hybride. Les performances du générateur dépendent, entre autres, de la technologie de cellules utilisée (monocristalline, polycristalline ou amorphe) chacune offrant un compromis spécifique entre rendement, coût et comportement thermique [58]

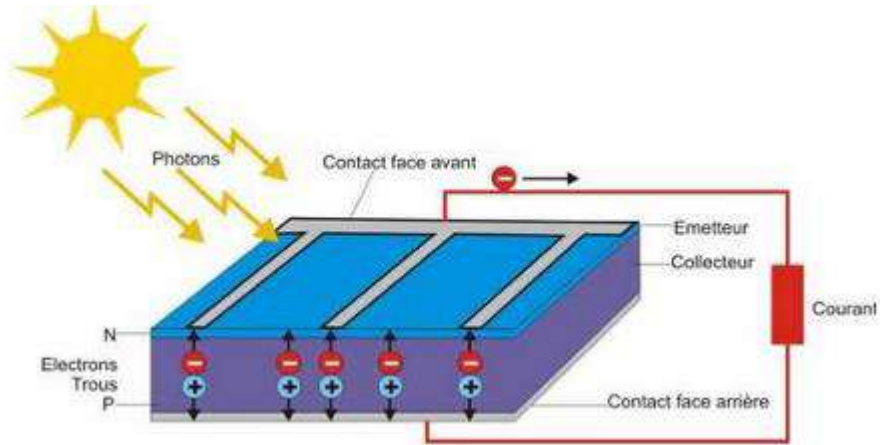


Figure (II.1) : Représentation d'une cellule photovoltaïque.

### II.3.1 Modélisation des cellules photovoltaïques

Diverses méthodes mathématiques ont été développées pour décrire le comportement des cellules photovoltaïques. Ces modèles incluent le modèle à diode unique (SDM), le modèle à double diode (DDM) et le modèle à trois diodes (TDM) [59], [60].

La figure (II.2) illustre le circuit électrique équivalent d'un modèle à double (DDM), où deux diodes sont connectées en parallèle. Pour prendre en compte les phénomènes physiques au niveau de la cellule, ce modèle est complété par deux résistances : une résistance série ( $R_s$ ) et une résistance parallèle ( $R_{sh}$ ). La source de courant  $I_{ph}$  représente le photocourant de la cellule.

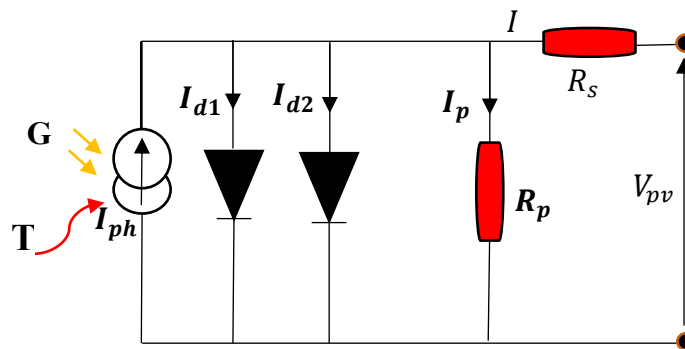


Figure (II.2) : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque double diode (DDM)

À partir de la figure (II.2) et la loi des nœuds, on obtient l'équation suivante (II.1)

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_p \tag{II.1}$$

Avec

$$I_{d1} = I_{s1} \times \left( e^{\left( \frac{V+I \times R_s}{n_1 \times V_{th}} \right)} - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

Et

$$I_{d2} = I_{s2} \times \left( e^{\left( \frac{V+I \times R_s}{n_2 \times V_{th}} \right)} - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

$$I_p = \frac{V+I \times R_s}{R_p} \quad (\text{II.4})$$

$I_{s1}$ ,  $I_{s2}$ : courants de diffusion et de saturation dans l'obscurité,  $I_p$ : courant des résistances parallèles,  $n_1$  et  $n_2$  facteur d'idéalité de la diode.

$V_{th}$  Représente la tension thermique (V), qui peut être trouvée par :

$$V_{th} = K \times \frac{T}{q} \quad (\text{II.5})$$

Avec

T : température des cellules photovoltaïques (°C), q : charge de l'électron ( $1.602176634 \times 10^{-19}$ C), et K : constante de Boltzmann ( $K=1.38064910^{-23}$ J.K<sup>-1</sup>).

Par conséquent, nous pouvons écrire (II.1)

$$I = I_{ph} - I_{s1} \times \left( e^{\left( \frac{V+I \times R_s}{n_1 \times \frac{KT}{q}} \right)} - 1 \right) - I_{s2} \times \left( e^{\left( \frac{V+I \times R_s}{n_2 \times \frac{KT}{q}} \right)} - 1 \right) - \frac{V+I \times R_s}{R_p} \quad (\text{II.6})$$

Comme le montrent les équations (II.7) et (II.8), la valeur du rendement ( $\eta_{PV}$ ) et la valeur de facteur de forme (FF) des panneaux solaires photovoltaïques peuvent être déterminés comme suit [61] :

$$\eta_{PV} = \frac{P_M}{E \times S} \quad (\text{II.7})$$

$P_M$ ,  $E$  et  $S$  désignent respectivement la puissance maximale, le niveau d'irradiance solaire incidente et la surface du panneau solaire photovoltaïque.

$$FF = \frac{P_M}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (\text{II.8})$$

$V_{oc}$  Et  $I_{sc}$  sont le courant de court-circuit [A] et la tension en circuit ouvert [V]

### II.4. L'électrolyse d'eau

L'électrolyse de l'eau est un processus électrochimique au cours duquel l'eau est décomposée en hydrogène et en oxygène. Au cours de ce processus, une tension est appliquée entre deux électrodes plongées dans l'eau, induisant ainsi la formation d'un champ électrique dans lequel les ions entament leur déplacement. La dissociation d'eau en  $H_2$  et en  $O_2$  exige un apport d'énergie électrique, qui peut être fourni par des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique et issue de la biomasse. Il convient de noter que l'enthalpie de dissociation de l'eau s'élève à 285 kJ/mol. Ceci équivaut à un potentiel théorique de 1,481 eV à une température de 25 °C. En pratique, les tensions nécessaires pour le processus varient de 1,7 à 2,3 volts. Ces valeurs correspondent à des taux de rendement de l'électrolyse compris entre 70 et 85 % [62], [63].

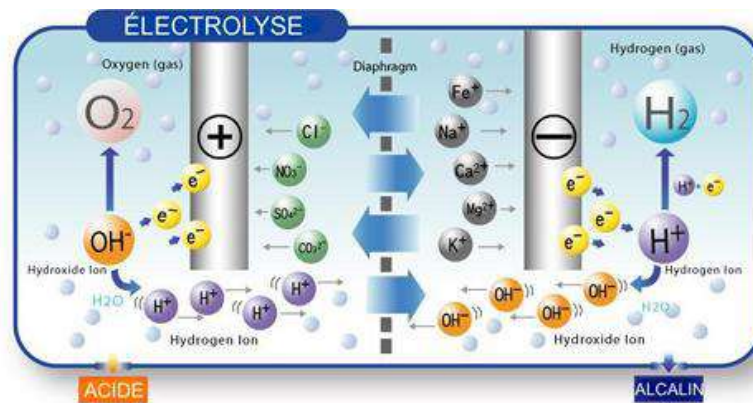


Figure (II.3) : Electrolyse de l'eau

Lorsque la tension appliquée atteint un niveau approprié, les réactions aux électrodes se produisent :

#### La cathode (réduction + capture d'électrons)

La cathode est l'électrode chargée négativement. Le processus impliqué est la réduction, où les protons traversent la membrane et se combinent avec les électrons pour former des molécules d'hydrogène.



La réaction globale est :



### L'anode (oxydation + émission d'électrons)

La cathode est l'électrode chargée négativement. Le processus impliqué est la réduction, où les protons traversent la membrane et se combinent avec les électrons pour former des molécules d'hydrogène.



#### II.4.1 Techniques des électrolyseurs de l'eau

Il existe actuellement trois grandes catégories d'électrolyseurs d'eau, qui se distinguent par l'électrolyte utilisé :

- **Électrolyseur Alcaline (AEL)**

Cette technologie, la plus ancienne et la plus répandue sur le marché, est utilisée depuis le début du XX<sup>e</sup> siècle pour la production d'hydrogène à grande échelle. Elle repose sur une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) comme électrolyte et offre un bon rendement ainsi qu'une pureté élevée de l'hydrogène produit [62].

L'expression de la réaction partielle aux électrodes est :



- **Electrolyseur à oxyde solide (SOEL)**

Les électrolyseurs à oxyde solide utilisent un électrolyte céramique fonctionnant à haute température (environ 700 à 900 °C). Ce type d'électrolyse permet d'atteindre un rendement plus élevé que les technologies alcalines ou PEM, grâce à la récupération partielle de la chaleur. Cependant, la stabilité des matériaux à ces températures reste un défi majeur [62].

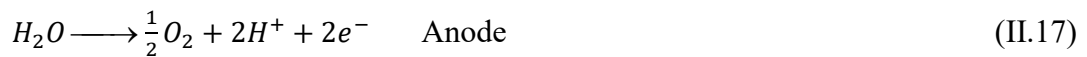
Les réactions aux électrodes sont :





- **Électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEMEL)**

À basse température, cette technologie se caractérise par un électrolyte solide enfermé dans une membrane polymère conductrice de protons (PEM). Dans les années 1960, General Electric a présenté un prototype pleinement opérationnel de cette forme particulière d'électrolyseur. Bien que cette technologie présente de nombreux avantages, elle en est actuellement à ses balbutiements et son coût est élevé, notamment en ce qui concerne le catalyseur et les autres composants nécessaires [62].



#### II.4.2. Modélisation de l'électrolyseur PEM

Modélisation de l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons. L'analyse de la courbe de polarisation est essentielle pour appréhender le fonctionnement de l'électrolyseur PEM, lequel est influencé principalement par le courant d'entrée, la température de l'eau et diverses résistances internes. Dans cette section, nous effectuons la modélisation mathématique du comportement électrochimique de l'électrolyseur PEM. Dans un système d'électrolyseur PEM, l'équation de la tension comprend la tension de Nernst ( $E_{nernst}$ ) et la surtension d'activation ( $V_{act}$ ) et le potentiel ohmique ( $V_{ohmic}$ ) [48].

Les équations utilisées dans la modélisation sont présentées ci-dessous :

$$V_{elz} = N_{elz} (E_{nernst} + V_{act} + V_{ohmic}) \quad (\text{II.18})$$

Avec,  $N_{elz}$  le nombre de cellules groupées en série. L'équation (II.18) peut s'écrire ainsi:

$$V_{elz} = N_{elz} \left( \left[ 1.229 + \frac{R.T}{2.F} \ln(P_{H_2} \times \sqrt{P_{O_2}}) \right] + \left[ \frac{R.T}{2.F.\alpha_a} \sinh^{-1} \left( \frac{I_{elz}}{2.A.J_{0a}} \right) + \frac{R.T}{2.F.\alpha_c} \sinh^{-1} \left( \frac{I_{elz}}{2.A.J_{0c}} \right) \right] + \left[ \left( R_{elz} + \frac{T_{meb}}{A \times (0.005139 \times \lambda - 0.00326)} \times \exp \left( 1268 \left( \frac{1}{303} - \frac{1}{T} \right) \right) \right) \times I_{elz} \right] \right) \quad (\text{II.19})$$

R est la constante universelle des gaz, T est la température interne en kelvins et F est la constante de Faraday.  $P_{H_2}$  Et  $P_{O_2}$  sont respectivement les pressions de  $H_2$  et  $O_2$ , respectivement ;  $I_{elz}$  est le courant qui traverse les électrodes, et A est la surface active de l'électrolyseur.  $\alpha_a$  Et  $\alpha_c$  sont

les coefficients de déplacement des charges, et  $J_{0a}$  et  $J_{0c}$  sont respectivement les densités de courant traversant l'anode et la cathode, et  $R_{elz}$  est la résistance des électrodes.  $T_{meb}$  Est l'épaisseur de la membrane.  $\lambda$  est le degré d'humidification de la membrane.

L'équation (II.20) spécifie le rendement de l'électrolyseur PEM.

$$\eta_{ELZ} = \frac{M_{H_2} \times HHV_{H_2}}{E_{ELZ\_in}} \quad (II.20)$$

Avec :  $M_{H_2}$ , est la quantité de  $H_2$ ,  $HHV_{H_2}$  est la quantité de chauffage supérieur de l'hydrogène et  $E_{ELZ\_in}$  est l'énergie d'entrée de l'électrolyse.

## II.5. Pile à combustible

La pile à combustible (PAC) est un dispositif électrochimique qui transforme l'énergie chimique d'un combustible (l'hydrogène étant le combustible le plus couramment utilisé), en énergie électrique. La réaction électrochimique impliquant l'hydrogène peut être exprimée comme suit:



Ce système comprend un électrolyte placé entre deux électrodes, conçu pour permettre uniquement le passage des ions  $H^+$ , tout en bloquant les électrons et les gaz. L'anode est alimentée en combustible, tandis que la cathode reçoit l'oxydant. À l'anode, l'atome d'hydrogène se dissocie en un proton et un électron. Les électrons circulent alors à travers un circuit externe pour compléter le cycle de conversion énergétique.

La tension produite par une cellule individuelle de la PAC est faible, généralement inférieure à 1 V. Pour obtenir une puissance suffisante, plusieurs cellules sont connectées en série, formant un ensemble appelé "stack". Les éléments reliant ces cellules, connus sous le nom de "plaques bipolaires", assurent la connexion entre le pôle positif d'une cellule et le pôle négatif de la suivante. Ces plaques jouent également un rôle clé en collectant le courant généré par chaque cellule vers les électrodes de sortie, tout en facilitant la circulation des fluides, le refroidissement ou le chauffage, ainsi que l'assemblage global du système [48], [64], [65]. Le tableau (II.1) résume certain nombre de piles à combustible existantes dans l'industrie.

Tableau II.1 : Caractéristiques principales des piles à combustibles [66]

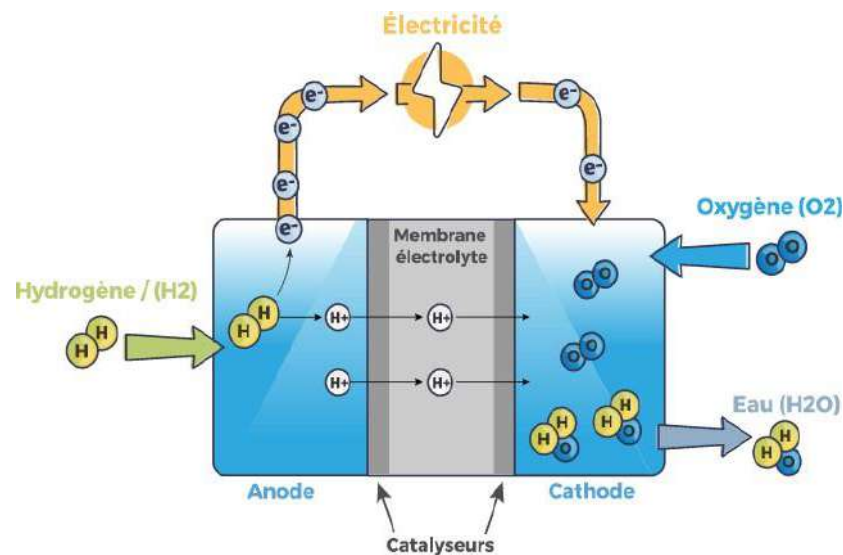
Modèle	Électrolyte	Température de fonctionnement	Combustibles	Puissance	Rendement électrique en %	Durée de vie
PEMFC	Polymère (solide)	50 - 100°C	Hydrogène (H <sub>2</sub> )	1MW	30 - 45	60 000 heures
AFC	Potasse (liquide)	25 - 260°C	Hydrogène (H <sub>2</sub> )	10kW - 100kW	55 - 60	5000-8000 heures
PAFC	Acide phosphorique (liquide)	190-210°C	Hydrogène (H <sub>2</sub> )	100kW - 400kW	40	30 000-60 000 heures
MCFC	Sels fondus (liquide)	600 - 660°C	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> O, CH <sub>4</sub>	50kW - 10MW	40 - 60	20 000-30 000 heures
SOFC	Céramique (solide)	600 - 1000°C	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> O, CH <sub>4</sub>	Jusqu'à 10MW	30 - 60	Supérieur à 90 000 heures
DMFC	Polymère (solide)	50 - 100°C	Méthanol (CH <sub>3</sub> OH)	1 kW	20 - 40%	5000 - 10 000 heures

### II.5.1. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible à membrane échangeuse de protons

La pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC) figure parmi les types les plus répandus de piles à combustible, notamment dans les applications de cogénération mobiles et stationnaires. Elle se distingue par son rendement élevé, son fonctionnement à basse température, sa densité de puissance importante, sa capacité de démarrage rapide et la durabilité de son système. De plus, les PEMFC sont adaptées à divers usages, tels que les applications

domestiques, les alimentations de secours, les dispositifs portables, la production d'énergie décentralisée et le secteur des transports.

Dans son fonctionnement, les protons migrent de l'anode vers la cathode à travers une membrane électrolytique polymère, tandis que les électrons circulent de l'anode à la cathode via un circuit externe, générant ainsi un courant électrique. À la cathode, l'oxygène réagit avec les protons et les électrons pour produire de l'eau et dégager de la chaleur. Pour optimiser l'efficacité de ces systèmes, des modèles mathématiques de la pile à combustible sont indispensables. Ces modèles permettent d'analyser le comportement du système durant la phase de conception, en utilisant des simulateurs qui tiennent compte de paramètres variés tels que le courant de charge, la pression des gaz réactifs, la température, la tension de la pile et d'autres variables [34].



**Figure (II.4) :** Schéma de fonctionnement de la technologie PEM.

La tension terminale d'une cellule PEMFC est calculée comme la somme de la tension théorique (potentiel thermodynamique) et des trois pertes de tension suivantes [64] :

- **La tension de la pile ( $V_{PAC}$ )**

$$V_{PAC} = n * (E_{nernst} - V_{act} - V_{ohm} - V_{conc}) \quad (II.22)$$

Avec :

$n$  : Le nombre des cellules élémentaires de la pile.  $E_{nernst}$  : La tension de Nernst.

$V_{act}$  : La surtension d'activation.  $V_{ohm}$  : La surtension ohmique.  $V_{conc}$  : La surtension de concentration

- Tension de Nernst ( $E_{nernst}$ )

Également appelée potentiel thermodynamique électrochimique de la cellule, représente la tension de sortie idéale de la cellule. L'équation de Nernst pour la réaction entre l'hydrogène et l'oxygène dans la pile à combustible est calculée en utilisant une pression et une température standard comme suit :

$$E_{nernst} = \frac{\Delta G}{2 \times F} - \frac{\Delta S}{2 \times F} (T - T_{ref}) + \frac{R \times T}{2 \times F} [\ln(P_{H_2}^*) + \frac{1}{2} \ln(P_{O_2}^*)] \quad (II.23)$$

$\Delta G$ : Le changement d'énergie libre ( $J/k. mol$ ).

$\Delta S$ : Le changement d'entropie ( $J/k. mol$ ).

$F$ : La constante de faraday ( $96.487 C/k. mol$ ).

$T$ : La température de fonctionnement de la pile ( $k$ ).

$T_{ref}$ : La température de référence ( $k$ ).

$R$ : La constante universelle du gaz ( $8.314 J/k. mol$ ).

Lorsque nous substituons les valeurs standards pour la température et la pression, l'équation devient simplifiée comme suit

$$E_{nernst} = 1.229 - 0.85 \times 10^{-3} (T - 273.15) + 4.31 \times 10^{-5} \times T \times \ln(P_{H_2}^* \sqrt{P_{O_2}^*}) \quad (II.24)$$

Avec :  $P_{H_2}^*$  est la pression partielle à l'interface d'hydrogène ( $atm$ ), elle est donnée comme suit :

$$P_{H_2}^* = 0.5 \times RH_a \times P_{H_2O}^{sat} \left( \frac{1}{\frac{RH_a \times P_{H_2O}^{sat}}{P_{cathode}} \exp\left(\frac{1.635 \left(\frac{I_{PAC}}{A}\right)}{T^{1.334}}\right)} - 1 \right) \quad (II.25)$$

$P_{O_2}^*$  est la pression partielle à l'interface de l'oxygène ( $atm$ ), elle est donnée comme suit :

$$P_{O_2}^* = RH_a \times P_{H_2O}^{sat} \left( \frac{1}{\frac{RH_c \times P_{H_2O}^{sat}}{P_{cathode}} \exp\left(\frac{4.192 \left(\frac{I_{PAC}}{A}\right)}{T^{1.334}}\right)} - 1 \right) \quad (II.26)$$

Avec :

$RH_a$ : L'humidité relative à l'anode.

$RH_c$ : L'humidité relative à la cathode.

$P_{Anod}$ : La pression de l'hydrogène à l'anode.

$P_{cathode}$  : La pression de l'oxygène à la cathode.

$P_{H_2O}^{sat}$  est la fraction molaire de saturation de l'eau dans le gaz humidifié ; elle est calculée

Avec :

$$\log_{10}(P_{H_2O}^{sat}) = 2.95 \times 10^{-2}(T - 273.15) - 9.19 \times 10^{-5}(T - 273.15)^2 + 1.44 \times 10^{-7}(T - 273.15)^3 - 2.18 \quad (II.27)$$

### - La surtension d'activation

Cette chute de tension est liée à l'énergie d'activation requise pour initier la réaction entre les gaz, en particulier l'oxygène, à la cathode. Elle est calculée à l'aide de l'équation de Tafel comme suit :

$$V_{act} = -[\varepsilon_1 + \varepsilon_2 \times T + \varepsilon_3 \times T \times \ln(CO_2^*)] + \varepsilon_4 \times T \times \ln \times (I_{PAC}) \quad (II.28)$$

$\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3, \varepsilon_4$ : coefficients paramétriques appropriés à chaque modèle physique de PAC.  $I_{PAC}$  Le courant de fonctionnement de la pile (A).  $CO_2^*$ : La concentration d'oxygène à la surface du catalyseur ( $mol/cm^3$ ).

$$CO_2^* = \frac{P_{O_2}^*}{5.08 \times 10^6 \times e^{\left(\frac{-498}{T}\right)}} \quad (II.29)$$

### - La surtension ohmique

Les pertes de polarisation ohmique sont dues à la résistance interne des plaques collectrices et des électrodes de carbone, ainsi qu'à la résistance du transport des protons à travers la membrane. Les pertes de polarisation ohmiques découlent de la résistance de la membrane au transfert de protons et de la résistance électrique des électrodes au transfert d'électrons. Les pertes ohmiques peuvent être formulées comme suit :

$$V_{ohm} = I_{PAC} \times R_m + R_C \quad (II.30)$$

$R_C$ : La résistance équivalente de contact à la conduction des électrons.

$R_m$ : La résistance équivalente de la membrane à la conduction des protons

$$R_m = \frac{\rho_M \times l}{A} \quad (II.31)$$

$l$ : L'épaisseur de la membrane ( $\mu m$ ).

$A$ : La surface active de la pile en ( $cm^2$ ).

$\rho_M$ : La résistivité spécifique de la membrane ( $\Omega \cdot cm$ ).

$$\rho_M = 181.16 \times \frac{[1+0.03 \times (\frac{I_{PAC}}{A}) + 0.062 (\frac{T}{303})^2 (\frac{I_{PAC}}{A})^2]}{[\frac{\lambda_{H_2O}}{SO_3} - 0.643 - 3 \times (\frac{I_{PAC}}{A})] \times \exp[4.18 \frac{T-303}{T}]} \quad (II.32)$$

$\frac{\lambda_{H_2O}}{SO_3}$ : La teneur en eau dans la membrane

### - La surtension de concentration

En raison de la résistance à l'écoulement, l'oxygène et l'hydrogène à l'intérieur de la cellule ne peuvent pas être fournis à une pression constante, ce qui entraîne une perte de

$$V_{com} = -b \times \ln(1 - \frac{J}{J_{max}}) \quad (II.33)$$

Avec :

$J$ : La densité de courant ( $A/cm^2$ ).

$J_{max}$ : La densité de courant maximale ( $A/cm^2$ ).

$b$ : La constante électrochimie (V)

### • Après indemnisation

$$V_{PAC} = 1.229 - 0.85 \times 10^{-3} (T - 273.15) + 4.31 \times 10^{-5} \times T \times \ln(P_{H_2}^* \sqrt{P_{O_2}^*}) + [\varepsilon_1 + \varepsilon_2 \times T + \varepsilon_3 \times T \times \ln(CO_2^*)] + \varepsilon_4 \times T \times \ln(I_{PAC}) - \frac{I_{PAC}}{A} [1816 \times \frac{[1+0.03 \times (\frac{I_{PAC}}{A}) + 0.062 (\frac{T}{303})^2 (\frac{I_{PAC}}{A})^{2.5}]}{[\frac{\lambda_{H_2O}}{SO_3} - 0.643 - 3 \times (\frac{I_{PAC}}{A})] \times \exp[4.18 \frac{T-303}{T}]} \times l + A \times RC] + b \times \ln(1 - \frac{J}{J_{max}}) \quad (II.34)$$

### - La consommation d'hydrogène par la pile

$$Q_{H_2} = \frac{N \times V_m}{Z \times F} \times I_{PAC} \quad (II.35)$$

Avec :

$Q_{H_2}$ : Le débit d'hydrogène [ml/min].

$N$ : Le nombre de couches (couples anode/cathode) de la pile égale à 10.

$V_m$ : Le volume molaire de  $H_2$  égal à 22.4 [l/mol].

$Z$ : Le nombre d'électrons impliqués dans la réaction d'une molécule de dihydrogène égal à 2.

$F$ : Constante de Faraday 96368 [C/mol] ou [A.S/mol].

Rendement de la pile à combustible

$$\eta_{PAC} = \frac{P_{PAC}}{P_{abc}} \quad (II.36)$$

$$P_{PAC} = V_{PAC} \times I_{PAC} \quad (II.37)$$

$$P_{abc} = PCI \times Q_{H_2} \quad (II.38)$$

$$\eta_{PAC} = \frac{V_{PAC} \times I_{PAC}}{PCI \times Q_{H_2}} \quad (II.39)$$

Sachant que :  $PCI = 10800 \text{ KJ}/m^3$

## II.6. Convertisseurs de puissance

Les sources renouvelables, produisent une tension variable et non régulée. Cependant, la plupart des charges nécessitent une tension constante et stable. Pour permettre la connexion entre ces sources et les charges, des convertisseurs de puissance DC-DC (continu-continu) et AC-DC (alternatif-continu) sont employés.

Le fonctionnement des convertisseurs de puissance couramment utilisés avec les sources renouvelables est illustré ci-dessous.

### ➤ Convertisseur DC-DC boost

Lorsque la tension d'entrée est inférieure à la tension requise, un convertisseur élévateur permet d'augmenter la tension de sortie à la valeur désirée. La figure (II.5) illustre le schéma d'un convertisseur élévateur. Ce dernier est constitué des mêmes éléments : un interrupteur (généralement un transistor), une diode et un condensateur, mais agencés dans une configuration différente.

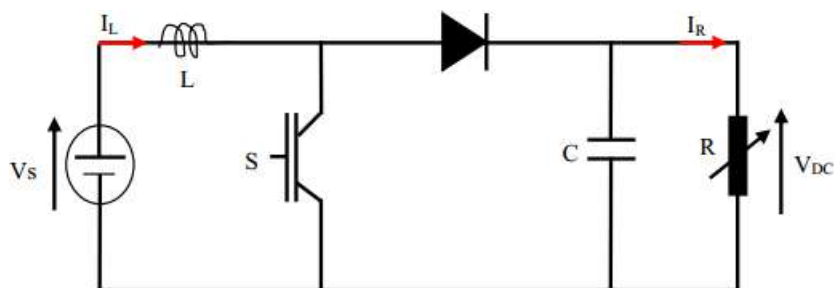


Figure (II.5) : Montage d'un convertisseur boost

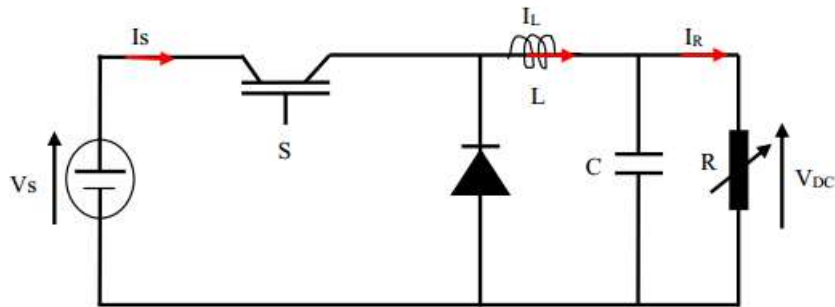
Les équations générales régissant la tension et le courant dans un convertisseur boost peuvent être formulées comme suit :

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} \left[ (1 - U) \times I_L - \frac{V_{DC}}{R} \right] \tag{II.40}$$

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [V_S - (1 - U) \times V_{DC}] \tag{II.41}$$

➤ **Convertisseur DC-DC buck**

Ces convertisseurs sont utilisés pour réduire la tension d'une source, passant d'un niveau élevé à un niveau plus bas. Le schéma de puissance d'un convertisseur buck est présenté dans la Figure (II.6).



**Figure (II.6) :** Montage d'un convertisseur buck

Comme le montre la Figure (II.6), un convertisseur buck est constitué d'une inductance, d'un commutateur (souvent un transistor), d'une diode et d'un condensateur. Le commutateur s'active et se désactive de manière périodique (par un signal de commande), permettant ainsi au convertisseur de réduire la tension d'entrée à une tension de sortie plus basse, tout en préservant ou en optimisant l'efficacité du système.

Les équations générales régissant la tension et le courant dans un convertisseur buck peuvent être formulées comme suit :

Où  $u$  est un facteur indicatif qui définit l'état de l'interrupteur, fermé lorsque  $U = 1$  et ouvert lorsque  $U = 0$ .

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} \left[ I_L - \frac{V_{DC}}{R} \right] \tag{II.42}$$

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [U \times V_S - V_{DC}] \tag{II.43}$$

Il est crucial de souligner que les valeurs de  $L$  et  $C$  des convertisseurs buck/boost doivent être soigneusement déterminées par le concepteur.

Ainsi, le tableau (II.2) récapitule les principales formules utilisées pour dimensionner les valeurs de  $L$  et  $C$ .

**Tableau II.2 :** Formules de dimensionnement des valeurs de L et C des convertisseurs DC-DC

	<b>Boost</b>	<b>Buck</b>
<b>L</b>	$L \geq V_s \times D / (F \times \Delta I_R)$	$L \geq V_{DC} \times (1 - D) / (F \times \Delta I_R)$
<b>C</b>	$C \geq V_{DC} \times D / (R \times F \times \Delta V_{DC})$	$C \geq V_{DC} \times (1 - D) / (8L \times F^2 \times \Delta V_{DC})$

Avec :

$\Delta I_R$  est l'ondulation du courant (A),

F est la fréquence de hachage (Hz),

$\Delta V_{DC}$  est l'ondulation de tension aux bornes de la charge et D est le rapport cyclique de convertisseur, limité entre 0 et 1.

$V_{DC}$  est la tension de sortie du convertisseur (V),

$I_R$  est le courant nominal de la charge (A),

### II.7. Batteries de stockage

Les batteries électrochimiques constituent une solution idéale pour équilibrer la puissance des réseaux. Elles sont également employées pour pallier l'intermittence de la production d'énergie renouvelable et la dynamique lente des piles à combustible. À ce jour, plusieurs types de batteries sont disponibles. Les plus courants, ainsi que leurs caractéristiques techniques, sont répertoriés dans le tableau (II.3) [34].

**Tableau II. 3 :** Types des batteries.

Type	Plomb-acide	Nickel-cadmium	Nickel-métal	Lithium-ion
Densité énergétique (Wh/kg)	30 à 50	45 à 80	60 à 120	110 à 160
Densité de puissance (W/kg)	180	150	250 à 1000	1800
Tension nominale (V)	2	1.25	1.25	3.6
Tolérance de surcharge	Élevée	Modérée	Faible	Très faible
Taux d'autodécharge	Faible	Modérée	Élevée	Très faible

Température de fonc. (°C)	-20 à 60	-40 à 60	-20 à 60	-20 à 60
Nombre de cycles de vie	200 à 300	1500	300 à 500	500 à 1000

Malgré leur coût élevé, les batteries Li-ion se distinguent par leurs performances exceptionnelles grâce à leur forte densité d'énergie et de puissance. De plus, leur tension de sortie et leur faible taux d'autodécharge sont bien adaptés aux micro-réseaux. En s'appuyant sur le modèle Shepherd [34], [67], le modèle dynamique de la batterie est établi comme suit :

### Mode de charge

$$V_{ch} = E_0 - K \frac{Q}{Q-i_t} i_t - R_{intial} \times i + A \times e^{(-B \times i_t)} - K \frac{Q}{i_t - 0.1Q} i^* = E_0 - R_{intial} \times i - K \left( \frac{Q}{Q-i_t} i_t + \frac{Q}{i_t - 0.1Q} i^* \right) + V_{exp} \quad (\text{II.44})$$

### Mode de décharge

$$V_{déch} = E_0 - K \frac{Q}{Q-i_t} i_t - R_{intial} \times i + A \times e^{(-B \times i_t)} - K \frac{Q}{Q-i_t} i^* = E_0 - R_{int} \times i - K \frac{Q}{Q-i_t} (i_t + i^*) + V_{exp} \quad (\text{II.45})$$

Où  $V_{déch}$  tension de décharge (V),  $V_{ch}$  tension de charge (V),  $E_0$  tension constante de la batterie (V),  $Q$  capacité de la batterie (Ah),  $K$  constante de polarisation ou résistance de polarisation (V/Ah),  $R_{int}$  résistance interne ( $\Omega$ ),  $i$  courant de la batterie (A),  $i_t$  charge réelle de la batterie (Ah),  $i^*$  courant filtré (A),  $A$  amplitude de la zone exponentielle (V) et  $B$  constante de temps de la zone exponentielle inverse ( $\text{Ah}^{-1}$ ).

L'état de charge de la batterie (SOC) peut être calculé en fonction de son courant de sortie et de sa capacité, comme indiqué ci-dessous :

$$SOC = SOC_{initiale} - \frac{1}{Q} \int_0^t i \cdot dt \quad (\text{II.46})$$

## II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons expliqué la structure générale du système énergétique hybride, en abordant les principes fondamentaux et les technologies utilisées dans ses composants, des cellules solaires et électrolyseurs aux piles à combustible et batteries. Nous présentons également des modèles mathématiques permettant de décrire le comportement de ces composants dans différentes conditions de fonctionnement, permettant ainsi une évaluation

précise de leurs performances. Ces données constituent une base de connaissances indispensable qui sera exploitée ultérieurement lors des phases de simulation et d'application pour vérifier la faisabilité du système proposé et son adoption comme source d'énergie fiable et durable.

## **Chapitre III**

### **Caractérisation expérimentale et résultats d'optimisation**

### III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons une étude complète visant à évaluer expérimentalement les performances des composants d'un système solaire hybride. Ce chapitre caractérise expérimentalement un module photovoltaïque (PV) dans des conditions climatiques réalistes dans la région de Ouargla. Les effets du rayonnement solaire et de la température sur les principaux paramètres électriques du module PV ont été analysés. Les paramètres optimaux ont été estimés à l'aide d'algorithmes méta-heuristiques. Par la suite, une expérience portant sur un système de production d'hydrogène électrolytique alimenté par des panneaux photovoltaïques a été étudiée dans différentes conditions saisonnières. L'impact de l'angle d'inclinaison optimal du panneau sur la performance énergétique et la production d'hydrogène a également été simulé. Enfin, une section est consacrée à la caractérisation d'une pile à combustible PEMFC afin d'analyser son comportement électrique et de valider son modèle paramétrique à l'aide de l'algorithme SSA.

### III.2. Évaluation expérimentale des performances du module PV

L'expérience a été réalisée en extérieur à l'Université de Ouargla, dans le sud de l'Algérie, au sein du Laboratoire de Génie Électrique (LAGE). La figure (III.1) illustre le dispositif expérimental composé d'un panneau solaire photovoltaïque (PV) polycristallin NeMo®54P (Annexe (2)). Ce panneau a été relié à des équipements, dont un analyseur solaire VA200, afin de mesurer la tension à vide, le courant de court-circuit et la puissance optimale. Un capteur de température a été monté à l'arrière du module photovoltaïque pour surveiller les températures du module PV, et un autre capteur a été installé pour mesurer la température ambiante. Un pyranomètre est également installé pour mesurer le rayonnement solaire.

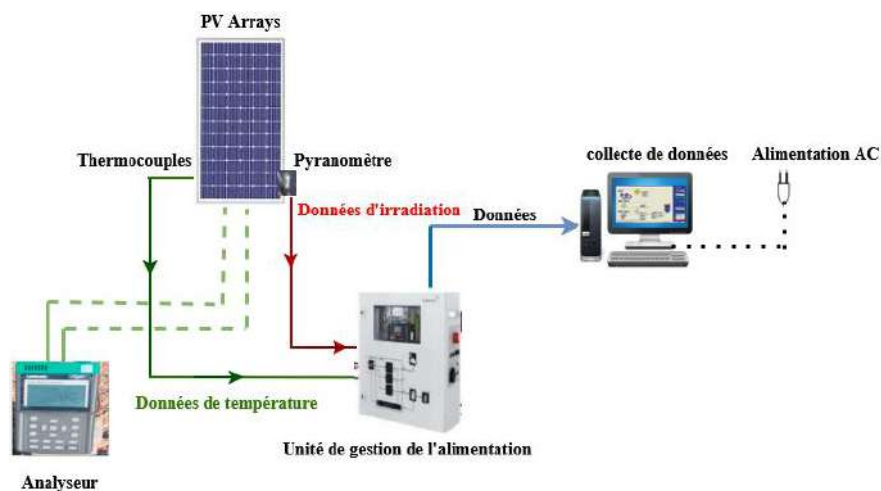


Figure (III.1) : Schéma de plateforme d'expérimentation

### III.2.1. L'effet du rayonnement et de la température sur les performances du module

La puissance d'un panneau photovoltaïque (PV) dépend largement du rayonnement solaire incident à sa surface [68]. Dans cette étape, une série d'expériences est menée dans différentes conditions de température et de rayonnement solaire afin d'étudier la performance des paramètres électriques du modèle PV. Les résultats obtenus ont permis d'étudier le comportement de puissance maximale ( $P_{max}$ ), la tension à vide ( $V_{co}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), le facteur de forme (FF) et le rendement.

Les figures (III.2) et (III.3) illustrent l'effet de la température du module PV et du rayonnement solaire sur la puissance produite. La température d'un module PV affecte significativement sa puissance. En général, plus la température du module est élevée, plus la puissance produite est faible. Cet effet est communément appelé coefficient de température ou perte thermique. La principale raison de ce phénomène est la performance des matériaux semi-conducteurs utilisés dans les cellules solaires. Le rayonnement solaire correspond à la quantité d'énergie solaire incidente sur les modules PV. En général, une augmentation du rayonnement solaire augmente la puissance de sortie, tandis qu'une diminution la diminue.

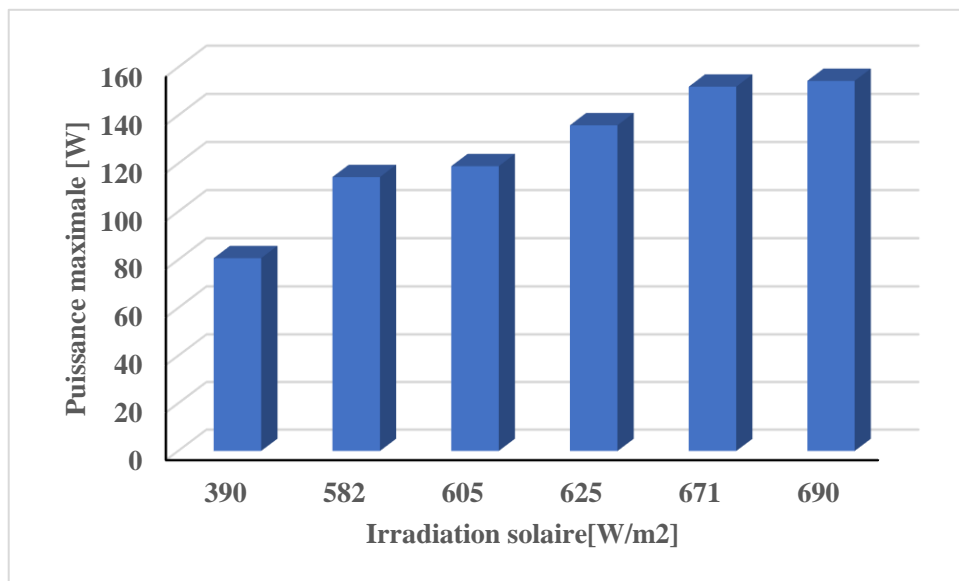
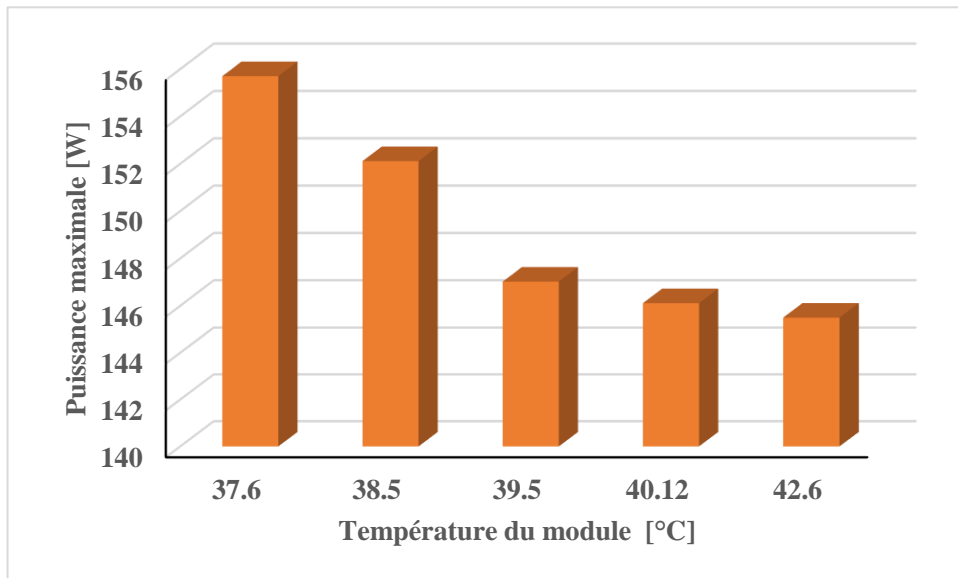
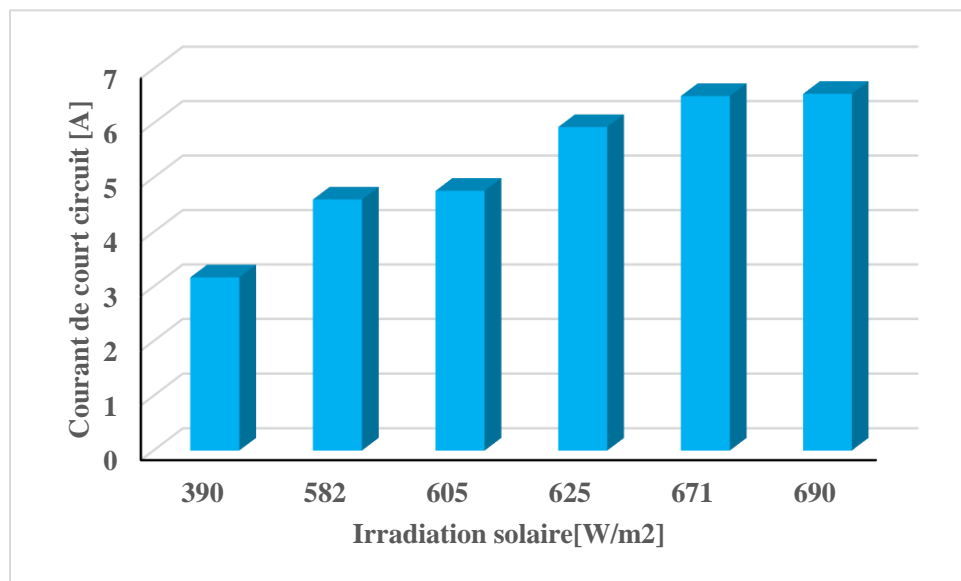


Figure (III.2) : Effet du rayonnement sur  $P_{max}$   $T \approx 40.55^\circ\text{C}$

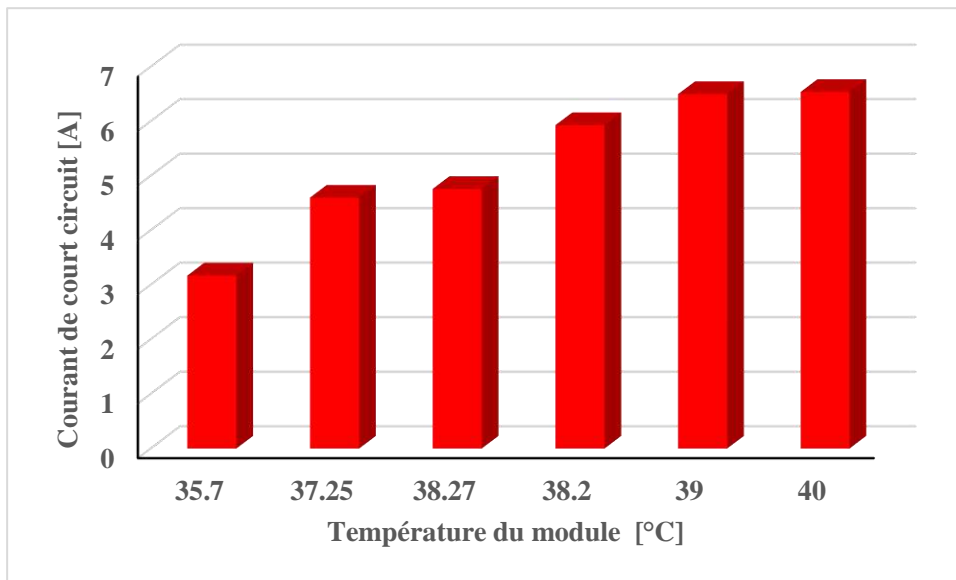


**Figure (III.3) :** Effet de la température sur  $P_{\max}$  à  $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$

Les figures (III.4) et (III.5) illustrent l'effet du rayonnement solaire et de la température du panneau sur le courant de court-circuit. Nous observons que les valeurs  $I_{cc}$  sont principalement affectées par le niveau de rayonnement solaire incident sur le module. À mesure que le rayonnement solaire augmente, davantage de photons frappent la surface semi-conductrice (silicium) du module PV, générant davantage de paires électron-trou et, par conséquent, un courant plus élevé. D'autre part, nous observons que  $I_{cc}$  augmente avec la température.

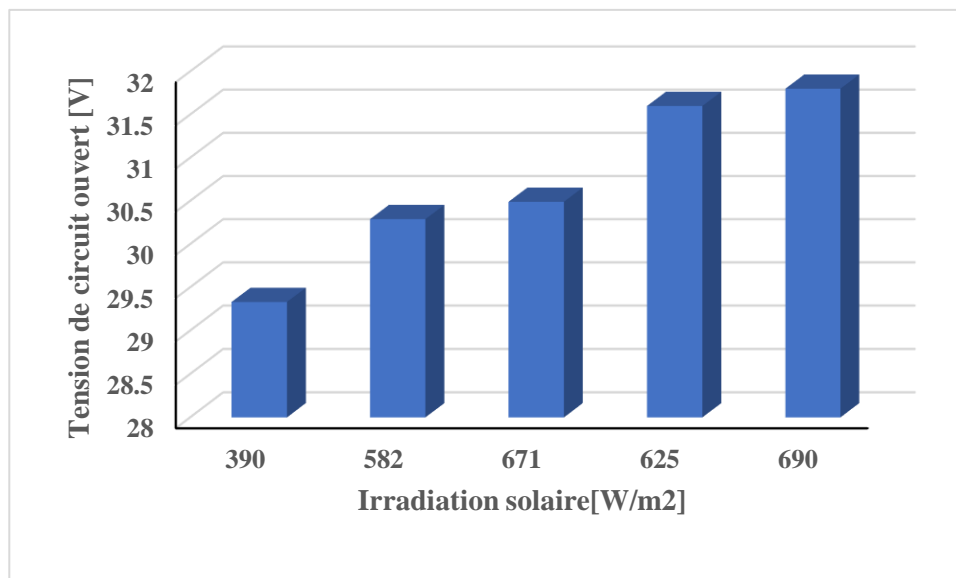


**Figure (III.4) :** Effet du rayonnement sur  $I_{cc}$  à  $T \approx 40.55^\circ\text{C}$

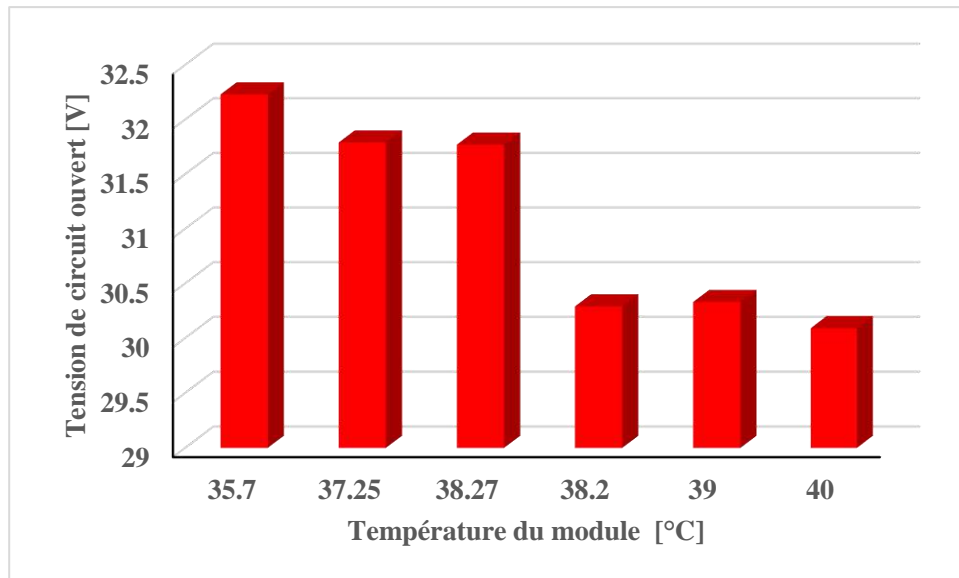


**Figure (III.5) :** Effet de la température sur  $I_{cc}$  à  $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$

Les figures (III.6) et (III.7) illustrent l'influence du rayonnement solaire et de la température du module photovoltaïque sur la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ). Cette dernière représente la différence de potentiel maximale entre les électrodes d'une cellule photovoltaïque en l'absence de courant externe. Comme indiqué, l'augmentation du rayonnement solaire stimule la génération de paires électron-trou, entraînant une élévation de la  $V_{oc}$ . À l'inverse, une température élevée des modules photovoltaïques provoque une réduction de la  $V_{oc}$ , résultant de l'intensification de la recombinaison non radiative et de l'augmentation des fuites de porteurs de charge à travers les jonctions semi-conductrices.

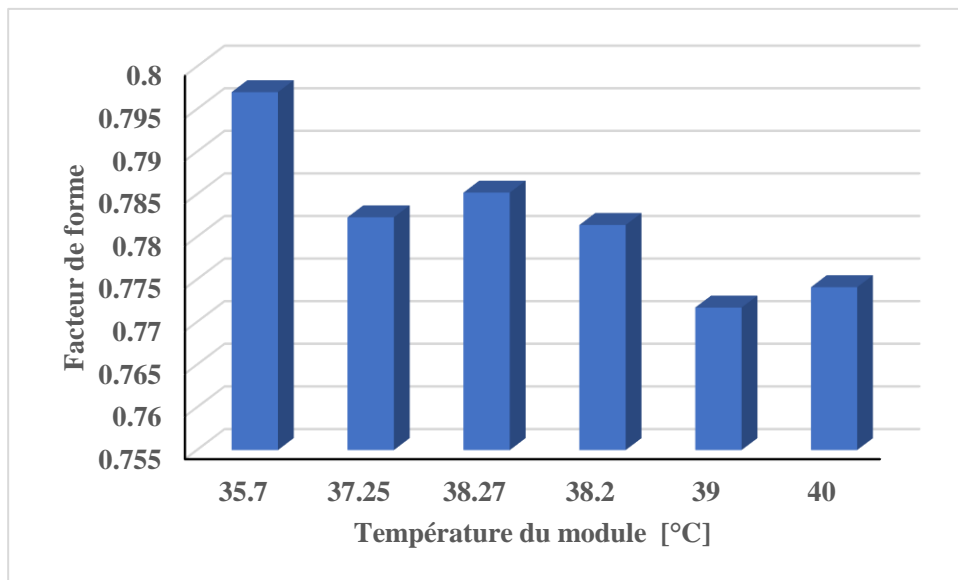


**Figure (III.6) :** Effet du rayonnement sur  $V_{oc}$  à  $T \approx 40.55^\circ\text{C}$



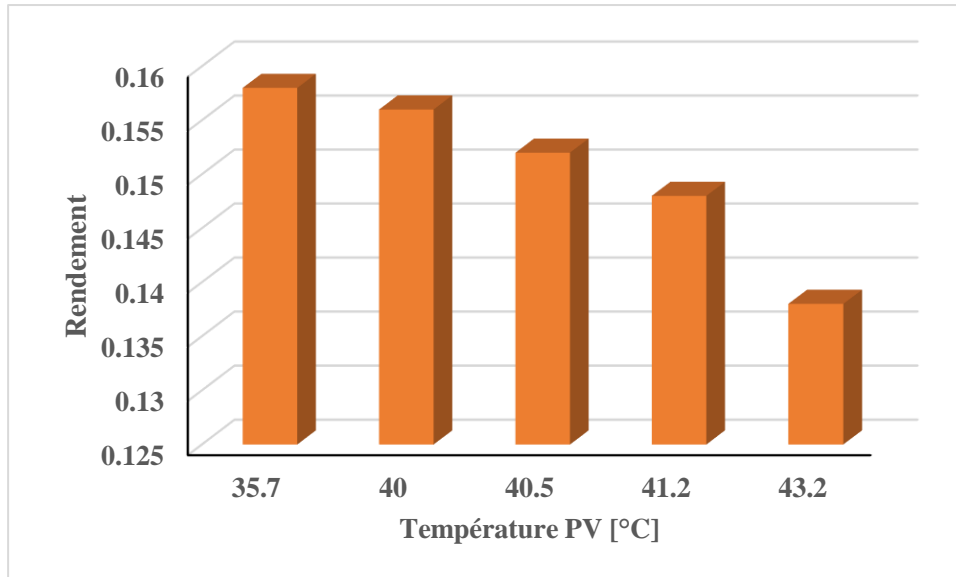
**Figure (III.7) :** Effet de la température sur Voc à  $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$

Le facteur de forme a été estimé à l'aide de l'équation (II.8). Pour déterminer la fiabilité d'un panneau solaire photovoltaïque, comme le montre le résultat de la figure (III.8), le facteur de forme diminue avec la température, principalement en raison de la résistance interne croissante du module photovoltaïque.



**Figure (III.8) :** Effet de la température sur le facteur de forme à  $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$

La figure (III.9) illustre le rendement photovoltaïque à différentes températures, estimé à l'aide de l'équation (II.7). D'après ce résultat, la température du module photovoltaïque affecte son rendement. En général, le rendement diminue avec l'augmentation de la température du module.



**Figure (III.9) :** Effet de la température sur le rendement à  $G \approx 512.1 \text{ W/m}^2$

### III.2.2. Estimation des paramètres du module PV

L'une des étapes les plus importantes de la modélisation des modules photovoltaïques et de la construction d'un modèle stable consiste à sélectionner des paramètres de modèle acceptables et valides. Par conséquent, des estimations basées sur un modèle sont nécessaires pour estimer ces paramètres. Tous les processus de sélection sont basés sur la minimisation de l'erreur entre le modèle et les sorties du système. Par conséquent, les paramètres de modèle optimaux produisent le moins d'erreur. Des algorithmes de méta-optimisation ont été utilisés et ces méthodes ont prouvé leur grande précision et leur polyvalence. Ces algorithmes sont considérés comme des méthodes de recherche stochastique inspirées de phénomènes biologiques ou physiques [69], [70], [71]

#### ➤ La fonction objective

Les sept paramètres DDM  $\{I_{ph}, I_{s1}, I_{s2}, R_p, R_s, n_1, n_2\}$  peuvent être obtenus numériquement à l'aide d'algorithmes d'optimisation. Le modèle est précis si les données expérimentales et les données estimées par l'algorithme concordent. La fonction objective à optimiser est l'erreur quadratique moyenne (RMSE), représentée par l'équation (III.1)

$$RMSE = \sqrt{\sum_{k=1}^N \frac{(I - I_{es})^2}{N}} \quad (\text{III.1})$$

Où,

$I$  Et  $I_{es}$  : représentent respectivement les courants mesurés et estimés du PV.

Dans cette étude, quatre algorithmes ont été appliqués, basés sur la simplicité, l'exploration, l'exploitation équivalente, l'adaptabilité et l'efficacité.

- Algorithme de recherche du moineau (Sparrow Search Algorithm (SSA)) [72]
- Algorithme d'optimisation des baleines (Whale optimization Algorithm (WOA)) [73]
- Algorithme du loup gris (Grey wolf Algorithm (GWA)) [74]
- Algorithme génétique (Genetic Algorithm (GA)) [75]

#### ➤ Analyse des résultats

Sur la base des résultats obtenus en exécutant le code présenté, qui utilise les algorithmes d'optimisation génétique (AG), de baleine (WOA), de recherche socialement optimiste (SSA) et de loup gris (GWO) pour optimiser le modèle de performance du module photovoltaïque sur 1 200 itérations et une population de 200 agents, l'analyse suivante a été réalisée en exécutant le programme plusieurs fois. Les résultats des paramètres optimisés sont présentés dans le tableau (III.1)

Les valeurs RMSE (erreur quadratique moyenne) ont montré une nette variation, l'algorithme SSA affichant la valeur RMSE la plus faible (0.011965), indiquant la précision de prédiction la plus élevée, suivi de GWO (0.037824) et WOA (0.041015). GA a enregistré la valeur la plus élevée (0.051357), reflétant une précision relativement faible. Ce classement est cohérent avec le classement RMSE, SSA occupant la première place, suivi de GWO en deuxième position, WOA en troisième position et GA en quatrième position.

**Tableau III.1** : Paramètres optimaux pour DDM

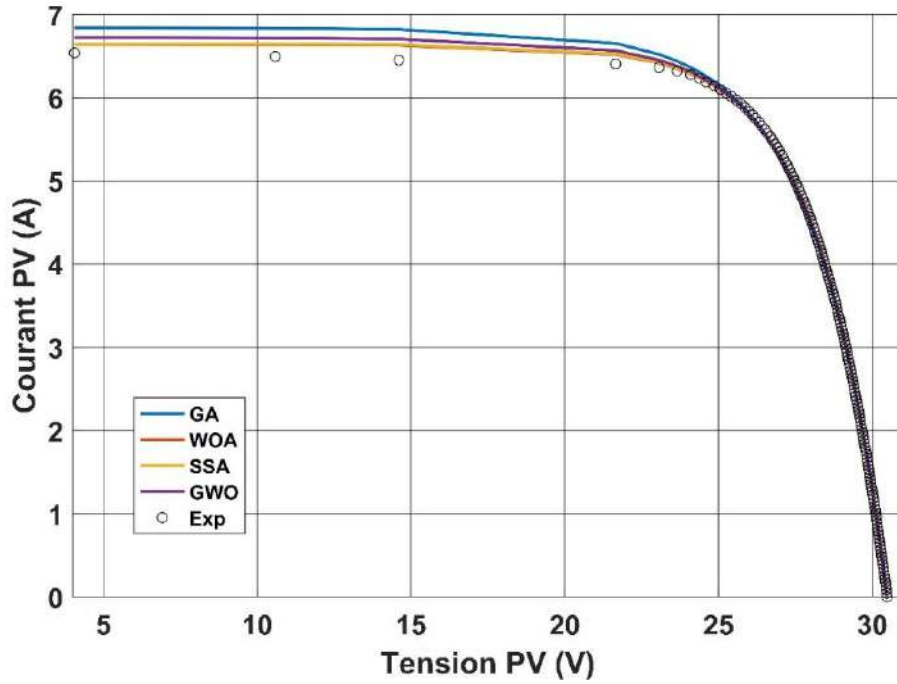
Paramètres	SSA	WOA	GWO	GA
$I_{ph}$	6.5452	6.6501	6.6540	6.8536
$I_{s1}$	$1.6387 \times 10^{-8}$	$1.0000 \times 10^{-10}$	$3.5295 \times 10^{-6}$	$7.8639 \times 10^{-6}$
$I_{s2}$	$1.6069 \times 10^{-4}$	$4.9028 \times 10^{-6}$	$1.5744 \times 10^{-5}$	$2.9063 \times 10^{-5}$
$n_1$	$7.9453 \times 10^{-1}$	3.00	1.0851	1.1549
$n_2$	2.0586	1.1100	2.5071	1.5703
$R_s$	$1.1982 \times 10^{-1}$	0.000	$9.8823 \times 10^{-3}$	$2.5408 \times 10^{-4}$
$R_p$	$4.1002 \times 10^{+2}$	$1.00 \times 10^{+3}$	$6.0244 \times 10^{+2}$	$6.7095 \times 10^{+2}$

L'algorithme SSA a également présenté l'écart-type (Std) le plus faible de 0.011964 et une plage d'erreur de 0.077300, démontrant une plus grande stabilité au fil des itérations, tandis que l'algorithme GA s'est révélé le plus volatil avec un écart-type de 0.063417 et une plage de 0.428797. Les valeurs du coefficient de détermination ( $R^2$ ) étaient élevées pour tous les algorithmes, mais le SSA arrive en tête avec une valeur de 0.999960, suivi du GWO (0.999604) et du WOA (0.999534). Le GA se situe légèrement plus bas à 0.998879, ce qui confirme la supériorité du SSA, du GWO et du WOA en termes de concordance avec les données expérimentales.

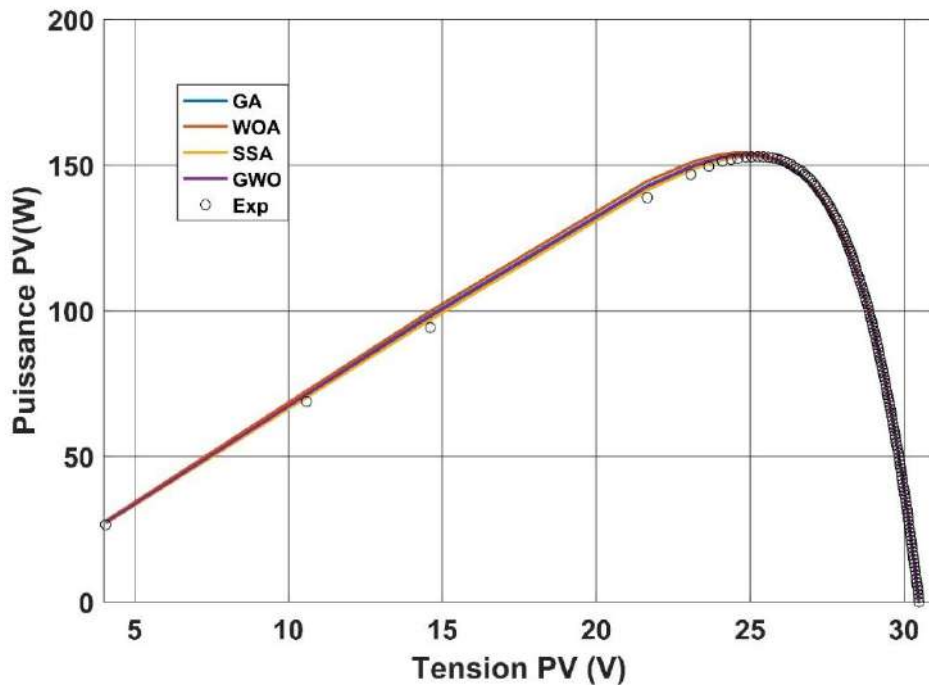
**Tableau III.2:** Évaluation statistique des algorithmes proposés

<b>Statistical Assessment</b>	<b>SSA</b>	<b>GWO</b>	<b>WOA</b>	<b>GA</b>
Erreur moyenne de biais (EMB)	-0.000144	-0.000068	0.000000	-0.005181
Erreur moyenne absolue de biais (EMAB)	0.009578	0.029569	0.032676	0.034460
Coefficient de détermination ( $R^2$ )	0.999960	0.999604	0.999534	0.998879
Minimum (Min)	-0.049685	-0.175358	-0.180933	-0.372818
Maximum (Max)	0.027616	0.069274	0.077554	0.055979
Moyenne	-0.000144	-0.000068	-0.000000	-0.005181
Étendue	0.077300	0.244632	0.258486	0.428797
Statistique- t	-0.147688	-0.022043	-0.000001	-1.000493
Médiane	0.000506	-0.002930	-0.001798	0.002547
Écart-type	0.011964	0.037824	0.041015	0.063417
Racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE)	0.011965	0.037824	0.041015	0.051357
Rang	1	2	3	4

Les courbes I-V (Figure (III.10)) et P-V (Figure (III.11)) ont montré une bonne concordance entre les valeurs prédites et expérimentales sur toute la plage opérationnelle, les SSA, GWO et WOA affichant une supériorité significative. De légers écarts ont été observés avec GA aux points bas, reflétant peut-être ses limites dans la gestion des comportements non linéaires. La courbe d'évolution de la fonction objective (Figure (III.12)) au fil des itérations a montré une convergence rapide pour SSA, WOA et GWO, avec des solutions optimales atteintes en 300 itérations, tandis que GA a pris plus de temps (pouvant dépasser 600 itérations).



**Figure (III.10) :** Comparaison des caractéristiques I(V) expérimentales avec les résultats des algorithmes proposés à  $671 \text{ W/m}^2$  et  $38 \text{ }^\circ\text{C}$



**Figure (III.11) :** Comparaison des caractéristiques P(V) expérimentales avec les résultats des algorithmes proposés à  $671 \text{ W/m}^2$  et  $38 \text{ }^\circ\text{C}$ .

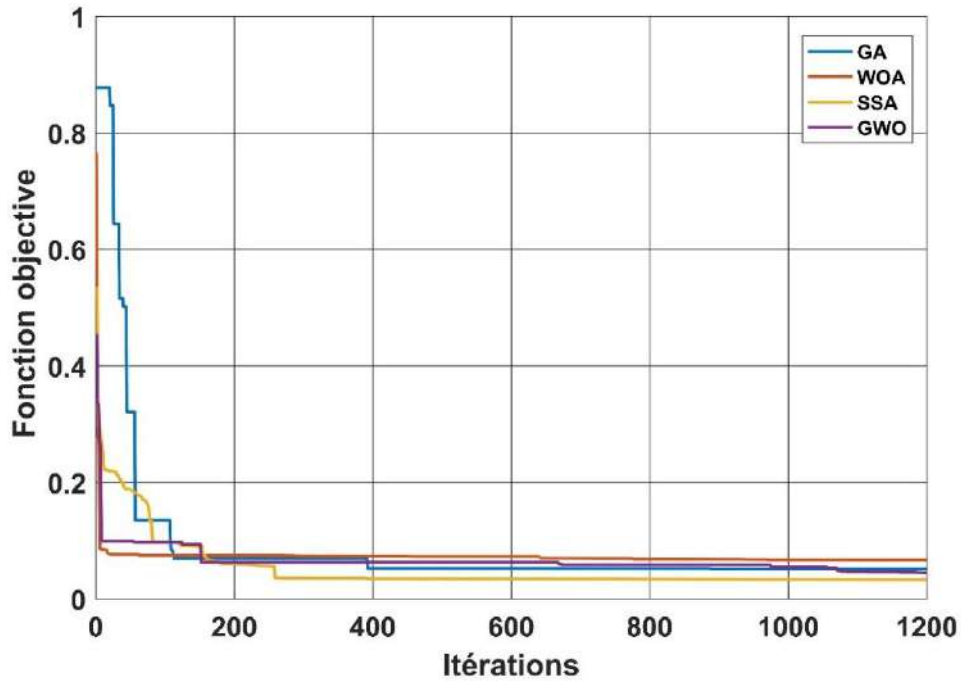


Figure (III.12) : Variation de la fonction objective utilisant les algorithmes proposés.

### III.3. Caractérisation de l'électrolyseur PEM

En utilisant l'équation (II.19), les caractéristiques électriques de l'électrolyseur PEM HG-60 sont présentées dans la figure (III.13).

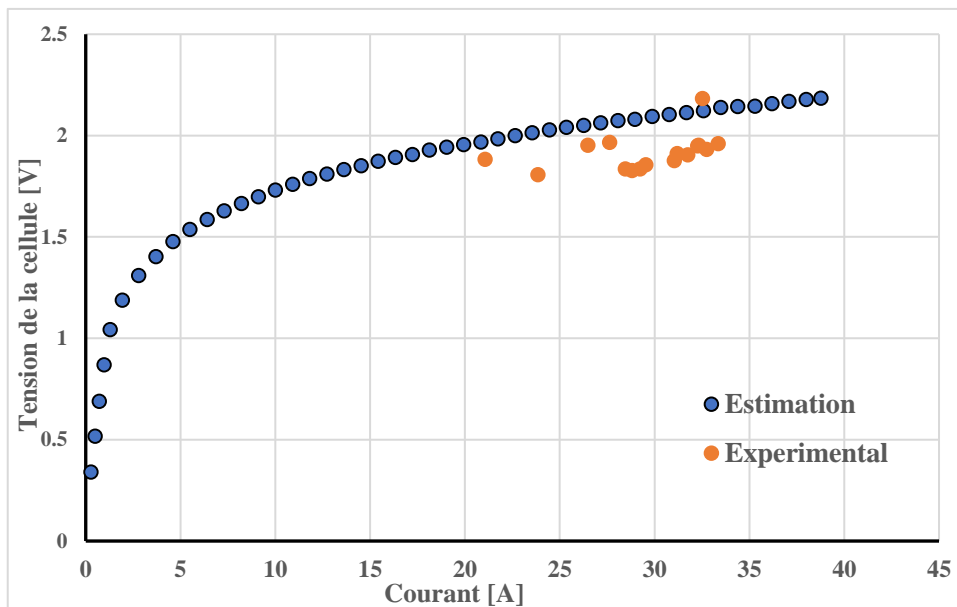
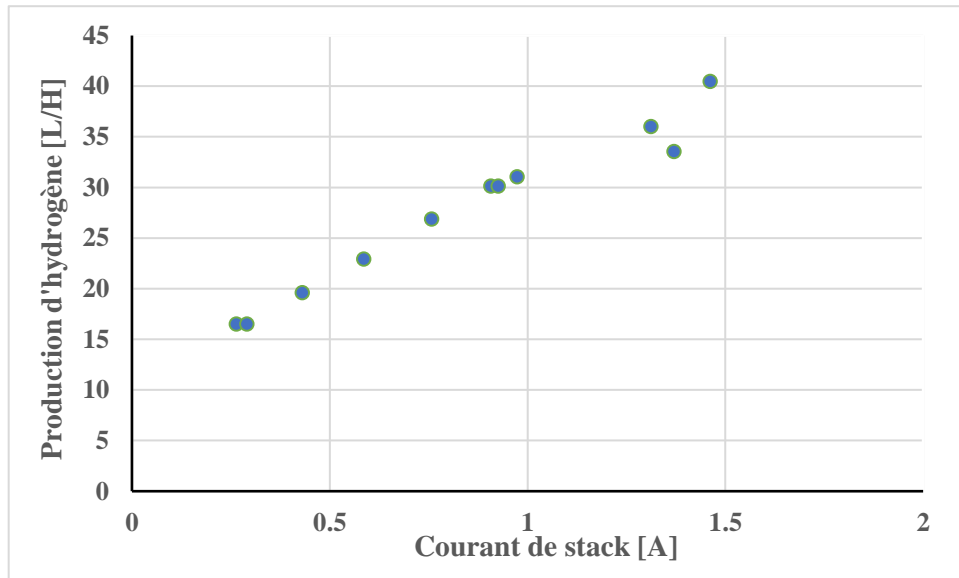


Figure (III.13) : Courbe caractéristique V (I) de l'électrolyse PEM (HG-60).

La figure (III.14) illustre la relation entre la production d'hydrogène et le courant électrique. On observe que la production d'hydrogène augmente de manière quasi linéaire avec l'intensité du courant. Cette tendance s'explique par le fait qu'une augmentation du courant accroît la quantité d'énergie électrique fournie au système, ce qui favorise la décomposition des molécules d'eau. En conséquence, la vitesse des réactions électrochimiques s'intensifie, améliorant ainsi l'efficacité du processus d'électrolyse et accélérant la production d'hydrogène.



**Figure (III.14) :** Courbe de production d'hydrogène en fonction du courant

#### III.4. Description du système solaire à hydrogène-couplage indirect

Le système évalué est utilisé au Laboratoire de Génie Électrique de l'Université de Ouargla (LAGE), comme illustré à la figure (III.15).

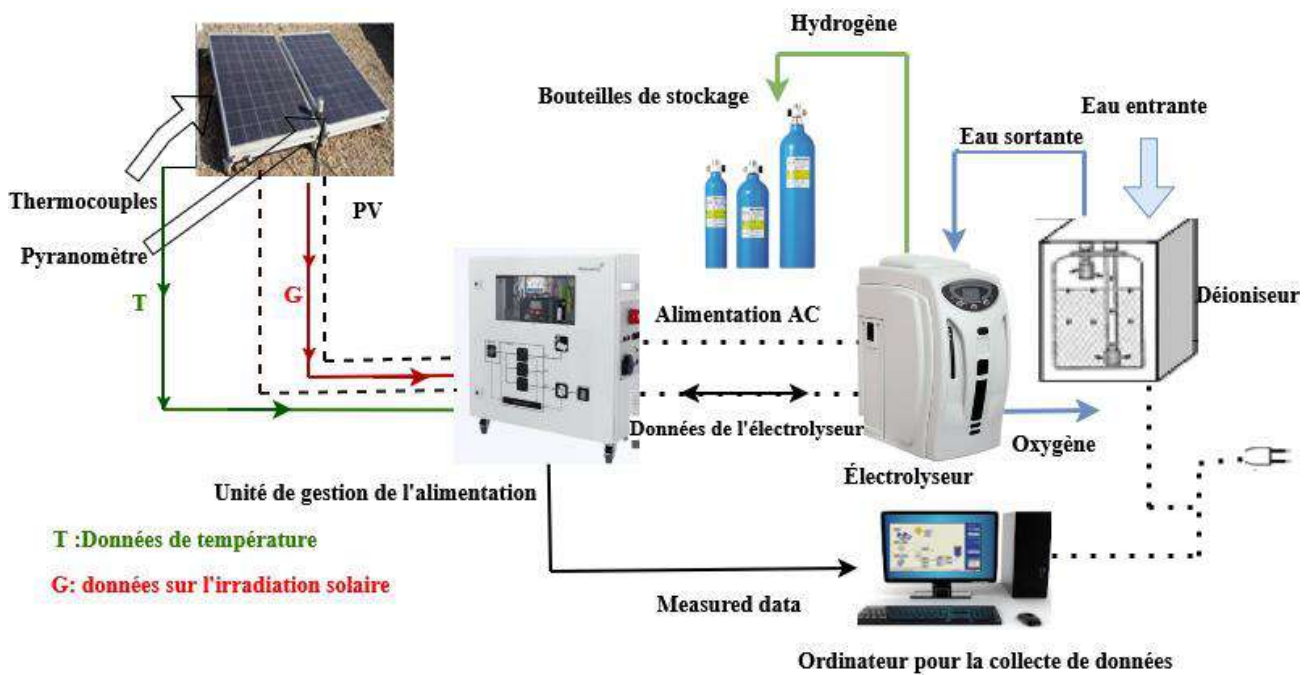


Figure (III.15) : Le système expérimental étudié

Le prototype de production d'hydrogène se compose de plusieurs composants, dont deux panneaux photovoltaïques polycristallins NeMo®54P de 440 W montés sur le toit du laboratoire LAGE, équipés d'un pyranomètre et d'un thermocouple. Ces panneaux sont orientés vers le sud et montés à un angle de  $0^\circ$  par rapport à l'horizontale. De plus, le prototype comprend une unité de gestion de l'énergie (PMU) (Annexe 3) contenant un contrôleur de charge solaire, deux batteries (Annexe 4), un convertisseur DC/DC et d'un onduleur DC/AC (24 V/230 V) (Annexe 5). Le système pilote comprend un électrolyseur PEM HG60 commercial avec un redresseur AC/DC interne (Annexe 6) [5].

Les expériences ont été menées le 15 avril, une journée typique du mois, proche de la moyenne mensuelle selon la liste des jours de Klein (voir Tableau III.3). Des mesures expérimentales ont également été effectuées un autre jour du même mois (le 12 avril), avec des relevés toutes les 30 minutes de 8 h 00 à 17 h 30. Lors de ces deux journées, des mesures ont aussi été réalisées pour différents mois et saisons, notamment en janvier, février, mai, juin et octobre. L'objectif de l'expérience était d'alimenter l'électrolyseur avec de l'électricité renouvelable indépendante du réseau électrique, suivie d'une évaluation du rendement des composants du système. Pendant toute la période expérimentale, la température extérieure, la température des panneaux et le rayonnement solaire ont été utilisés comme données d'entrée pour l'unité de gestion de l'énergie, les données collectées étant traitées par la carte d'acquisition de données à l'aide de l'interface graphique LabVIEW. L'hydrogène produit lors de notre expérience est

stocké dans des cylindres d'hydrogène à basse pression pour former un hydrure métallique, tandis que l'oxygène généré par l'électrolyseur est relâché dans la chambre atmosphérique.

**Tableau III.3** : Jours représentatifs selon Klein

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
<b>Journée représentée</b>	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10

### III.5. Performances du système de couplage indirect pour la production d'hydrogène

Les données expérimentales concernant les performances des composants du système dans les conditions climatiques de la ville de Ouargla ont été obtenues lors de deux journées d'essai en avril. Ces mesures ont été effectuées en continu de 8h00 à 17h30. La figure (III.16) illustre la puissance produite par les panneaux solaires pendant la période d'essai. La puissance maximale produite par les panneaux solaires était de 344.2 W à 14h00 le 15 avril. La puissance maximale produite par les panneaux solaires le 12 avril était de 305 W à 13h00. La figure (III.17) illustre la température extérieure mesurée pendant les deux journées d'étude. La figure (III.18) illustre que la batterie a servi de source d'énergie supplémentaire à l'électrolyseur, indiquant que les panneaux solaires seuls étaient insuffisants pour répondre à ses besoins énergétiques. La figure (III.19) illustre les puissances d'entrée et de sortie de l'onduleur pendant les deux jours d'essai. Le débit de production du HG60 le 15 avril variait de 21.3 à 44.23 L/h, et le débit de production d'hydrogène le 12 avril variait de 23.38 à 40.31 litres, comme le montre la figure (III.20). De plus, une approche trapézoïdale a été utilisée pour calculer le volume total d'hydrogène produit pendant la période expérimentale, les résultats étant présentés dans la figure (III.21). L'analyse a révélé que le volume généré le 15 avril était d'environ 329.8 litres, et le volume généré était d'environ 301.7 litres le 12 avril.

L'une des raisons de l'inefficacité de la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire survient lorsque le fonctionnement photovoltaïque est effectué à des angles s'écartant considérablement de la position idéale.

- **Puissance de sortie PV mesurée les 12 et 15 avril**

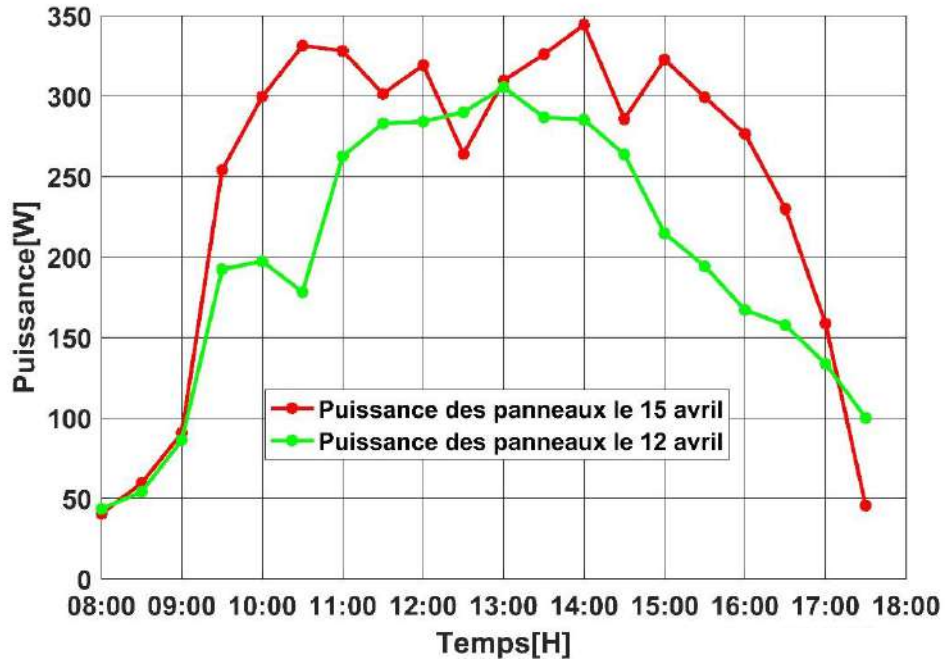


Figure (III.16) : Puissance de sortie des panneaux solaires en fonction du temps.

- Température extérieure mesurée les 12 et 15 avril

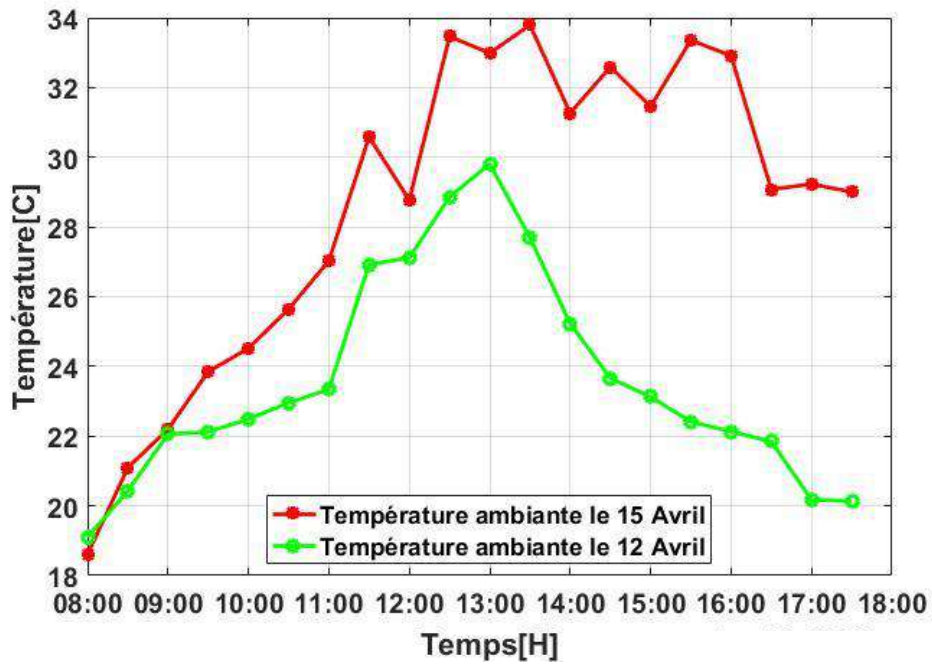


Figure (III.17) : Température extérieure en fonction du temps.

- Puissance de la batterie mesurée les 12 et 15 avril

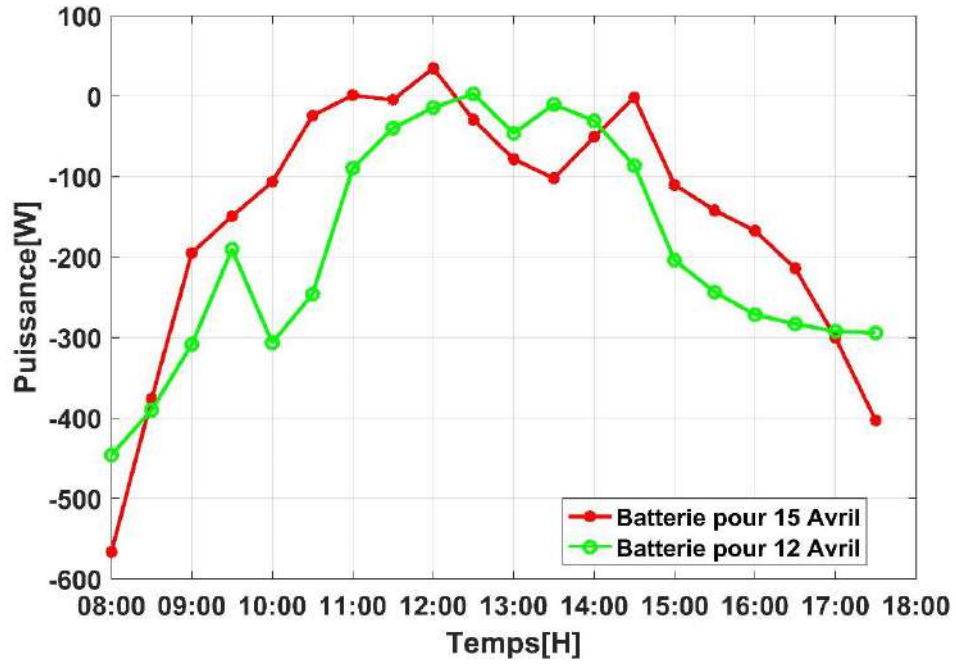
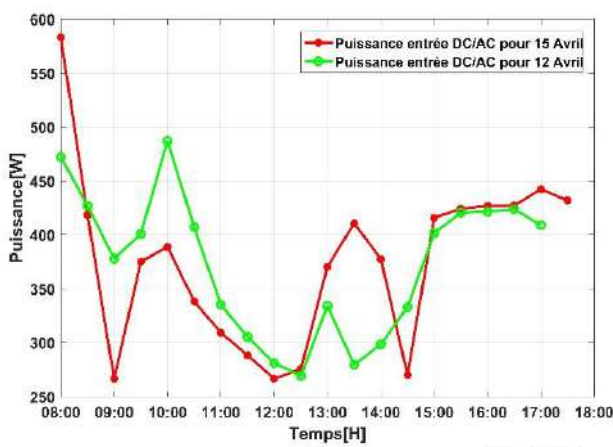
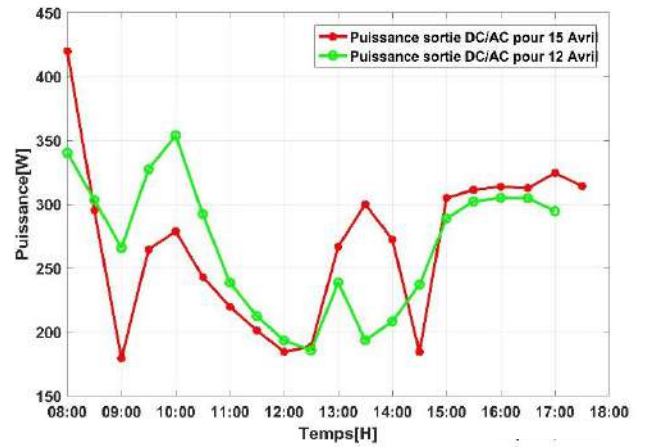


Figure (III.18) : Puissance de la batterie en fonction du temps.

• Puissance d'entrée et de sortie DC/ AC mesurées les 12 et 15 avril.



(A) Puissance d'entrée



(B) Puissance d sortie

Figure (III.19) : Conversion de puissance d'entrée et de sortie par rapport au temps.

• Débit d'hydrogène mesuré les 12 et 15 avril

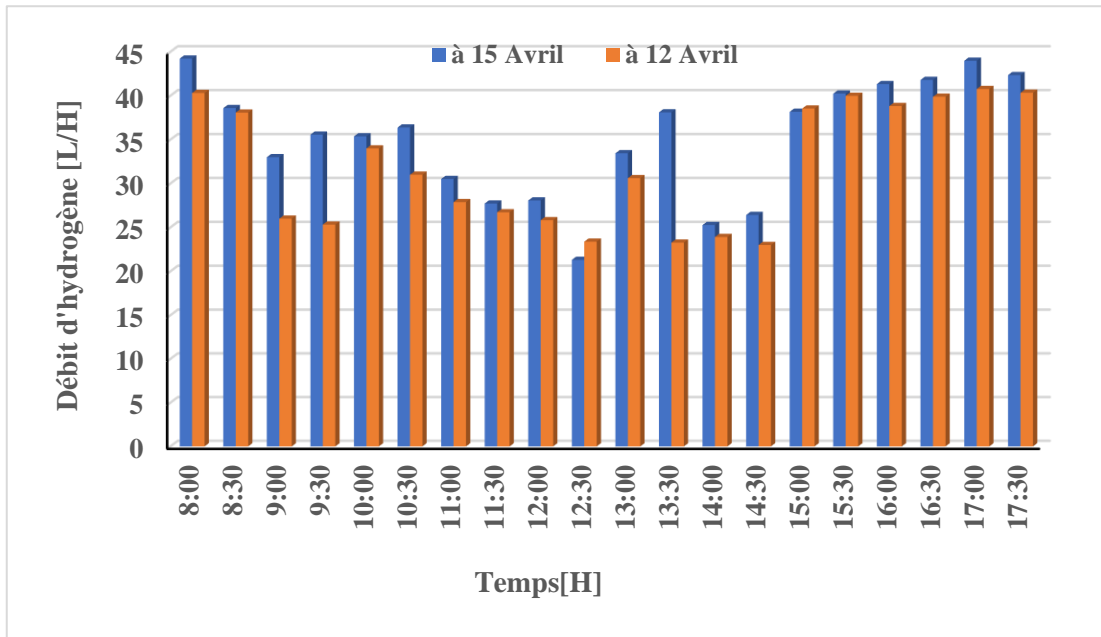


Figure (III.20) : Débit d'hydrogène en fonction du temps.

• Volume d'hydrogène mesuré les 12 et 15 avril

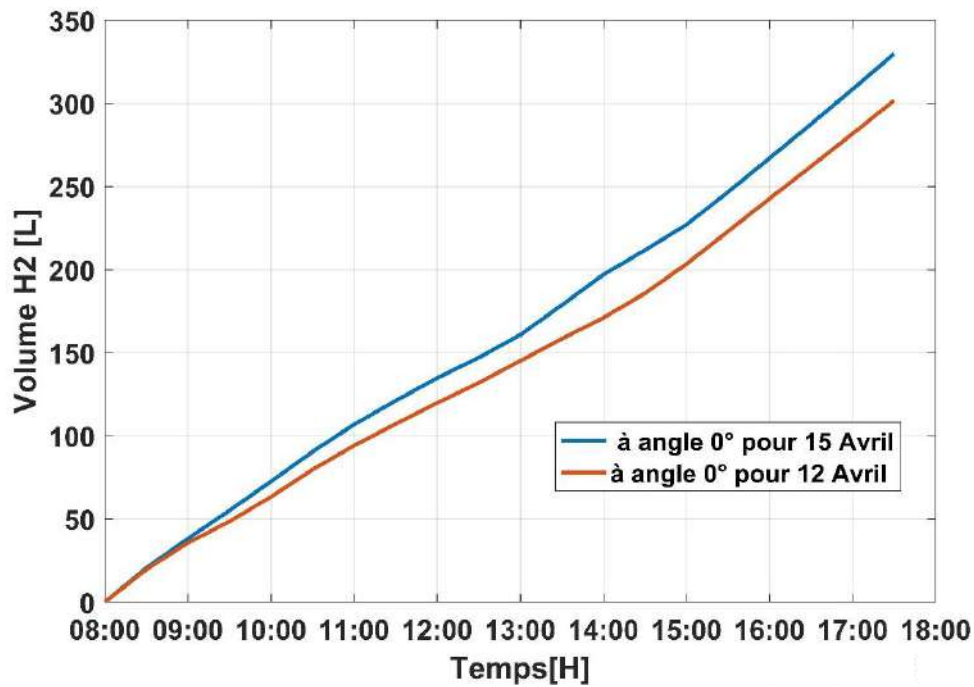


Figure (III.21) : Volume d'hydrogène généré dans l'électrolyseur.

• Rendement des composants du système

Le rendement global d'une ligne de production d'hydrogène ( $\eta_{GH2}$ ) peut être exprimée comme le produit des efficacités de chaque composant, comme indiqué dans l'équation (III.2).

$$\eta_{GH2} = \eta_{PV} \times \eta_{UGE} \times \eta_{ELZ} \tag{III.2}$$

$\eta_{UGE}$  Représente le rendement de l'unité de gestion de l'énergie et peut être évaluée à l'aide de l'équation (III.3).

$$\eta_{UGE} = \eta_{SR} \times \eta_B \times \eta_{DC/AC} \tag{III.3}$$

$\mu_{SR}$  Est le rendement du régulateur de charge solaire, estimé en calculant le rapport entre la production d'énergie totale et l'entrée d'énergie des modules PV, comme indiqué dans l'équation (III.4).

$$\eta_{SR} = \frac{\int_0^t P_{SR-sortie} dt}{\int_0^t P_{PV} dt} = \frac{E_{SR-sortie}}{E_{PV}} \tag{III.4}$$

$\mu_B$  Représente le rendement des batteries, tel que défini par l'équation (III.5), qui est le rapport entre l'énergie produite par l'unité DC/AC et l'énergie absorbée par l'unité DC/DC.

$$\eta_B = \frac{\int_0^t P_{B-sortie} dt}{\int_0^t P_{B-entrée} dt} = \frac{E_{B-sortie}}{E_{B-entrée}} \tag{III.5}$$

$\mu_{DC/AC}$  Est le rendement de l'onduleur et est estimé par le rapport entre la production d'énergie et la consommation d'énergie, comme indiqué dans l'équation (III.6).

$$\eta_{DC/AC} = \frac{\int_0^t P_{ELZ-entrée} dt}{\int_0^t P_{inverter} dt} = \frac{E_{ELZ-sortie}}{E_{inverter}} \tag{III.6}$$

La figure (III.22) ci-dessous présente le rendement des principaux composants d'un système de production d'hydrogène, comprenant les modules photovoltaïques (PV), l'électrolyseur, les convertisseurs DC/DC et DC/AC, ainsi que les batteries de stockage.

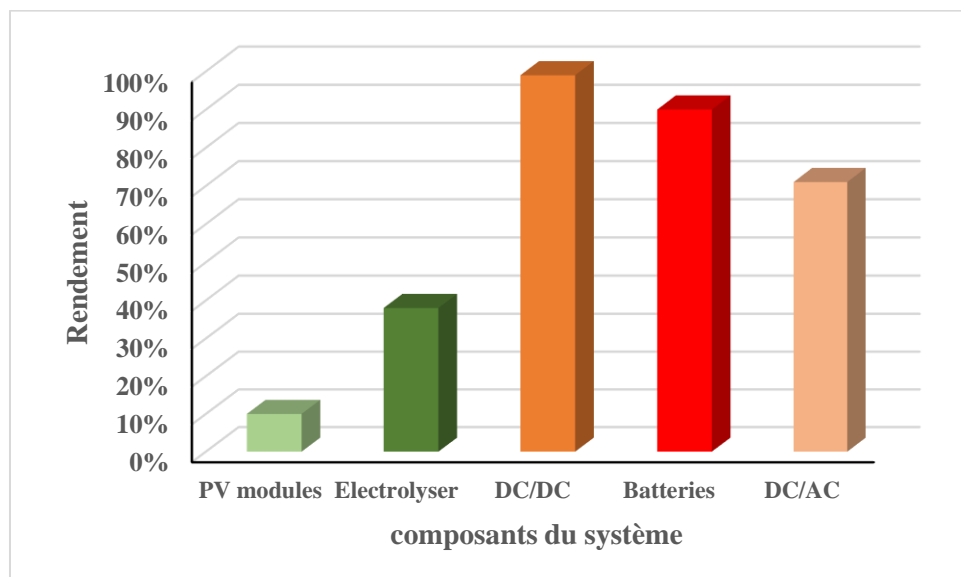


Figure (III.22) : Rendement moyenne des composants du système.

Le rayonnement solaire et la température ayant une influence significative sur les performances du module photovoltaïque, et par conséquent sur celles de l'ensemble du système, ces facteurs ont été mesurés. Des jours sélectionnés de différentes saisons permettent de comparer précisément les performances du système dans différentes conditions saisonnières. La quantité d'hydrogène produite durant ces jours est ensuite mesurée. Les résultats concernant le rayonnement solaire à 0° d'inclinaison, la puissance photovoltaïque à l'angle d'inclinaison sélectionné des panneaux, la température extérieure et le flux d'hydrogène sont présentés respectivement dans les figures (III.23) à (III.32)

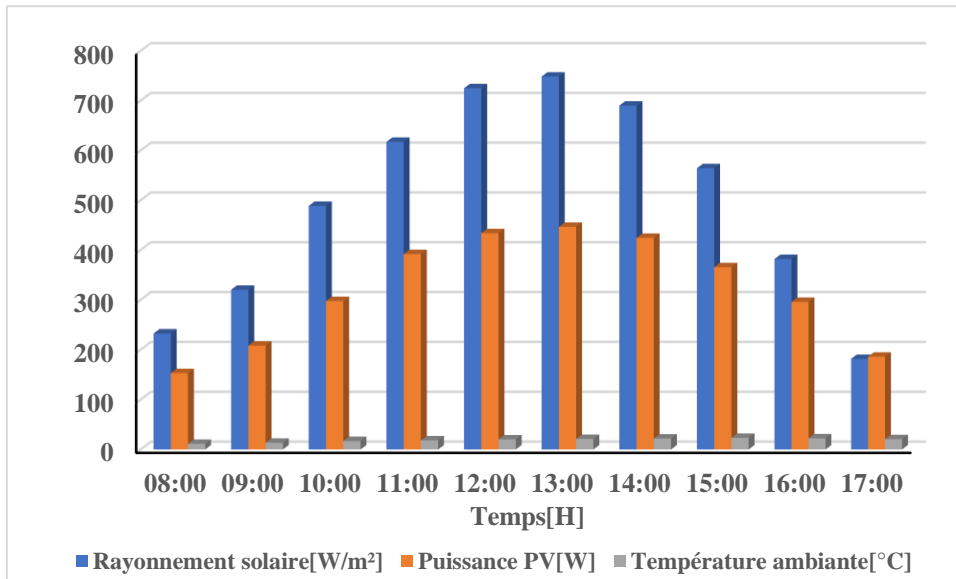


Figure (III.23) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée de Janvier

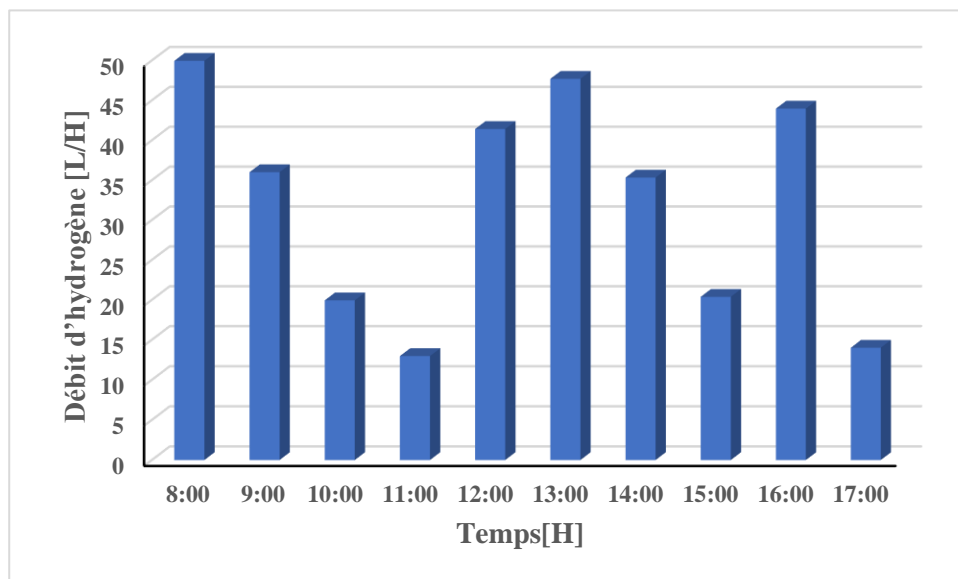


Figure (III.24) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Janvier.

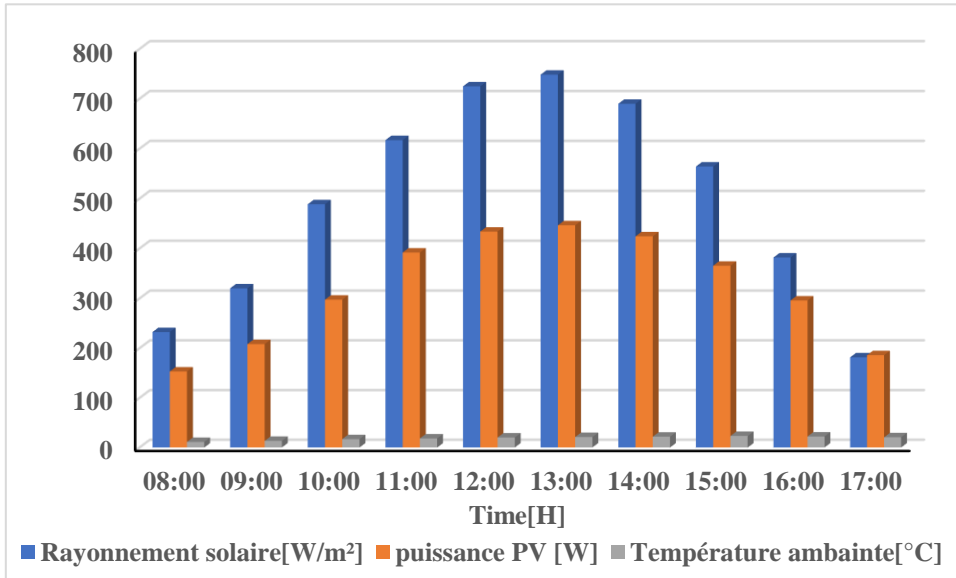


Figure (III.25) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée de Février

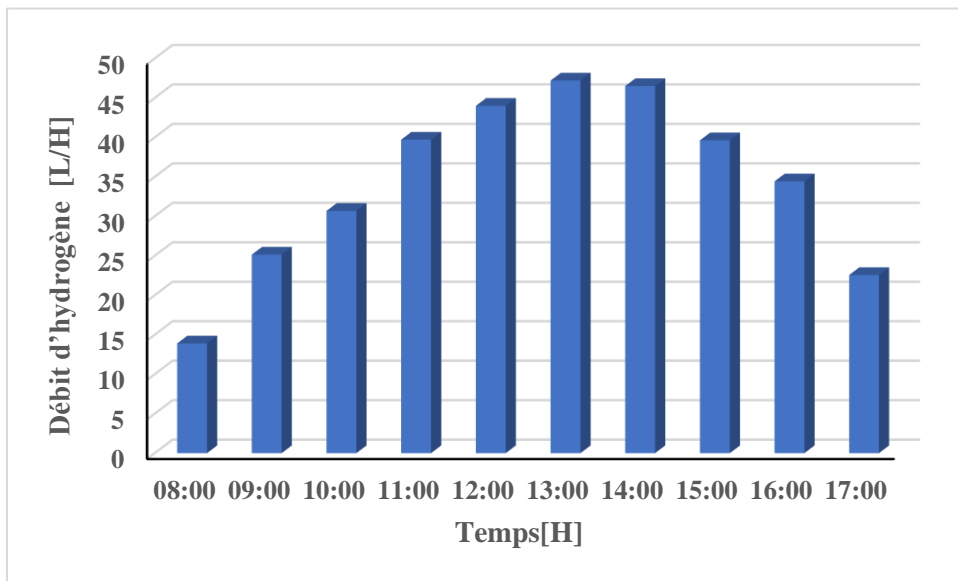


Figure (III.26) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Février

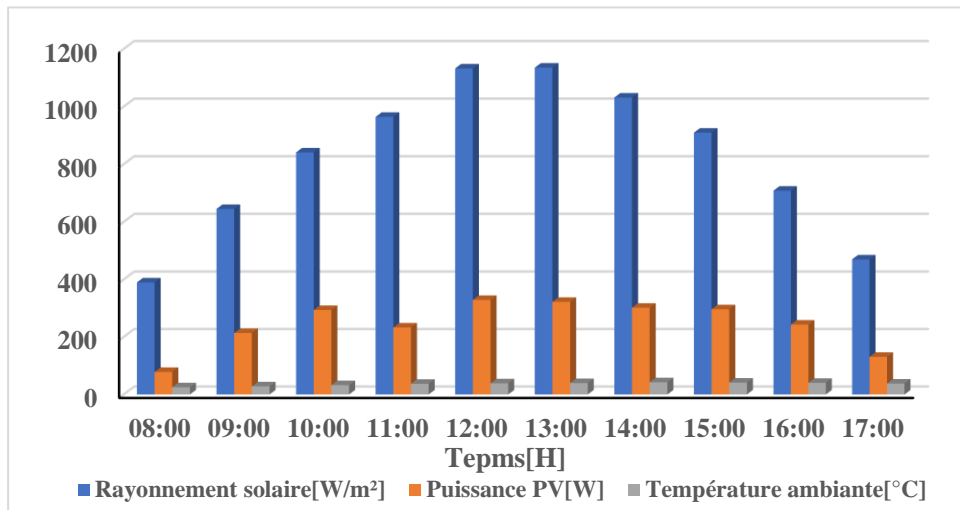


Figure (III.27) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d’une journée de Mai.

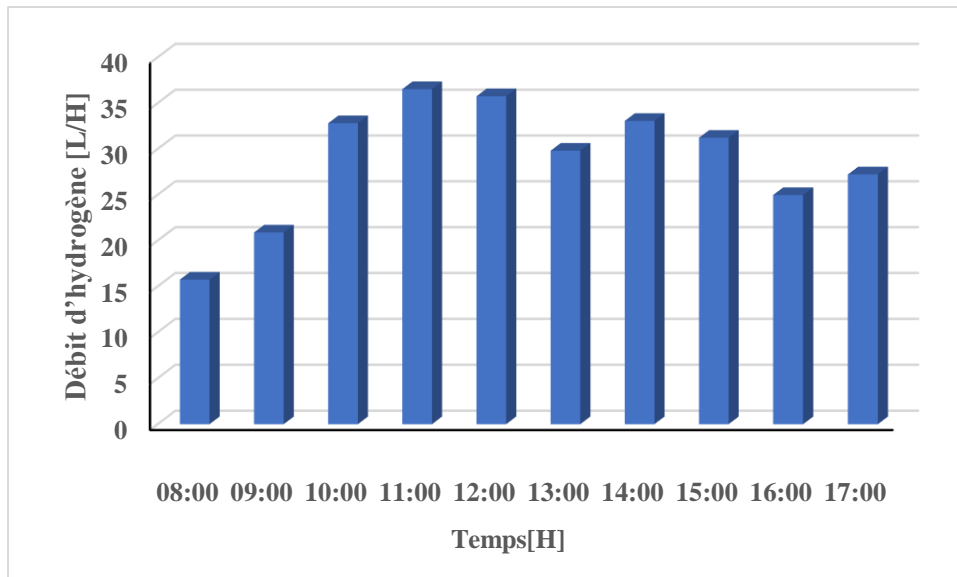


Figure (III.28) : Débit d’hydrogène mesuré au cours d’une journée de Mai.

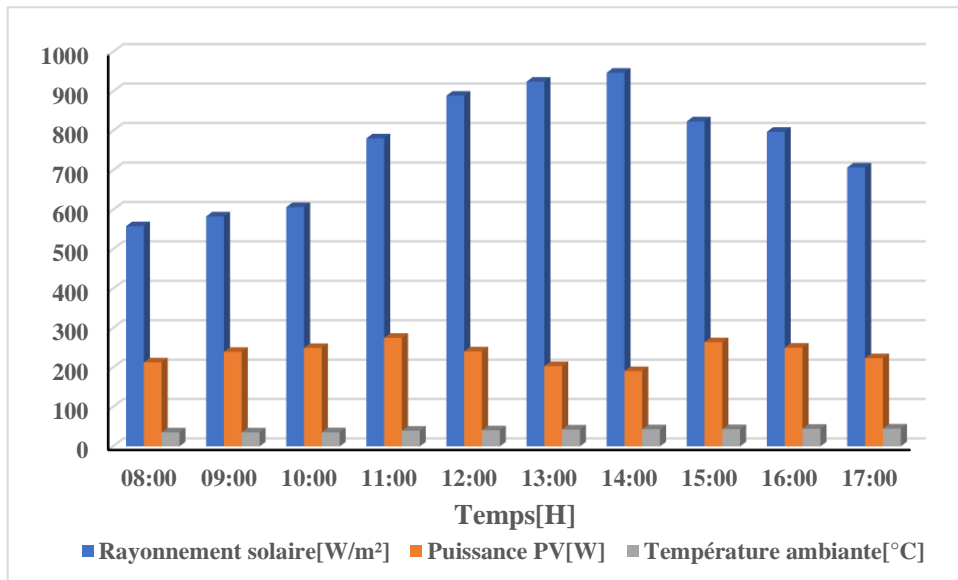


Figure (III.29) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés en Juin

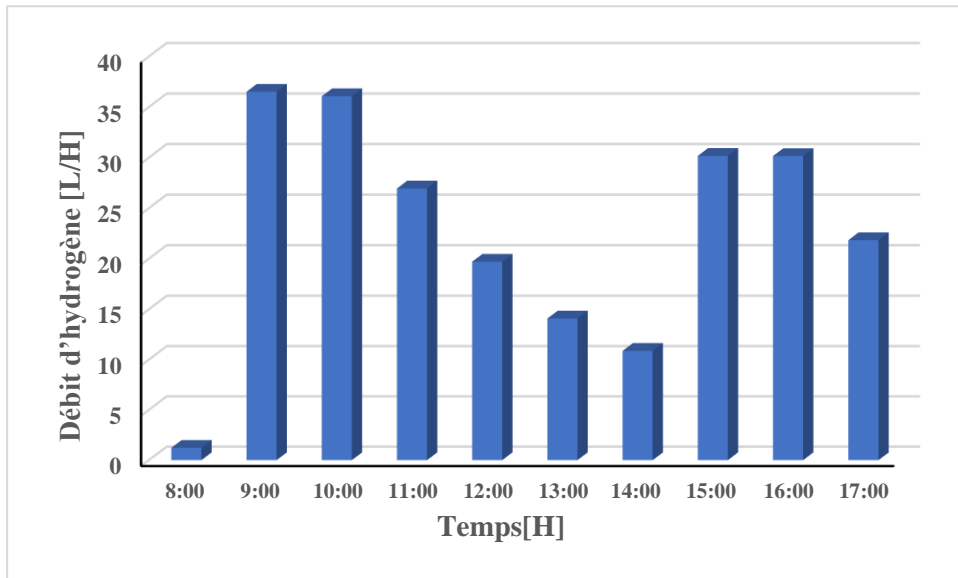


Figure (III.30) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée de Juin.

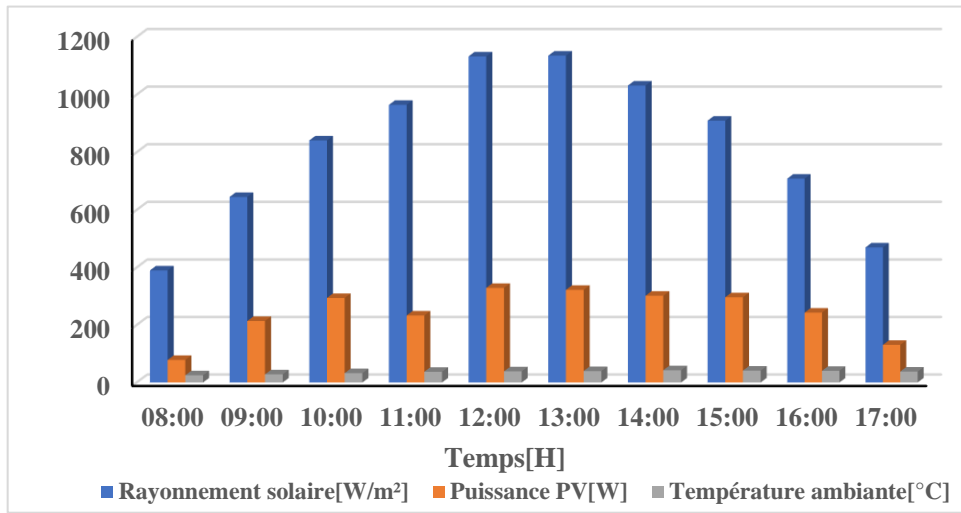


Figure (III.31) : Rayonnement solaire, puissance photovoltaïque et température extérieure mesurés au cours d'une journée d'Octobre

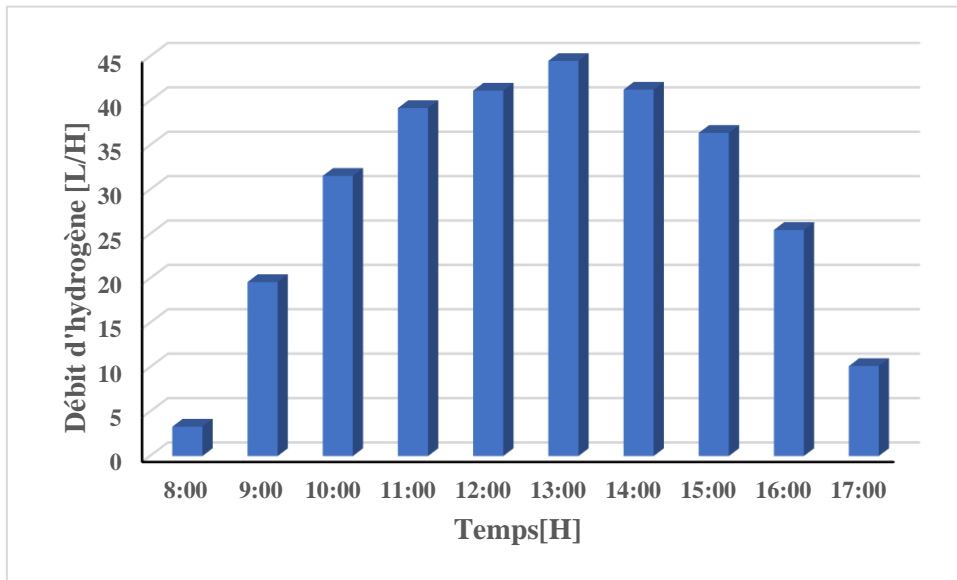
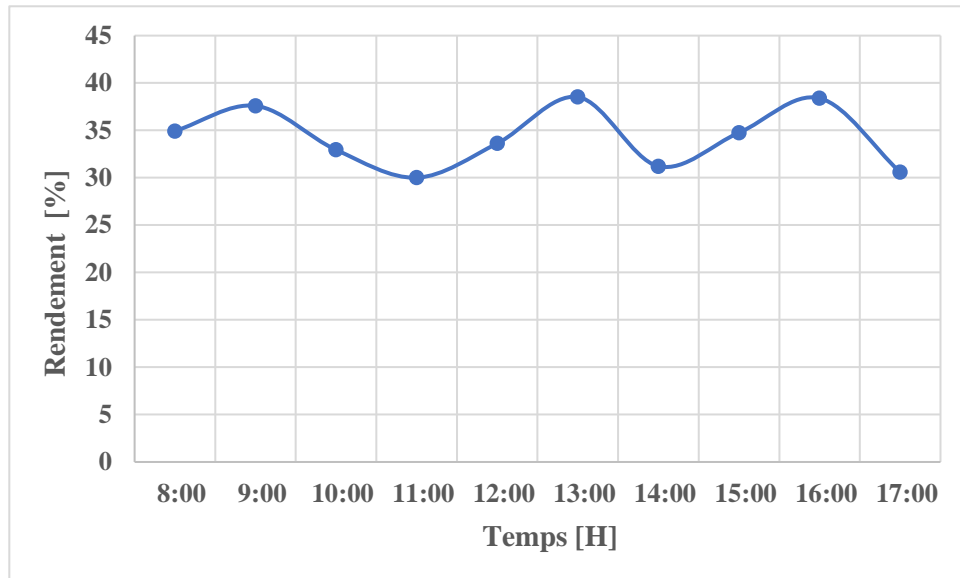
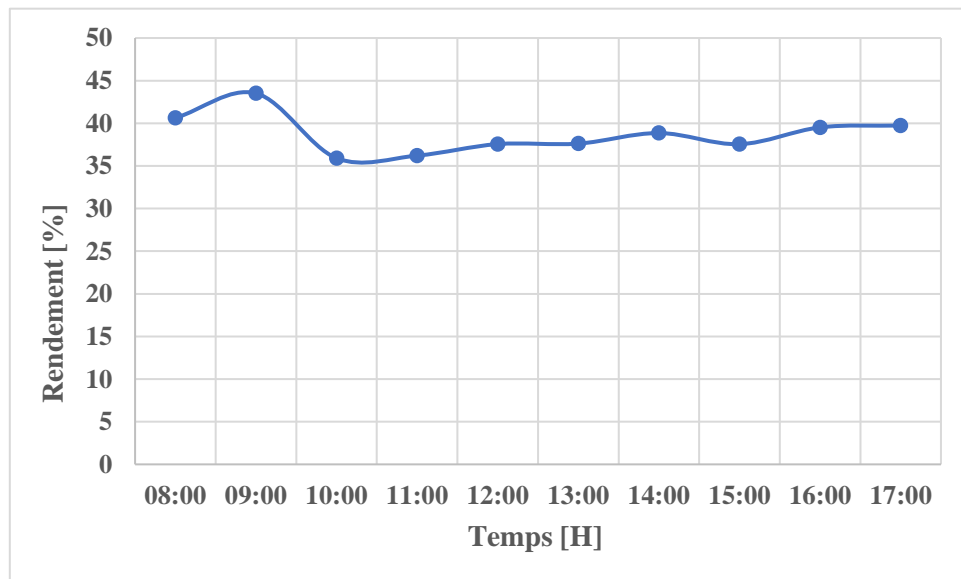


Figure (III.32) : Débit d'hydrogène mesuré au cours d'une journée d'Octobre.

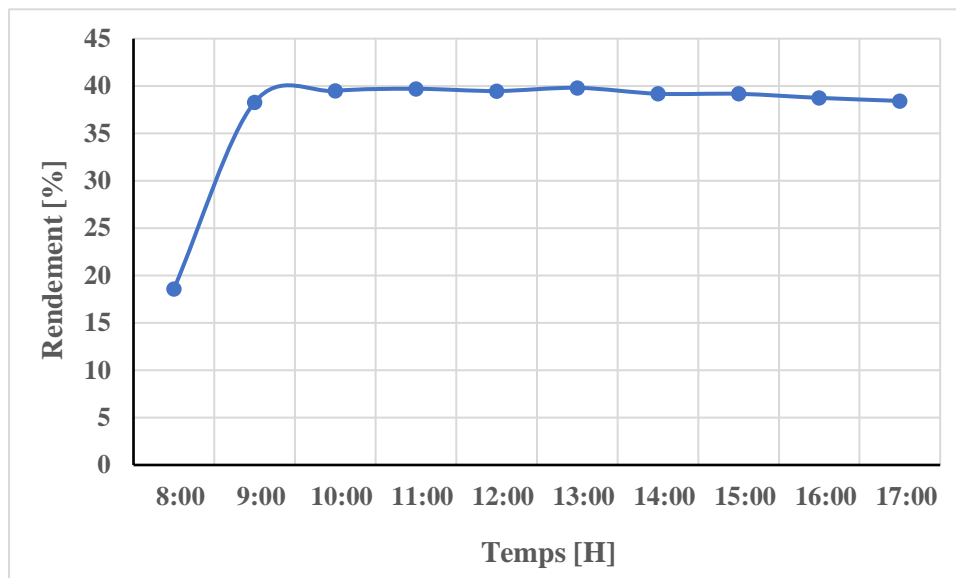
Les figures (III.33) à (III.37) illustrent le rendement de l'électrolyseur-DC/AC pendant ses périodes de fonctionnement. Les mesures ont été effectuées sur plusieurs jours de différents mois afin d'étudier l'effet des variations saisonnières sur les performances du système.



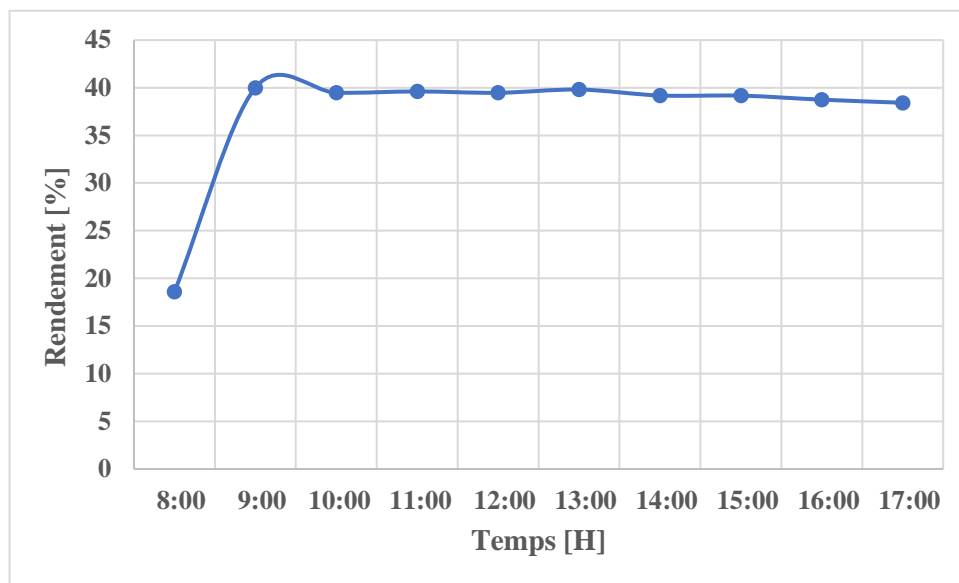
**Figure (III.33) :** Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée de Janvier



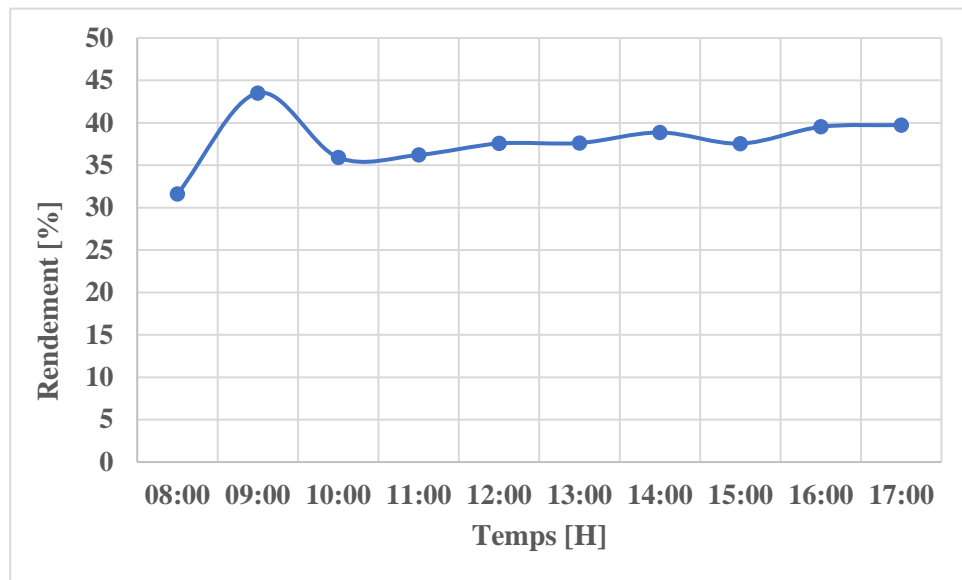
**Figure (III.34) :** Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée de Février



**Figure (III.35) :** Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée d'Avril



**Figure (III.36) :** Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée de Mai



**Figure (III.37) :** Variation du rendement de l'électrolyseur -DC/AC en fonction du temps au cours d'une journée d'Octobre

Au cours des périodes de mesure expérimentale, le système de production d'hydrogène a démontré des performances stables et exemptes de défaillances, et ce, sous un large éventail de conditions climatiques, incluant des environnements saisonniers variés tout au long de l'année. Aucune interruption opérationnelle ni panne technique n'a été observée, ce qui confirme la fiabilité et la robustesse du système. Les expériences menées sur plusieurs jours et en différentes saisons mettent en évidence la capacité du système à maintenir une production stable d'hydrogène malgré les variations saisonnières. Les données enregistrées, présentées en détail dans les figures (III.23) à (III.37), fournissent des informations précieuses sur les performances du système intégré d'électrolyse photovoltaïque durant les journées d'essai.

D'autre part, les mesures expérimentales révèlent que le système photovoltaïque subit des fluctuations de puissance. Ceci est dû à l'influence de facteurs fondamentaux tels que le rayonnement solaire et la température des panneaux. Cependant, ces fluctuations restent limitées et n'ont pas d'impact significatif sur les performances du système. Il est à noter que la batterie joue un rôle dans la compensation des fluctuations, assurant ainsi un flux d'énergie stable. Nous avons également analysé les mesures enregistrées concernant le rendement de l'électrolyseur. Nous avons observé des fluctuations, mais dans certaines limites. Ceci est dû à sa corrélation directe avec la puissance fournie par le système photovoltaïque. Cela contribue à stabiliser le fonctionnement de l'électrolyseur. Dans notre installation, le système hybride repose sur une stratégie d'équilibrage de puissance entre les modules photovoltaïques et la batterie. Cet équilibre a contribué à réduire l'impact des fluctuations momentanées du

rayonnement solaire et de la température, garantissant un fonctionnement stable et efficace du système pendant la durée de l'expérimentation.

Bien que mis en œuvre sur une plateforme pilote à petite échelle, les performances démontrées du système constituent une preuve précieuse comme modèle de référence pour le développement d'unités de production plus grandes et évolutives.

Ces résultats renforcent le potentiel de ces systèmes pour un futur déploiement à grande échelle, notamment dans les régions à fort potentiel solaire, où la production stable d'hydrogène vert constitue un objectif stratégique futur.

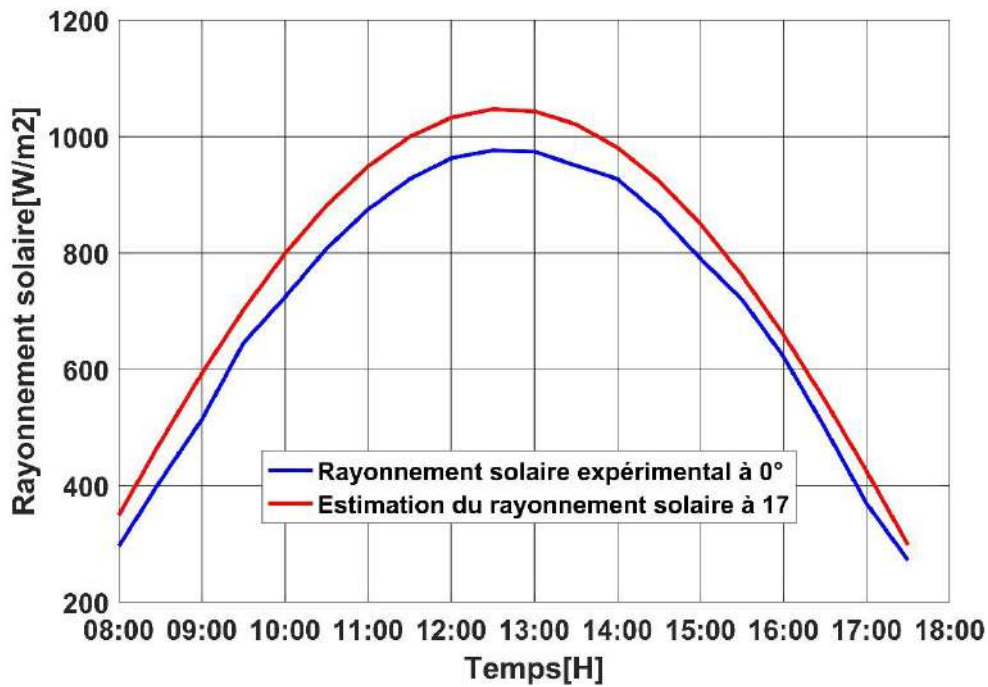
### **III.6. Simulation de l'effet de l'angle d'inclinaison optimal des panneaux sur la production d'hydrogène**

L'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques influence directement la puissance de sortie du module. Afin d'analyser cet effet, le 15 avril a été choisi comme jour typique du mois d'avril selon la liste des jours de Klein. Dans cette étude, les angles d'inclinaison optimaux proposés dans le tableau de Klein ont été considérés, en adoptant pour le mois d'avril l'angle optimal de  $17^\circ$ , tel qu'indiqué dans le tableau (III.4). Un programme de simulation MATLAB a été créé pour le système de production d'hydrogène vert contrôlé par MPP en utilisant les mêmes paramètres expérimentaux pour le 15 avril. La figure (III.38) illustre le rayonnement instantané du module PV à l'angle d'inclinaison expérimental de  $0^\circ$  et à l'angle d'inclinaison optimal simulé de  $17^\circ$ . Nous constatons que l'intensité du rayonnement solaire augmente à un angle de  $17^\circ$ , atteignant un maximum de 1 047.2 W, mais l'intensité du rayonnement solaire observée expérimentalement à un angle de  $0^\circ$  (niveau horizontal) est de 976.282 W. Les résultats de la simulation révèlent que la production d'hydrogène (à la sortie de l'électrolyseur) fluctue considérablement avec l'angle d'inclinaison du panneau, car elle est directement proportionnelle à la disponibilité de la lumière solaire et donc à l'énergie qui lui est fournie. La figure (III.39) illustre la variation de la quantité d'hydrogène produite par les panneaux expérimentaux inclinés à  $0^\circ$  et à  $17^\circ$ , mesurée respectivement entre 21.3 et 44.23 litres par heure et entre 22.85 et 52.17 litres par heure. Ceci influence directement la quantité d'hydrogène produite. L'approche trapézoïdale a été utilisée pour représenter le volume d'hydrogène collecté tout au long des périodes expérimentales dans les deux situations de recherche. La figure (III.40) montre que le volume produit pendant la période d'essai était de 329.8 litres dans des conditions de fonctionnement normales, c'est-à-dire avec un angle d'inclinaison de  $0^\circ$  (horizontal). En comparaison, une inclinaison du panneau photovoltaïque à  $17^\circ$  par rapport à l'horizontale a produit un volume de 360.9 litres pendant la même période d'essai, soit une augmentation de 31.1 litres. Ces résultats démontrent que le choix de l'angle mensuel idéal

conduit à une augmentation de la production d'hydrogène. Les résultats de la modélisation montrent que la plus grande quantité d'hydrogène a été obtenue par les mêmes panneaux photovoltaïques à un angle d'inclinaison mensuel de  $17^\circ$  en avril.

**Tableau III.4** : Angle d'inclinaison idéal mensuel moyen [76]

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
angle optimal	$61^\circ$	$52^\circ$	$36^\circ$	$17^\circ$	$0^\circ$	$-7^\circ$	$-4^\circ$	$11^\circ$	$29^\circ$	$47^\circ$	$59^\circ$	$62^\circ$



**Figure (III.38)** : influence des angles d'inclinaison des panneaux sur le rayonnement solaire instantané pour le 15 avril

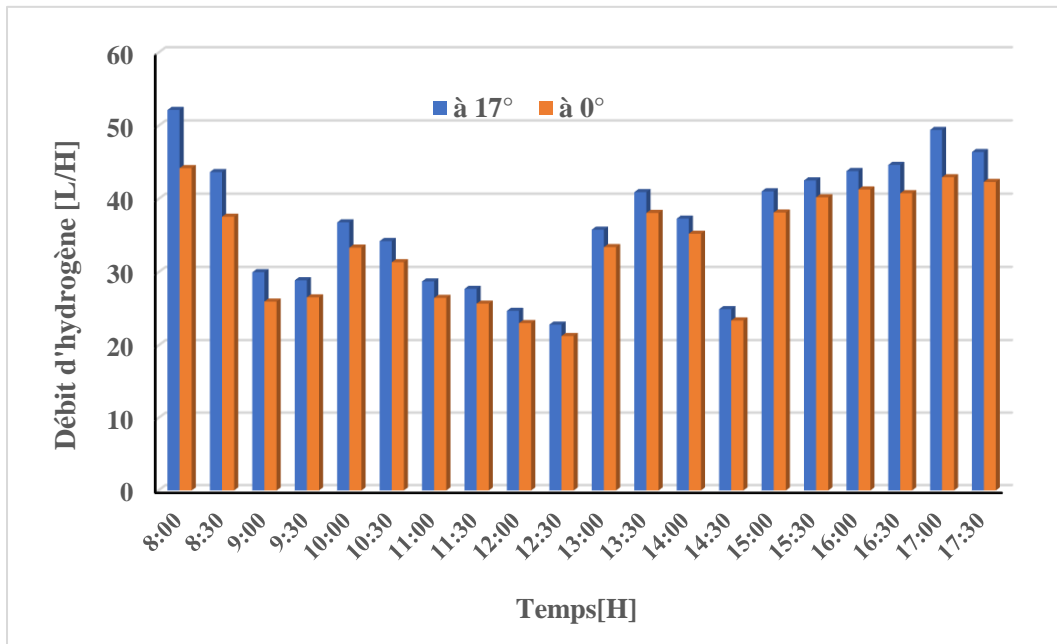


Figure (III.39) : Débit d'hydrogène pour le 15 avril à 0° et 17°

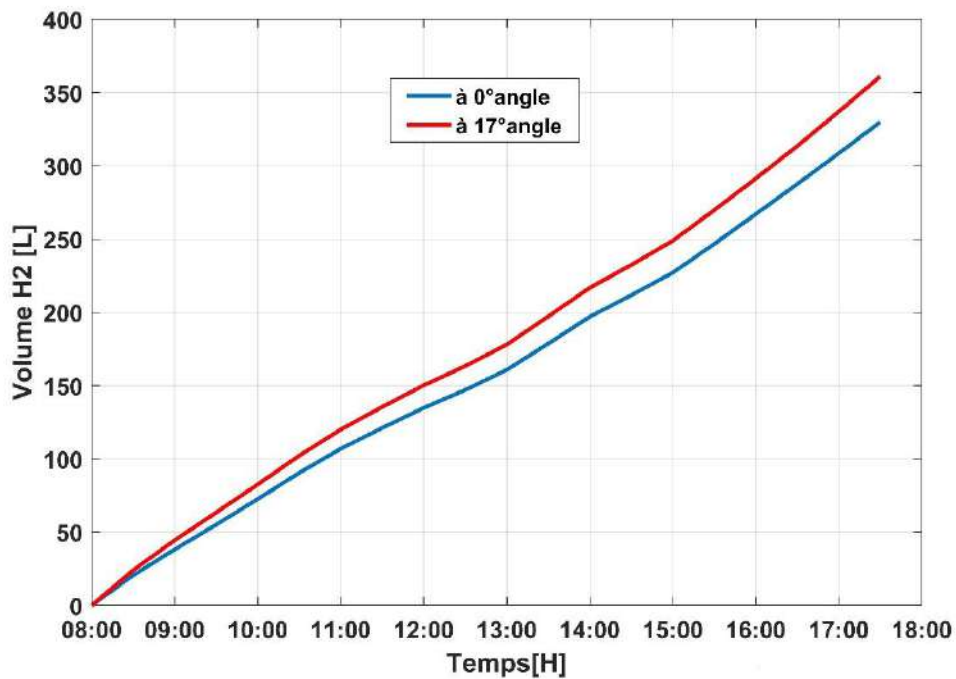


Figure (III.40) : Volume d'hydrogène après optimisation pour le 15 avril à 0° et 17°

### III.7. Caractérisation des piles à combustible PEM

Le laboratoire LAGE de l'Université de Ouargla (Algérie) a été équipé par la société Heliocentris d'un banc expérimental destiné à l'étude et à la caractérisation des piles à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC). Ce banc d'essai intègre deux prototypes : une pile Nexa® 1200 d'une puissance nominale de 1.2 kW, couplée à une charge

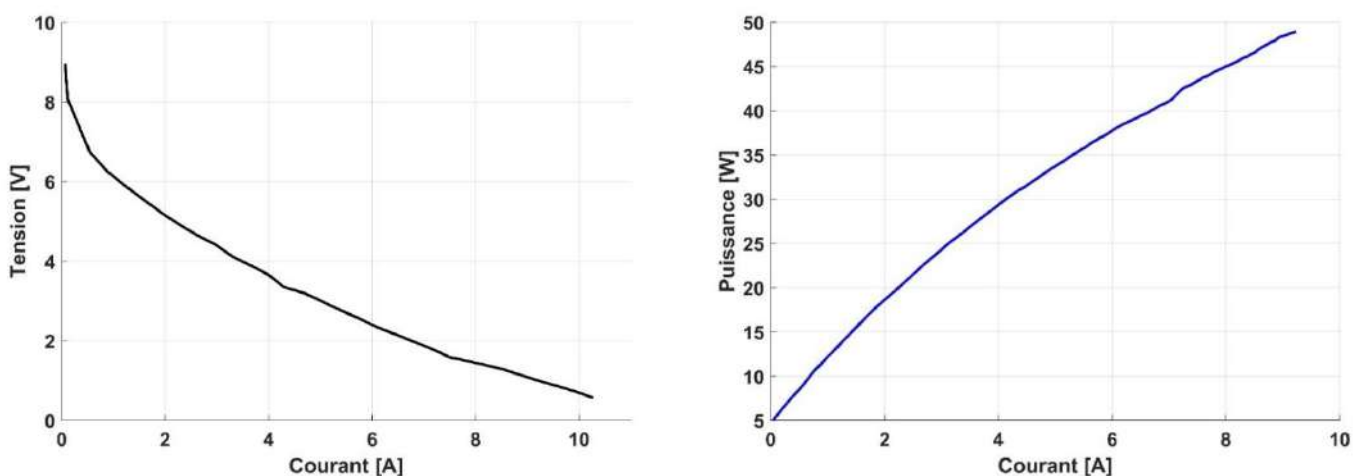
électronique programmable EL-2400, capable de supporter une tension maximale de 24 V et un courant de 100 A, ainsi qu'une pile Heliocentris FC-50 de 50 W, fonctionnant dans une plage de tension comprise entre 4 et 12 V. Ce dernier dispositif est muni d'un système de refroidissement par ventilation, d'un apport contrôlé d'oxygène et d'un réservoir d'hydrogène. Dans le cadre de notre étude, les deux piles à combustible disponibles au laboratoire ont été exploitées afin d'analyser le comportement électrochimique des systèmes PEMFC et de valider la stratégie d'identification des paramètres adoptée. Les caractéristiques techniques détaillées de ces dispositifs sont présentées en annexes (7) et (8). Une série d'expérimentations a été menée afin d'évaluer les performances électriques des piles à combustible sous différentes conditions de fonctionnement. Les mesures successives de la tension (V) et du courant (I) ont permis d'établir les courbes caractéristiques V-I et P-I.

Comme le montrent les figures (III.41) et (III.42), la tension de sortie diminue progressivement à mesure que le courant augmente par rapport au potentiel de Nernst, reflétant l'influence des trois types de pertes internes :

Aux faibles densités de courant, la chute rapide de tension est attribuée aux pertes d'activation liées aux réactions électrochimiques.

Dans la zone linéaire, la décroissance de tension est principalement causée par la résistance ohmique interne de la pile, engendrée par la conduction ionique à travers la membrane et les électrodes.

Enfin, aux fortes densités de courant, les pertes de concentration deviennent dominantes en raison de la diffusion limitée des gaz réactifs vers les électrodes.



**Figure (III.41) :** Courbe caractéristiques expérimentales V(I) & P(I) pour FC-50

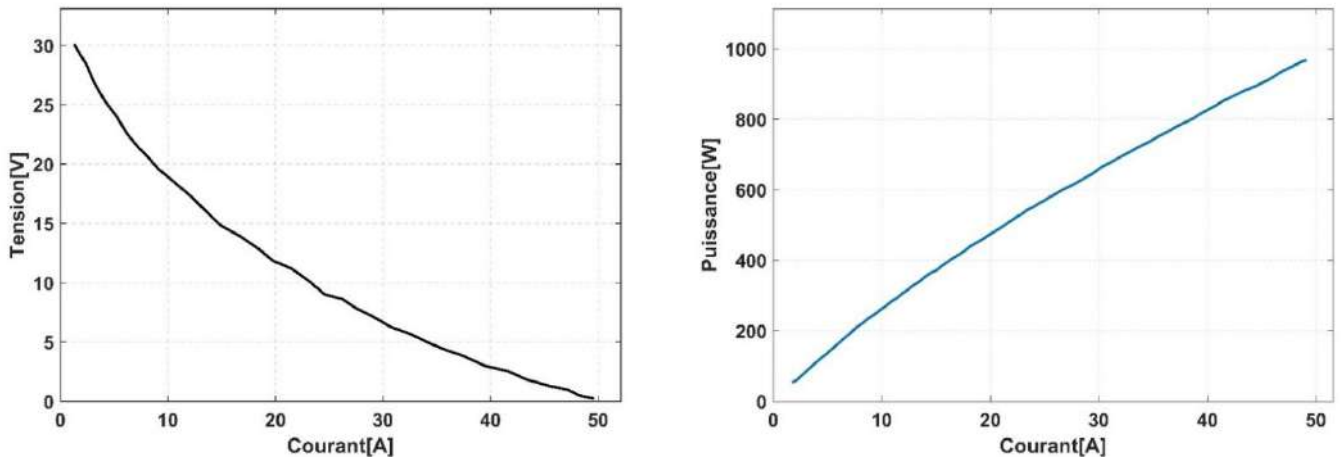


Figure (III.42) : Courbes caractéristiques expérimentales  $V(I)$  &  $P(I)$  pour Nexa®1200

### III.7.1. L'effet de la température sur les caractéristiques électriques ( $V(I)$ & $P(I)$ ) des piles à combustible

Les figures (III.43) et (III.44) montrent que les performances des piles à combustible augmentent avec l'augmentation de la température. À basse température, les processus catalytiques sont limités. À haute température, la résistance augmente, notamment en raison de la sécheresse de la membrane. Cependant, la température optimale dépend de divers facteurs, tels que le courant de charge et le débit d'air.

La réaction chimique dans une pile à combustible est catalytique. Des températures élevées et constantes accélèrent le processus catalytique, permettant à la réaction globale de se produire plus rapidement. L'enveloppe de la pile à combustible contient d'avantage d'électrons, ce qui entraîne un courant plus élevé. De même, la tension de la pile est plus élevée à courant constant.

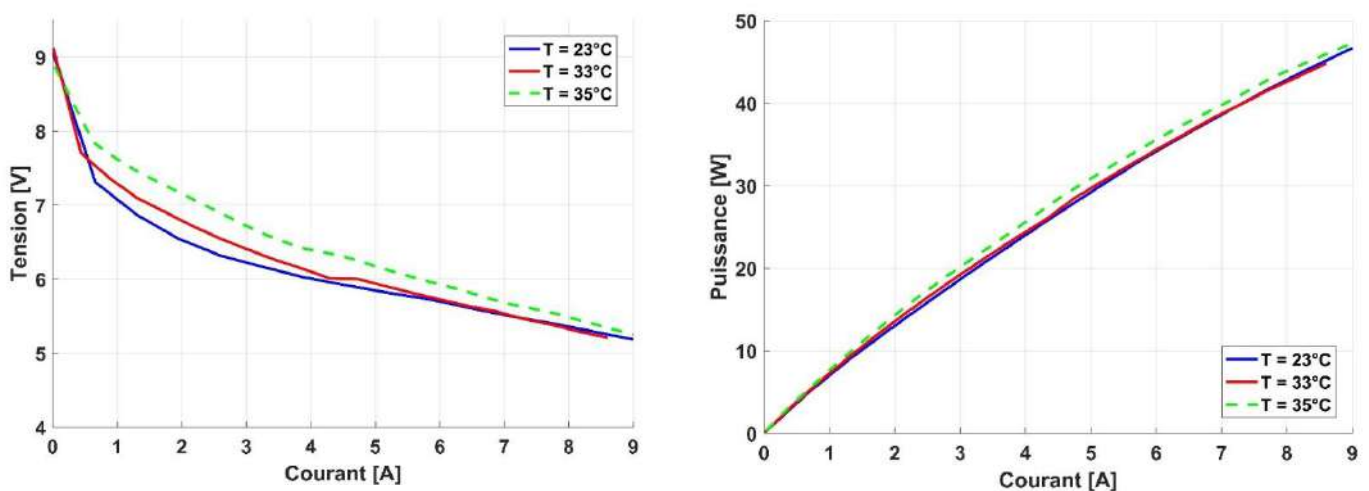
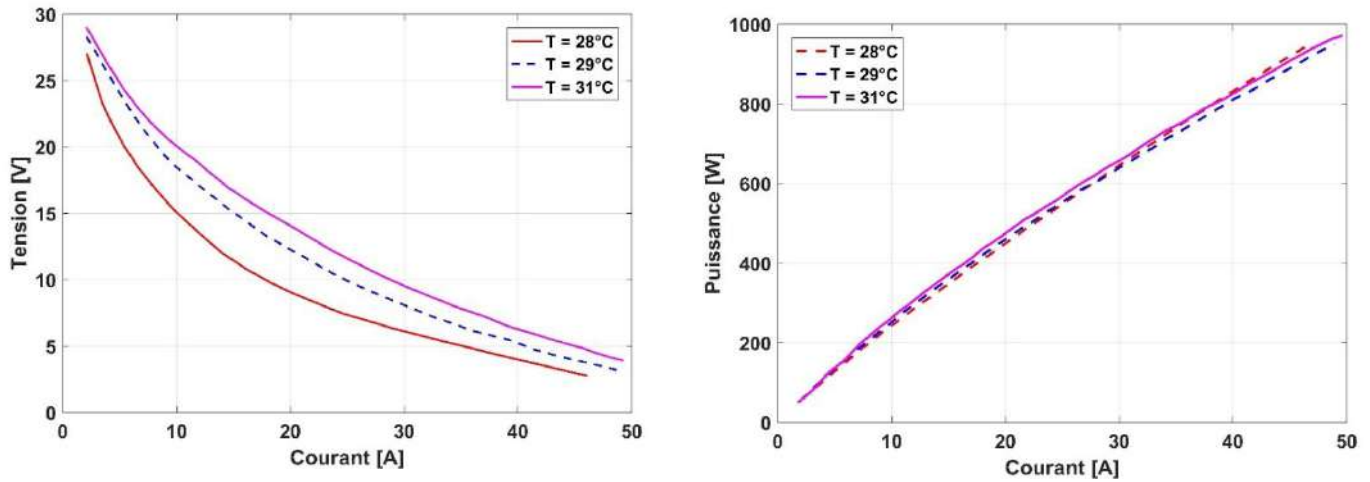


Figure (III.43) : Effet de la température sur les caractéristiques  $V(I)$  &  $P(I)$  pour FC-50



**Figure (III.44) :** Effet de la température sur les caractéristiques  $V(I)$  &  $P(I)$  pour Nexa®1200

### III.7.2. Estimation des paramètres des piles à combustible

Pour estimer avec précision les paramètres de la PEMFC, à savoir  $\xi_1$ ,  $\xi_2$ ,  $\xi_3$ ,  $\xi_4$ ,  $\lambda$ ,  $\beta$ ,  $R_c$  et  $J$ , il est nécessaire de transformer le problème en une fonction d'optimisation. La fonction objective (FO) doit minimiser l'erreur entre les courbes expérimentales et évaluées. Les paramètres inconnus sont choisis comme variables de décision à modifier jusqu'à obtenir un niveau de concordance élevé. Cette recherche utilise l'erreur quadratique moyenne (RMSE) de l'équation (III.2) comme fonction objective pour mesurer la différence entre la tension de sortie du modèle et les données expérimentales.

Dans MATLAB, l'algorithme SSA a été utilisé pour estimer les paramètres inconnus des piles à combustible Heliocentris FC-50 et Nexa® 1200. Le programme a été exécuté plusieurs fois sur 1200 itérations, avec 200 agents.

### III.7.3. Résultats d'identification

Le tableau (III.5) présente les résultats des paramètres optimaux pour les piles à combustible étudiées à l'aide des algorithmes SSA. La comparaison met en évidence une convergence remarquable entre les valeurs optimales enregistrées. Toutefois, la meilleure valeur de fitness a été obtenue pour la pile Heliocentris FC-50 et la pile Nexa® 1200 en utilisant l'algorithme SSA, avec des valeurs respectives de 0,00593 et 0,04870.

Les figures (III.45) et (III.46) comparent les points de tension et de puissance mesurés expérimentalement avec ceux estimés à l'aide de l'algorithme étudié pour la pile Heliocentris FC-50 et la pile Nexa® 1200. Les résultats révèlent une forte concordance entre les points

estimés obtenus par ces techniques et les données mesurées sur l'ensemble de la plage de mesure.

Tableau III.5 : Résultats des paramètres optimaux.

Paramètre	PAC Heliocentris FC-50	PAC Nexa® 1200
$\xi_1$	-1.1872	-1.178
$\xi_2$	0.0022	0.0034
$\xi_3$	3.6036e-5	7.0009 e-5
$\xi_4$	-0.0002	0.0099
$\lambda$	13.0000	12.0009
$\beta$	0.0008	0.0129
$R_c$	0.0238	0.002
$J$	0.5000	1.832
Fonction objective	0.00593	0.04870

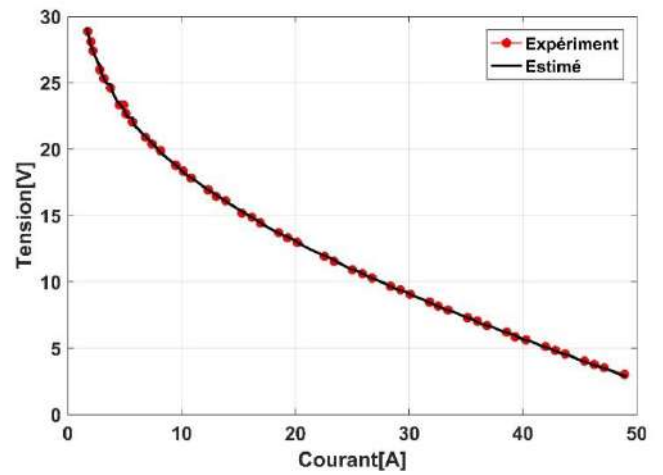
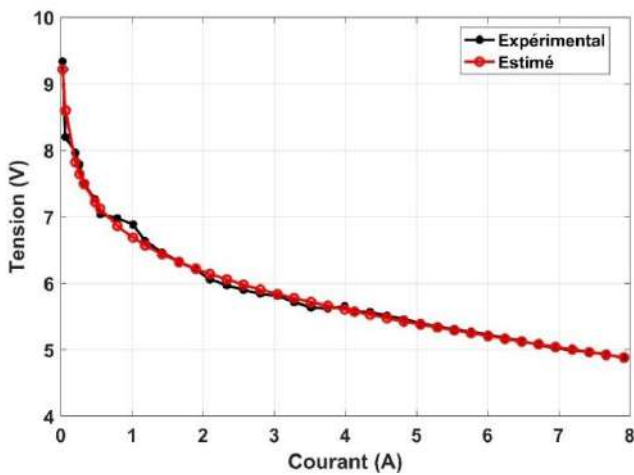


Figure (III.45) : Caractéristiques de V(I) en utilisant l'algorithme SSA pour FC-50 et Nexa®

1200

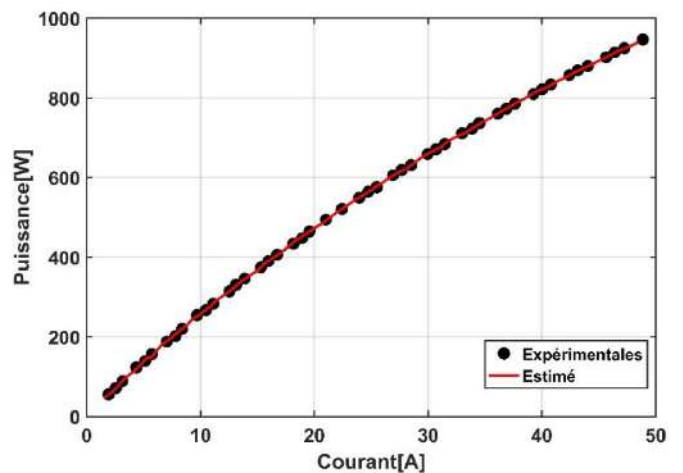
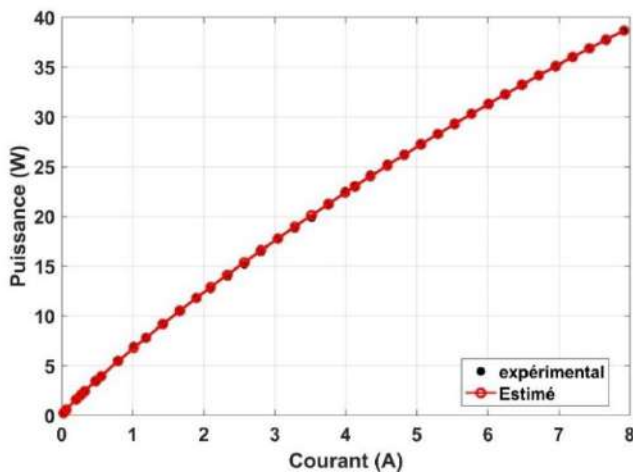


Figure (III.46) : Caractéristiques de P(I) en utilisant l'algorithme SSA pour FC-50 et Nexa®

1200

La précision des algorithmes étudiés a été évaluée à l'aide de plusieurs indicateurs statistiques, notamment MAPE, RMSE, MBE, Rmse, le t-stat et le coefficient de détermination  $R^2$ . Les résultats correspondants sont présentés dans le tableau (III.6). Il ressort de cette analyse que les performances de l'algorithme SSA sont globalement satisfaisantes pour les deux piles à combustible étudiées (FC-50 et Nexa®1200). En effet, la pile Nexa®1200 présente la meilleure précision avec un  $R^2 = 0.998721$ , indiquant une excellente corrélation entre les valeurs expérimentales et estimées. Pour la pile FC-50, le coefficient de détermination reste également élevé ( $R^2 = 0.992243$ ), traduisant une très bonne qualité d'ajustement du modèle.

**Tableau III.6** : Résultats des mesures statistiques

Paramètre	Equation	FC-50	Nexa®1200
RMSE	$\sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(K - K_{es})^2}{N}}$	0.00593	0.0487
MABE	$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N  K - K_{es} $	0.056317	0.03214
Rmse	$\frac{\sqrt{\sum_{k=1}^N \frac{(K - K_{es})^2}{N}}}{\bar{k}}$	1.5123	0.664
MBE	$\sum_{k=1}^N \frac{(K - K_{es})^2}{N}$	-0.002090	0.771
t-stat	$\frac{\sqrt{\sum_{k=1}^N \frac{(K - K_{es})^2}{N}}}{\bar{K}_{es}}$	0.141056	0.1925
$R^2$	$1 - \frac{\sum (K_{es} - K)^2}{\sum (K_{es} - \bar{k})^2}$	0.992243	0.998721

### III.8. Conclusion

Ce chapitre a permis de démontrer, à travers une approche expérimentale, l'influence déterminante des conditions climatiques et des paramètres de conception sur les performances des systèmes photovoltaïques et des dispositifs de conversion associés. Les résultats ont mis en évidence que la température et le rayonnement solaire impactent directement la puissance et le rendement des modules PV, et par conséquent la production d'hydrogène. L'utilisation d'algorithmes d'optimisation méta-heuristiques a montré l'efficacité du SSA, qui s'est distingué par sa précision et sa stabilité par rapport aux autres méthodes testées.

Par ailleurs, les expérimentations réalisées sur le système de couplage indirect PV–électrolyseur ont confirmé la faisabilité d'une production stable d'hydrogène vert dans des conditions saisonnières variables. La simulation de l'angle d'inclinaison optimal a révélé un gain significatif en termes de rendement et de volume d'hydrogène produit.

Enfin, l'étude de la pile à combustible PEMFC a permis de valider son modèle paramétrique et de confirmer ses performances dans un contexte de couplage avec des sources renouvelables. Les résultats obtenus constituent une base solide pour le développement futur de systèmes hybrides intégrés, combinant photovoltaïque, électrolyseurs et piles à combustible, en vue de renforcer la production et l'utilisation de l'hydrogène vert comme vecteur énergétique durable, nous traitons dans le chapitre suivant le dimensionnement optimal, la gestion et l'analyse économique du système.

## **Chapitre IV**

### **Dimensionnement optimale et évaluation des performances d'un système hybride**

## **IV.1. Introduction**

Le chapitre IV est consacré à l'analyse détaillée et à l'optimisation d'un système hybride d'énergie renouvelable destiné à alimenter une station de dessalement située dans la région de Ouargla, Algérie. Ce système, qui repose sur une combinaison de sources photovoltaïques, de piles à combustible (PAC) et d'un électrolyseur couplé à un réservoir d'hydrogène, vise à réduire les émissions de carbone associées aux procédés conventionnels de dessalement basés sur les combustibles fossiles. À travers une modélisation et une simulation à l'aide du logiciel HOMER Pro, ainsi qu'une optimisation avec l'algorithme Sparrow Search (SSA), ce chapitre explore les performances techniques, économiques et environnementales du système. Il examine également l'intégration d'une connexion au réseau électrique pour améliorer la fiabilité et l'efficacité énergétique, tout en tenant compte des variations saisonnières de la demande et du rayonnement solaire. Cette analyse vise à proposer une solution durable et rentable pour répondre aux besoins énergétiques de la station, tout en minimisant son impact environnemental et en optimisant les coûts d'exploitation.

## **IV.2. Présentation de la charge étudiée**

Notre charge étudiée est une station de dessalement qui transforme l'eau saumâtre en eau potable en éliminant les sels et les minéraux. Cette installation est située dans la région d'Ifrif-El Gara, à Ouargla, en Algérie (Figure IV.1). Elle utilise une technologie de dessalement avancée, l'osmose inverse (OI), pour garantir la qualité de l'eau. Elle utilise de l'électricité conventionnelle issue de combustibles fossiles pour le processus de dessalement. Produisant un volume moyen quotidien d'eau dessalée estimé à 7 875 mètres cubes.

L'électricité conventionnelle utilisée dans les usines de dessalement est la principale source d'émissions de carbone. La capacité mondiale de dessalement émet 76 millions de tonnes de dioxyde de carbone, et ce chiffre devrait atteindre 218 millions de tonnes par an d'ici 2040 [77], [78], [79], [80]. Pour atténuer ce risque, l'énergie issue de sources d'énergie renouvelables vertes hybrides (SERH) peut être utilisée pour alimenter les usines de dessalement.

Compte tenu des besoins énergétiques de la station de dessalement, estimés à une moyenne quotidienne de 808.37 kWh/jour avec un pic de demande approchant 45 kW, il a été décidé d'adopter un système hybride combinant des matrices photovoltaïques (PV) et une pile à combustible. Ce choix est motivé par la capacité de ce type de systèmes à garantir une continuité d'alimentation électrique et à assurer une fiabilité élevée de fonctionnement, en adéquation avec la nature de l'exploitation d'une station de dessalement qui requiert un fonctionnement ininterrompu.



Figure (IV.1): Station de dessalement à Ouargla, Algérie

### IV.3. Profil de la charge

La figure (IV.2) montre une variation saisonnière significative de la demande d'électricité pour le profil de charge, avec des valeurs maximales enregistrées durant les jours des mois d'hiver. Une augmentation moyenne de la consommation est également constatée pendant la période automnale, tandis que le niveau le plus bas est atteint entre juin et août, correspondant à la saison estivale.

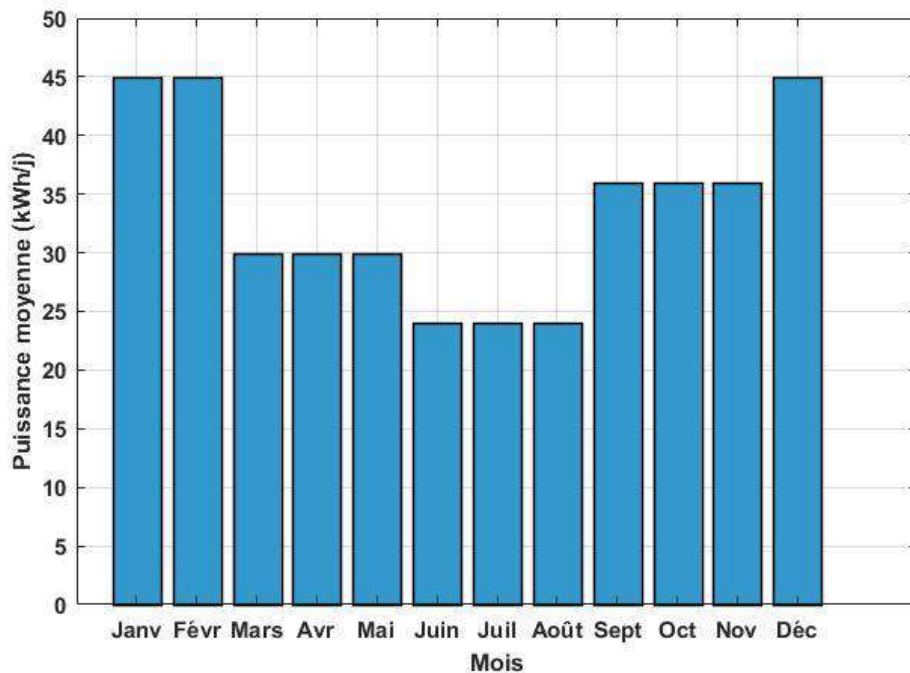


Figure (IV.2) : Puissance moyenne journalière par mois du profil de charge

### IV.4. Système hybride proposé

La figure (IV.3) présente la configuration du système de production d'électricité hybride simulé à l'aide du logiciel HOMER Pro.



constitue la principale source d'énergie du système, tandis que la pile à combustible, les batteries et le réservoir d'hydrogène assurent la continuité d'alimentation durant les périodes de faible irradiation. L'électrolyseur est utilisé pour convertir l'excédent d'énergie solaire en hydrogène stocké, alors que le convertisseur DC/AC permet d'adapter la tension aux besoins de la charge. Les caractéristiques et plages de puissance retenues pour chaque composant dans la simulation HOMER Pro sont résumées ci-dessous :

- Générateur photovoltaïque : module polycristallin NM 54, plage de puissance comprise entre 0 et 500 kW.
- Pile à combustible : modèle NEXA® 1.2 kW, avec une puissance totale variant de 0 à 100 kW.
- Électrolyseur : de type PEM, avec une plage de puissance de 0 à 500 kW.
- Batteries : de type Lead Acide avec tension 12 V et capacité maximale 83 .4 Ah
- Réservoir d'hydrogène (H<sub>2</sub>) : capacité variant de 0 à 55 kg.
- Convertisseur DC/AC : plage de puissance entre 0 et 70 kW.

#### **IV.6. Scénarios de fonctionnement du système hybride**

Afin d'analyser le comportement global du système hybride proposé, plusieurs scénarios de fonctionnement ont été définis en fonction de la disponibilité des sources d'énergie et de l'état de charge des dispositifs de stockage.

Le système hybride considéré, composé du générateur photovoltaïque (PV), des batteries, de l'électrolyseur, de la pile à combustible (PAC) et du réservoir d'hydrogène (H<sub>2</sub>), peut opérer sous différents régimes selon les conditions d'ensoleillement et les besoins énergétiques de la charge.

Ces scénarios permettent de décrire les interactions entre les différents composants du système, notamment les échanges d'énergie entre production, stockage et consommation. Les huit principaux scénarios de fonctionnement identifiés sont présentés ci-après.

##### **Scénario 1 :**

Lorsque la puissance générée par le champ photovoltaïque dépasse la demande de la charge ( $P_{PV} > P_{charge}$ ), et que le niveau de charge des batteries n'est pas plein, l'énergie excédentaire est utilisée pour charger les batteries et l'électrolyseur commence à produire de l'hydrogène.

$$P_{PV} = P_{charge} + P_{\text{électrolyseur}} + P_{\text{batteries}}$$

La pile à combustible à l'arrêt.

**Scénario 2 :**

Lorsque la production photovoltaïque dépasse la demande de la charge et que les batteries sont entièrement chargées, l'énergie excédentaire est utilisée pour alimenter l'électrolyseur. Ce dernier produit de l'hydrogène qui est stocké dans le réservoir, préparant ainsi le système aux périodes de faible ensoleillement.

$$P_{PV} = P_{charge} + P_{\text{électrolyseur}}$$

Le réservoir H<sub>2</sub> se remplit progressivement, tandis que la pile à combustible reste inactive.

**Scénario 3 :**

Lorsque le rayonnement solaire est suffisant ( $P_{PV} > P_{charge}$ ), le système photovoltaïque (PV) produit de l'énergie permettant non seulement de satisfaire la charge électrique, mais également de recharger les batteries si un excédent de production est disponible. Dans ces conditions, le réservoir d'hydrogène est plein.

$$P_{PV} = P_{charge} + P_{batteries}$$

L'électrolyseur et la pile à combustible sont à l'arrêt.

**Scénario 4 :**

Lorsque la puissance fournie par le champ photovoltaïque est exactement égale à la demande de la charge ( $P_{PV} = P_{charge}$ ), le système fonctionne en équilibre parfait. Aucune énergie n'est soutirée des batteries ni injectée dans l'électrolyseur.

$$P_{PV} = P_{charge}$$

L'électrolyseur et la pile à combustible sont à l'arrêt.

**Scénario 5 :**

Lorsque l'ensoleillement est faible ou pendant la nuit, la pile à combustible convertit l'hydrogène stocké dans le réservoir en énergie électrique. Une batterie assiste généralement son fonctionnement, soit pour compenser immédiatement les coupures de courant, soit pour atténuer les fluctuations de l'alimentation électrique.

$$P_{PV} + P_{PAC} + P_{batteries} = P_{charge}$$

**Scénario 6 :**

Lorsque la puissance fournie par le champ photovoltaïque est inférieure à la demande de la charge ( $P_{PV} < P_{charge}$ ), le déficit énergétique est compensé par la mise en marche de la pile à combustible (PAC). La PAC produit la puissance manquante afin que la somme des deux sources couvre intégralement la charge.

$$P_{PV} + P_{PAC} = P_{charge}$$

**Scénario 7 :**

Pendant la nuit ou durant de longues périodes sans rayonnement solaire, la pile à combustible assure l'alimentation de la charge en convertissant l'hydrogène stocké dans le réservoir en électricité ( $P_{PAC} \leq P_{charge}$ ).

$$P_{PAC} + P_{batteries} = P_{charge}$$

Le réservoir d' $H_2$  est plein.

**Scénario 8 :**

Pendant la nuit et en l'absence de rayonnement solaire ( $P_{PV} = 0$ ), la pile à combustible contribue à la production d'électricité pour alimenter la charge en convertissant l'hydrogène stocké dans le réservoir.

$$P_{PAC} = P_{charge}$$

## **IV.7. Résultat de simulation du système hybride proposé**

### **IV.7.1 Optimisation avec HOMER Pro**

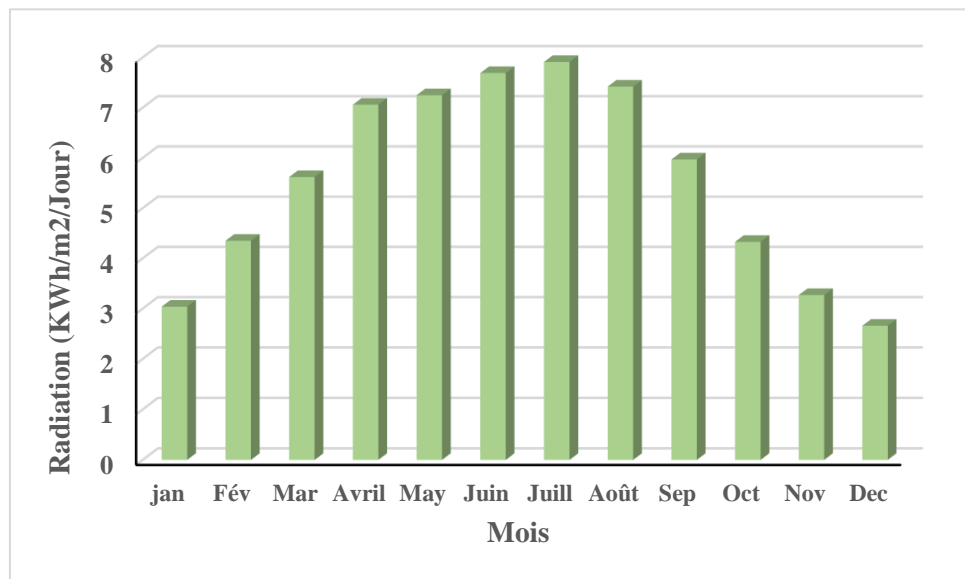
La simulation d'un système hybride avec HOMER Pro repose sur la combinaison optimale des composants utilisés pour sa construction, ainsi que sur les différentes contraintes utilisées pour définir le système. Le résultat optimal affiché par HOMER Pro est le coût le plus bas, basé sur la valeur actuelle nette (NPC) et coût actualisé de l'énergie (COE), parmi toutes les configurations répondant techniquement à la demande. Comme le montre le tableau (IV.1), la sélection optimale de chaque composant est présentée en fonction du résultat donnée par HOMER Pro.

**Tableau IV.1 : Résultats optimal de dimensionnement du système hybride par HOMER Pro**

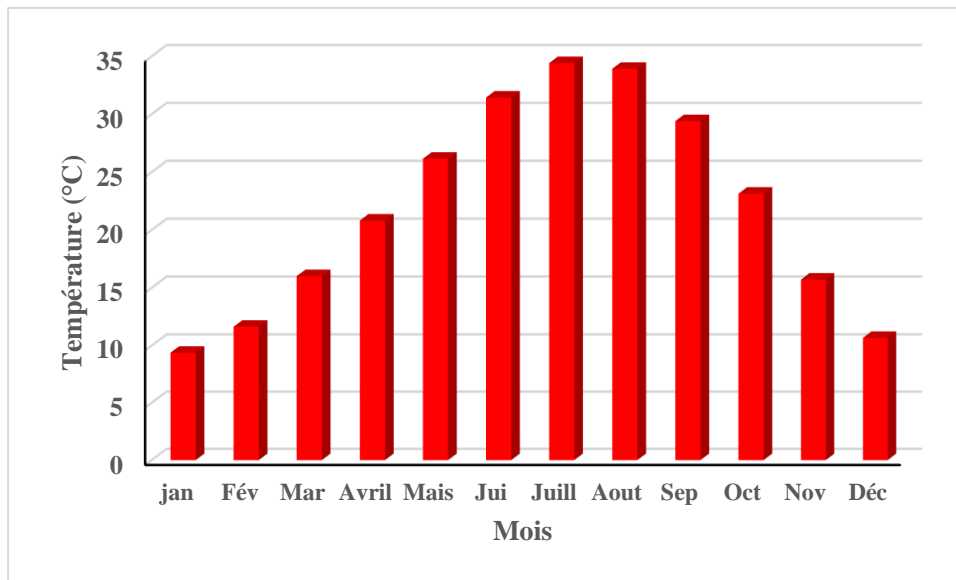
$P_{PV}$	$P_{PAC}$	$P_{\acute{e}le}$	$N_B$	$P_{conv}$	$Taille_{Tank\ H2}$	COE	NPC
500 (KW)	80 (KW)	240 (KW)	2	70 (KW)	45 (Kg)	0.1917 (\$)	752 955.10 (\$)

#### IV.7.2 Production annuelle d'énergie

Il convient de souligner que l'énergie produite pour l'exploitation de l'unité de dessalement hybride repose principalement sur les générateurs photovoltaïques, en raison des conditions climatiques et de l'environnement désertique de la région. Comme l'illustre la figure (IV.4), le rayonnement solaire total moyen atteint son maximum en Juillet à 7.91 kWh/m<sup>2</sup>/jour, tandis que le minimum est observé en décembre à 2.66 kWh/m<sup>2</sup>/jour. Parallèlement, la figure (IV.5) révèle que la température ambiante culmine en juillet à environ 35 °C et descend à son niveau le plus bas en janvier (~10 °C). Ces variations saisonnières confirment le fort potentiel solaire de la région et renforcent l'efficacité des systèmes photovoltaïques, garantissant une production d'énergie continue et fiable tout au long de l'année.



**Figure (IV.4) : Irradiance solaire horizontale moyenne mensuelle**



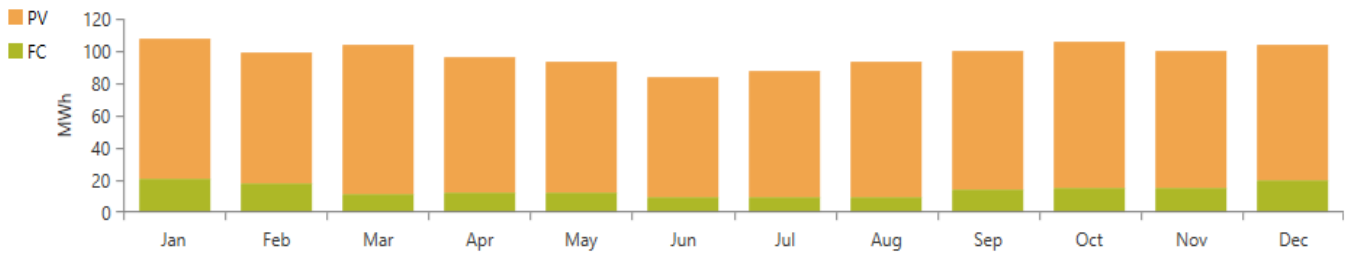
**Figure (IV.5) : Température mensuelle moyenne**

Le tableau (VI.2) présente la production annuelle moyenne de chaque générateur (générateur photovoltaïque et pile à combustible). Le photovoltaïque contribue à une hauteur de 85.7 %, soit 1007 787 kWh par an, à la production annuelle d'énergie du système, tandis que la pile à combustible n'en produit que 14.3%, soit 168 224 kWh par an.

**Tableau IV.2 : Production électrique des éléments du système.**

<b>Composant</b>	<b>Production(kWh/an)</b>	<b>Fraction</b>
PV	1007 787	85. 7%
PAC	168 224	14.3 %
Total	1 176 011	100%

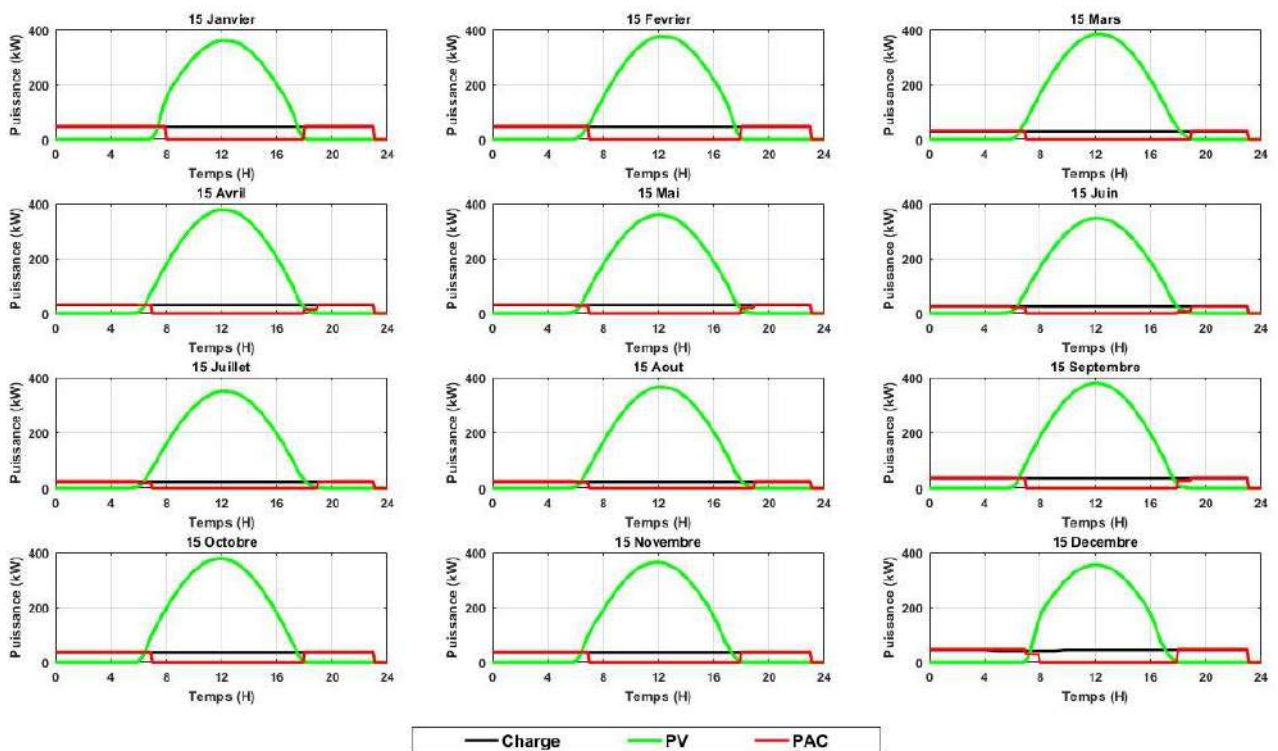
La figure (IV.6) montre que l'énergie photovoltaïque (PV) est la principale source d'électricité pour soutenir la charge globale, tandis que les piles à combustible (PAC) compensent le déficit en cas de faible luminosité solaire, notamment en hiver. Ce comportement met en évidence la complémentarité entre les deux sources, assurant une couverture électrique continue et fiable.



**Figure (IV.6) :** Production mensuelle moyenne d'électricité.

### IV.7.3 Évaluation des performances énergétiques du système hybride

Pour analyser les performances du système, la figure (IV.7) illustre les échanges énergétiques entre les différentes sources pour des journées représentatives tout au long de l'année. Les profils journaliers de la charge, de la production photovoltaïque (PV) et de la pile à combustible (PAC) sont représentés simultanément afin de mettre en évidence le comportement énergétique du système selon les conditions climatiques saisonnières.



**Figure (IV.7) :** Performance des composants du système pour des journées représentatives tout au long de l'année

Les résultats montrent un excellent équilibre entre la production et la demande énergétique, les panneaux photovoltaïques assurant la couverture quasi totale de la charge durant la majeure partie des périodes diurnes tout en générant un surplus énergétique important. Cet excédent d'énergie est valorisé par l'électrolyseur pour produire de l'hydrogène destiné au stockage énergétique.

D'une manière générale, la production photovoltaïque débute le matin après le lever du soleil, augmente progressivement jusqu'à atteindre sa valeur maximale autour de midi, puis décroît graduellement en fin de journée. La puissance photovoltaïque atteint des valeurs comprises entre 350 kW et 380 kW selon les mois étudiés. Pendant cette période, la charge du système, relativement faible et quasi constante, est entièrement satisfaite par le générateur photovoltaïque.

Les résultats montrent également que la pile à combustible intervient principalement durant les périodes nocturnes et les phases de transition, lorsque la production photovoltaïque devient insuffisante ou nulle. Son fonctionnement reste relativement stable avec une puissance modérée permettant d'assurer la continuité d'alimentation du système sans interruption. Cette stratégie de gestion énergétique permet ainsi de réduire la consommation d'hydrogène tout en garantissant la stabilité du système hybride.

Par ailleurs, les variations saisonnières observées entre les différents mois influencent essentiellement la durée de production photovoltaïque ainsi que les périodes d'activation de la pile à combustible. Durant les mois estivaux et les périodes de fort ensoleillement, la durée de fonctionnement du système photovoltaïque devient plus importante, ce qui réduit davantage l'intervention de la pile à combustible. À l'inverse, durant certaines périodes hivernales, la diminution de la production solaire entraîne une augmentation relative des périodes de fonctionnement de la PAC afin de compenser le déficit énergétique.

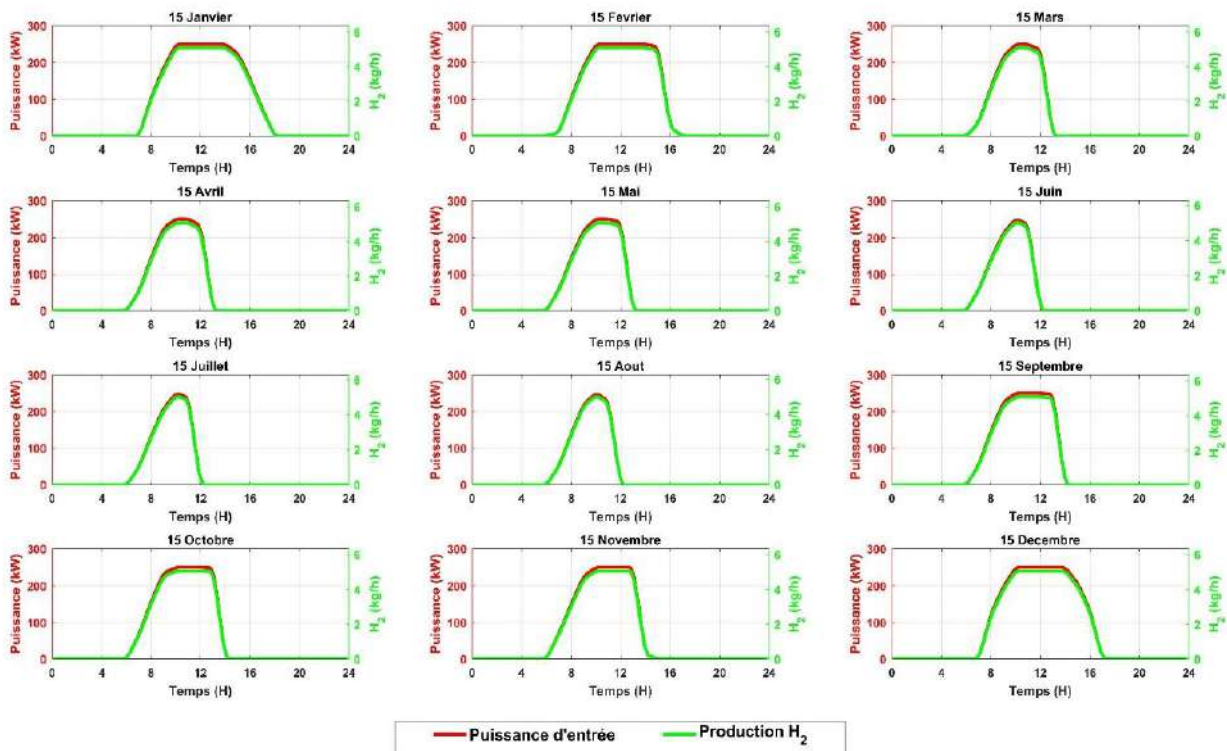
L'analyse des résultats de simulation confirme ainsi que le système hybride proposé fonctionne avec une efficacité énergétique élevée pour assurer l'alimentation de la charge étudiée. Le couplage photovoltaïque–pile à combustible–stockage d'hydrogène permet d'assurer une alimentation continue, une exploitation optimale de l'énergie solaire ainsi qu'une gestion intelligente du surplus énergétique produit.

L'électrolyseur et le réservoir d'hydrogène forment un système intégré de conversion et de stockage de l'énergie, dans lequel l'énergie photovoltaïque est transformée en hydrogène par électrolyse de l'eau. L'hydrogène ainsi stocké est ensuite valorisé par la pile à combustible afin de satisfaire les besoins énergétiques de la charge durant les périodes de faible production photovoltaïque ou en l'absence de rayonnement solaire.

La figure (IV.8) illustre l'évolution de la consommation d'énergie électrique de l'électrolyseur ainsi que la production d'hydrogène correspondante. L'analyse des courbes révèle que la production d'hydrogène est principalement concentrée durant les périodes de disponibilité de

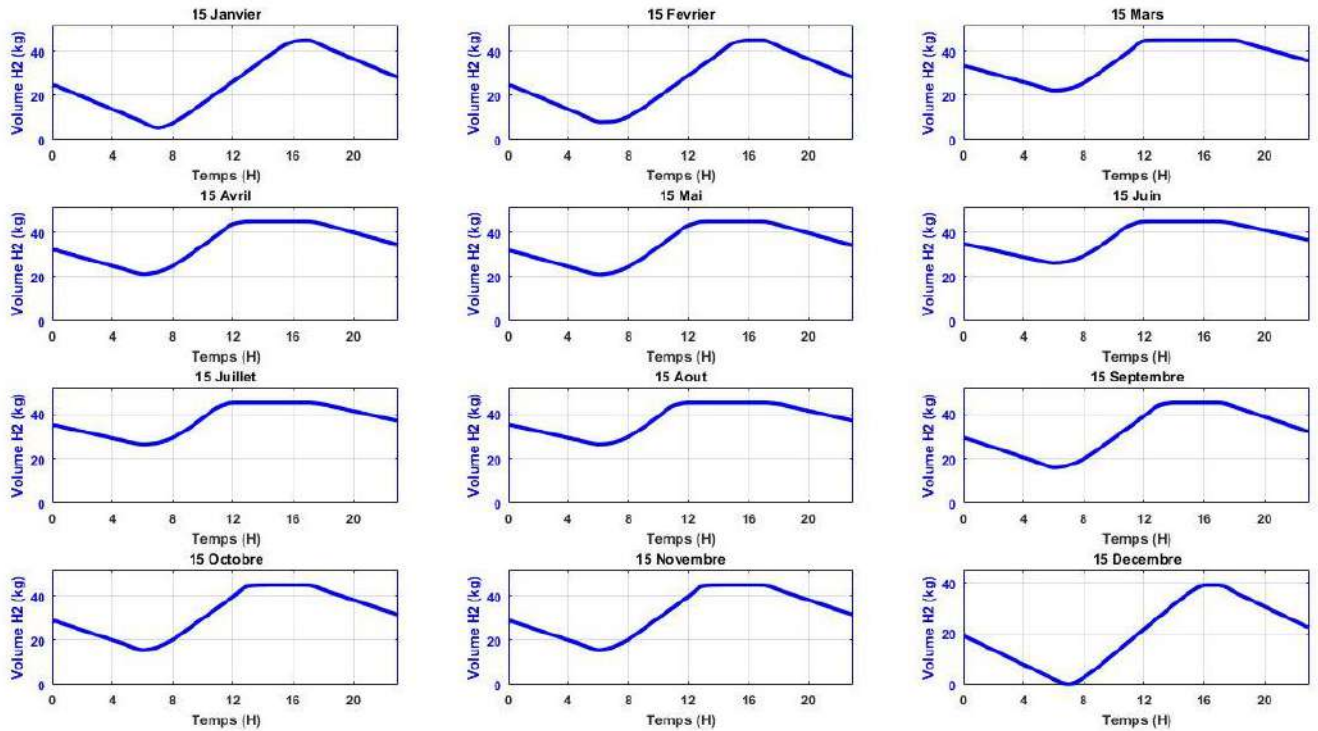
l'énergie photovoltaïque. Cela confirme le rôle stratégique de l'électrolyseur dans la valorisation de l'énergie solaire et le maintien de l'équilibre énergétique global du système hybride.

Par ailleurs, les résultats indiquent que le fonctionnement de l'électrolyseur dépend directement des besoins en hydrogène de la pile à combustible pendant ses périodes de fonctionnement. En effet, l'hydrogène produit durant les périodes de fort rayonnement solaire est destiné à alimenter la pile à combustible durant les périodes nocturnes ou les phases de faible production photovoltaïque, contribuant ainsi à satisfaire la demande de la charge. Cette stratégie assure une gestion intelligente de l'énergie, optimise l'exploitation de la ressource solaire et garantit un approvisionnement continu en énergie pour le système hybride.



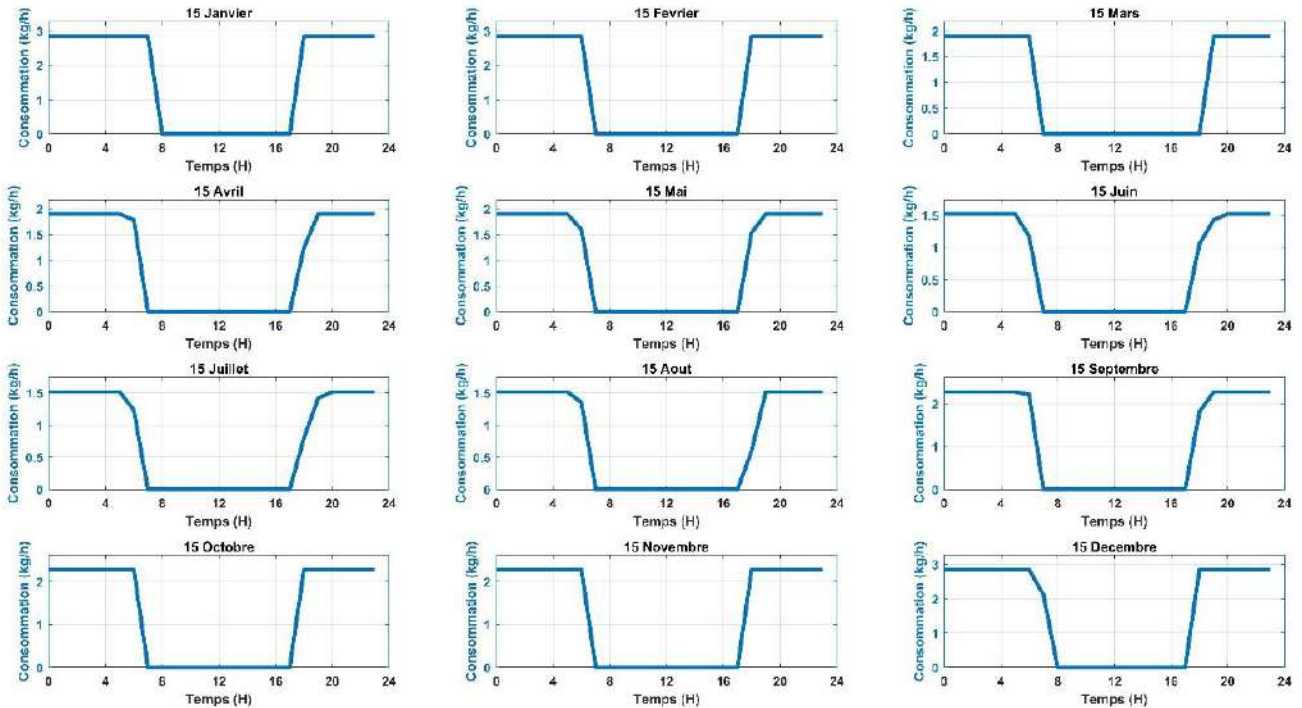
**Figure (IV.8) : Entrée et sortie de l'électrolyseur**

L'hydrogène gazeux est stocké dans des réservoirs à hydrures métalliques en vue d'une utilisation ultérieure. L'évolution du volume d'hydrogène stocké est représentée à la figure (IV.9).



**Figure (IV.9) :** Etat de volume d’hydrogène stockée dans le réservoir

La figure (IV.10) illustre les profils journaliers de consommation de combustible de la pile à combustible pour des journées représentatives tout au long de l’année. L’analyse met en évidence une stratégie optimisée de gestion annuelle, conçue afin de compenser le déficit de production photovoltaïque durant les périodes de faible ensoleillement ou de forte demande énergétique. De manière générale, les courbes montrent une activation séquentielle de la pile à combustible en fonction de la disponibilité de l’énergie solaire, avec des niveaux de puissance relativement constants durant les phases de fonctionnement. Cette approche permet de minimiser la consommation de combustible tout en assurant la continuité de l’alimentation énergétique. Elle confirme également l’efficacité du couplage entre le système photovoltaïque, la pile à combustible et le stockage d’hydrogène dans la régulation de l’équilibre énergétique annuelle du système hybride



**Figure (IV.10) :** la consommation de combustible de la pile à combustible

- **Production du système photovoltaïque**

D'après les résultats de la simulation, la production d'électricité photovoltaïque dépend du rayonnement solaire incident. Les résultats montrent que la puissance maximale du système a atteint 500 kW. Le système a fonctionné 4 375 heures par an. La puissance moyenne du système était de 115 kW, avec un facteur de charge de 23%. La production annuelle a atteint 1007 787 kWh.

- **Production du PAC**

La pile à combustible avait une capacité de 80 kW et fonctionnait 5 347 heures par an, avec 366 redémarrages par an. Elle produisait 166 224 kWh d'électricité par an. Sa puissance moyenne était de 31.5 kW, et la simulation a révélé un facteur de puissance de 24 % pour la pile à combustible.

- **Entrée et sortie de l'électrolyseur**

Comme mentionné précédemment, l'électrolyseur convertit l'excédent d'énergie photovoltaïque en hydrogène. Après simulation, les résultats d'optimisation ont indiqué que la puissance nominale de l'électrolyseur était estimée à 240 kW, avec un facteur de puissance de 23.7 %. Cela a donné lieu à une production totale de 10094 kg/an, une consommation spécifique de 49.3 kWh/kg et Le débit moyen de production d'hydrogène de l'électrolyseur 1.15 kg/h. L'électrolyseur a fonctionné 2 817 heures par an.

#### IV.7.4 L'analyse économique du système hybride à l'aide de HOMER

L'étude technico-économique est une étape essentielle de l'étude initiale de conception d'un système hybride afin d'évaluer la faisabilité du projet. Cette phase repose sur la détermination du coût unitaire de chaque composant du système, suivie du calcul du coût global. Dans ce contexte, le logiciel HOMER Pro simule différentes configurations possibles du système hybride et présente les conceptions potentielles classées selon la valeur du coût actuel net [82].

L'équation (IV.1) présente le coût total du système hybride étudié ( $C_{SH_T}$ ), égal à la somme des coûts de ses composants, incluant : le coût du générateur photovoltaïque PV ( $C_{PV}$ ), le coût de la pile à combustible ( $C_{PAC}$ ), le coût de l'électrolyseur d'eau ( $C_{ELZ}$ ), le coût du réservoir de stockage ( $C_{Tank}$ ) et enfin le coût du convertisseur DC/AC ( $C_{conv}$ ).

$$C_{SH_T} = C_{PV} + C_{PAC} + C_{ELZ} + C_{Tank} + C_{conv} \quad (IV.1)$$

L'équation (IV.2) permet de calculer le coût de chaque élément

$$C_C = N_n [C_{cap,C} + C_{rep,C} + C_{o\&m,C}] \quad (IV.2)$$

Où  $N_n$ : nombre des éléments du système hybride étudié,  $C_{cap,C}$ : le coût en capital de chaque composant,  $C_{rep,C}$ : le coût de remplacement de chaque composant,  $C_{o\&m,C}$ : le prix de fonctionnement et de maintenance de chaque composant.

Après la simulation, le tableau (IV. 3) présente l'évaluation économique de la meilleure combinaison pour notre système. Ce tableau inclut les coûts de tous les composants du système (investissement, remplacement, exploitation et maintenance, combustible et retour sur investissement) ainsi que le coût total.

**Tableau IV. 3** : Résumé des coûts du système hybride.

Composent	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$)
ELZ	168 000.00	50 912.86	31 026.04
PV	250 000.00	0.00	64 637.58
PAC	72 000.00	52 042.26	55 298.74
Réservoir	9 000.00	0.00	0.00
Convertisseur	14 000.00	0.00	0.00
Système	513 000.50	102 955.11	150 962.37

La figure (IV.11) illustre la répartition du coût net de chaque composant du système. Il est à noter que l'électrolyseur (ELZ) et le générateur photovoltaïque (PV) constituent les éléments les plus coûteux, en raison du coût élevé de la technologie l'électrolyseur, auquel s'ajoutent les frais de maintenance et de réparation.

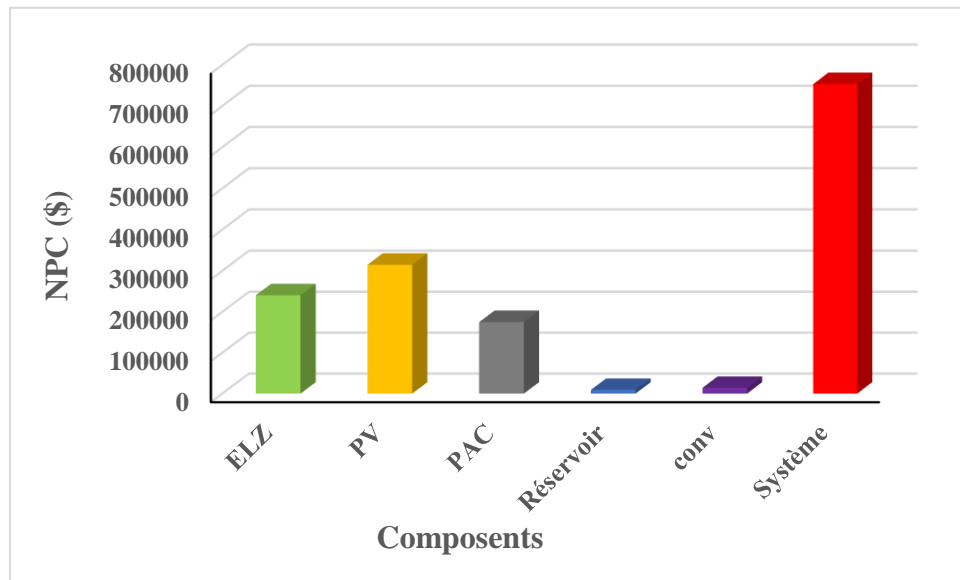


Figure (IV.11) : Répartition des coûts de chaque élément du système

#### IV.7.5 Performance environnementale

D'après le tableau (IV. 4), il ressort que le système hybride étudié présente un impact environnemental très limité, avec des émissions presque nulles des principaux polluants (HC, SO<sub>2</sub>, particules), tout en contribuant à la réduction des émissions nettes de CO<sub>2</sub>. Cela renforce ainsi la pertinence de ce système sur le plan environnemental.

Tableau IV. 4 : Emissions annuelles du système hybride.

Polluant	Emissions (kg/yr)
Dioxyde de carbone	-3.14
Monoxyde de carbone	2.02
Hydrocarbures imbrûlés (HC)	0
Particules	0
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )	0
Oxydes d'azote	0.202

#### IV.8. Évaluation des performances du système hybride sous l'influence des changements d'angle d'inclinaison du module photovoltaïque

L'effet de différents angles d'inclinaison des modules photovoltaïques a été examiné afin d'évaluer leur influence sur les performances du système hybride. Les résultats présentés dans le Tableau (IV.5) permettent ainsi d'analyser l'impact de l'angle d'inclinaison sur la répartition

énergétique du système, la production d'hydrogène, le fonctionnement des piles à combustible ainsi que le coût de l'énergie électrique (COE).

**Tableau IV. 5 :** Performances du système hybride selon l'angle d'inclinaison

Angle d'inclinaison	$P_{PV}$ (KW)	Pourcentage (%)	$P_{PAC}$ (KW)	Pourcentage (%)	Heures de fonction de PAC	Production $H_2$ (Kg/an)	COE (\$)
0°	833	89.1	80	10.9	5017	9669	0.2933
11°	750	89.8	80	10.2	5009	9710	0.2374
17°	650	88.7	80	11.3	5120	9765	0.2413
64°	550	85.3	80	14.7	5416	10169	0.2035
75°	600	85	80	15	5521	10154	0.2124
Axe horizontal, ajustement mensuel	450	85.6	80	14.4	5237	9829	0.2083
Suivi à deux axes	350	87	80	13	4691	9552	0.2095
Angle annuel optimal	500	85.7	80	14.3	5347	10094	0.1977

Le Tableau (IV.5) montre que l'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques influence fortement la répartition énergétique du système, le nombre d'heures de fonctionnement des piles à combustible, la production annuelle d'hydrogène ainsi que le coût de l'énergie électrique (COE). Les résultats mettent également en évidence l'existence d'un compromis entre l'augmentation de la contribution photovoltaïque, la réduction de l'utilisation des piles à combustible et l'amélioration des performances économiques du système hybride.

Les résultats indiquent que les faibles angles d'inclinaison, notamment 0°, 11° et 17°, permettent d'augmenter la contribution du système photovoltaïque à environ 89 % de la demande énergétique annuelle, tandis que la contribution des piles à combustible reste limitée entre 10 % et 11 %. Toutefois, cette amélioration énergétique nécessite une puissance photovoltaïque relativement élevée, comprise entre 650 kW et 833 kW, ce qui entraîne une augmentation du coût de l'énergie électrique. Les valeurs du COE atteignent ainsi 0.2933 \$/kWh pour l'angle 0°, 0.2374 \$/kWh pour 11° et 0.2413 \$/kWh pour 17°. Par ailleurs, les

heures de fonctionnement des piles à combustible restent comprises entre 5009 h/an et 5120 h/an, tandis que la production annuelle d'hydrogène varie entre 9669 kg/an et 9765 kg/an.

En revanche, les angles d'inclinaison élevés, tels que 64° et 75°, conduisent à une réduction de la puissance photovoltaïque installée, limitée entre 550 kW et 600 kW. Cependant, cette diminution de la contribution photovoltaïque entraîne une augmentation de la participation des piles à combustible, qui atteint environ 15 % de la demande énergétique annuelle. Les heures de fonctionnement des piles à combustible augmentent alors pour dépasser 5400 h/an, tandis que la production annuelle d'hydrogène atteint des valeurs proches de 10 150 kg/an. Malgré cette dépendance plus importante vis-à-vis des piles à combustible, ces configurations permettent d'obtenir des coûts énergétiques relativement faibles, avec des valeurs de COE comprises entre 0.2035 et 0.2124 \$/kWh.

Les résultats relatifs au système de suivi horizontal avec ajustement mensuel montrent également des performances intermédiaires. Cette configuration nécessite une puissance photovoltaïque de 450 kW et assure une contribution photovoltaïque de 85.6 %, contre 14.4 % pour les piles à combustible. Les heures de fonctionnement des piles à combustible atteignent environ 5237 h/an, tandis que la production annuelle d'hydrogène est estimée à 9829 kg/an. Le coût de l'énergie électrique obtenu dans cette configuration est de 0.2083 \$/kWh.

Concernant le système de suivi solaire à deux axes, les résultats montrent qu'il permet de réduire davantage la puissance photovoltaïque installée à seulement 350 kW, tout en maintenant une contribution photovoltaïque relativement élevée de 87 %. La contribution des piles à combustible est alors limitée à 13 %, avec un nombre d'heures de fonctionnement d'environ 4691 h/an, représentant la valeur la plus faible parmi les différentes configurations étudiées. La production annuelle d'hydrogène atteint environ 9552 kg/an, tandis que le coût de l'énergie électrique s'élève à 0.2095 \$/kWh.

Par ailleurs, les résultats mettent en évidence que l'angle annuel optimal pour la région d'Ouargla représente le meilleur compromis entre les performances énergétiques et économiques du système hybride. Pour cette configuration, la puissance photovoltaïque requise est de 500 kW, avec une contribution photovoltaïque de 85.7 % contre 14.3 % pour les piles à combustible. Les heures de fonctionnement des piles à combustible sont estimées à environ 5347 h/an, tandis que la production annuelle d'hydrogène atteint 10 094 kg/an. De plus, cette configuration permet d'obtenir la valeur minimale du coût de l'énergie électrique, soit 0.1977 \$/kWh, ce qui confirme l'adéquation de cet angle d'inclinaison aux conditions climatiques de

la région d'Ouargla et sa capacité à assurer un équilibre optimal entre performance énergétique et rentabilité économique.

Par conséquent, le choix de l'angle d'inclinaison dépend principalement des objectifs énergétiques et économiques du projet. Si l'objectif principal consiste à maximiser la contribution de l'énergie solaire et à réduire la participation des piles à combustible, les faibles angles d'inclinaison apparaissent comme les solutions les plus adaptées. En revanche, lorsque l'objectif vise à minimiser le coût de l'énergie électrique tout en assurant un fonctionnement stable du système, l'utilisation de l'angle annuel optimal représente le meilleur compromis entre performances énergétiques, production d'hydrogène et rentabilité économique.

Indépendamment de l'angle d'inclinaison adopté, le dimensionnement du générateur photovoltaïque doit garantir la satisfaction de la demande énergétique durant les périodes de faible irradiation solaire. Toutefois, ce surdimensionnement entraîne inévitablement une production excédentaire d'électricité pendant les périodes de forte irradiation.

Afin de valoriser efficacement cette énergie excédentaire et d'améliorer la viabilité économique globale du système hybride, plusieurs solutions techniques et économiques peuvent être envisagées, notamment l'augmentation de la capacité de stockage de l'hydrogène, l'intégration de systèmes de gestion énergétique intelligents ou encore l'injection du surplus d'électricité dans le réseau électrique. Ces stratégies permettent non seulement de réduire les pertes énergétiques, mais également d'améliorer significativement la rentabilité et la durabilité du système à long terme.

## **IV.9. Étude comparative**

### **IV.9.1 Optimisation avec l'algorithme Sparrow Search (SSA)**

Dans cette section, l'algorithme Sparrow Search Algorithm (SSA) est utilisé pour optimiser le dimensionnement d'un système hybride composé d'un panneau photovoltaïque, d'une pile à combustible, d'un électrolyseur, réservoir d'hydrogène et d'une batterie. L'objectif de cette optimisation est de minimiser le coût de l'énergie (COE) en ajustant les capacités des différents composants du système.

Le problème d'optimisation est formulé comme suit

Fonction objective :

$$FO = \min (COE(X)) \tag{IV.3}$$

Variables de décision :

$$X = [P_{PV}, P_{PAC}, P_{\text{Éle}}, N_B, P_{\text{Conve}}, Taille_{\text{Tank H}_2}] \tag{IV.4}$$

L'algorithme SSA explore l'espace des solutions en générant puis en améliorant successivement des configurations candidates, jusqu'à identifier la combinaison de variables permettant de réduire au maximum le COE tout en respectant les contraintes opérationnelles du système.

Les résultats optimaux, présentés dans le Tableau (IV.6), montrent que l'algorithme fournit une configuration hautement performante, permettant d'atteindre un COE minimal de 0.0937 \$/kWh et un coût net actualisé (NPC) de 691 165.26 \$, tout en assurant une couverture complète de la demande énergétique

**Tableau IV.6:** Résultats optimal de dimensionnement du système hybride par SSA

$P_{PV}$	$P_{PAC}$	$P_{\text{Éle}}$	$P_{\text{Conve}}$	$Taille_{\text{Tank H}_2}$	COE	NPC
380 (KW)	50 (KW)	180 (KW)	50 (KW)	25 (Kg)	0.0937 (\$)	691 165.26 (\$)

Les résultats révèlent que le logiciel HOMER Pro préconise des capacités sensiblement supérieures, notamment 500 kW pour les panneaux photovoltaïques et 80 kW pour les piles à combustible, alors que l'algorithme SSA propose des valeurs plus modérées, à savoir 380 kW pour le PV et 50 kW pour la PAC. Ces écarts se répercutent également sur les autres composants du système l'électrolyseur est dimensionné à 250 kW par HOMER Pro contre 180 kW par SSA; le réservoir d'hydrogène à 45 kg contre 25 kg ; le convertisseur à 70 kW contre 50 kW.

L'algorithme SSA se distingue par une approche plus efficace dans l'utilisation des ressources, réduisant de manière significative la taille des composants du système afin d'atteindre un dimensionnement optimal. Cette stratégie renforce la viabilité économique du système tout en maintenant un niveau élevé de fiabilité

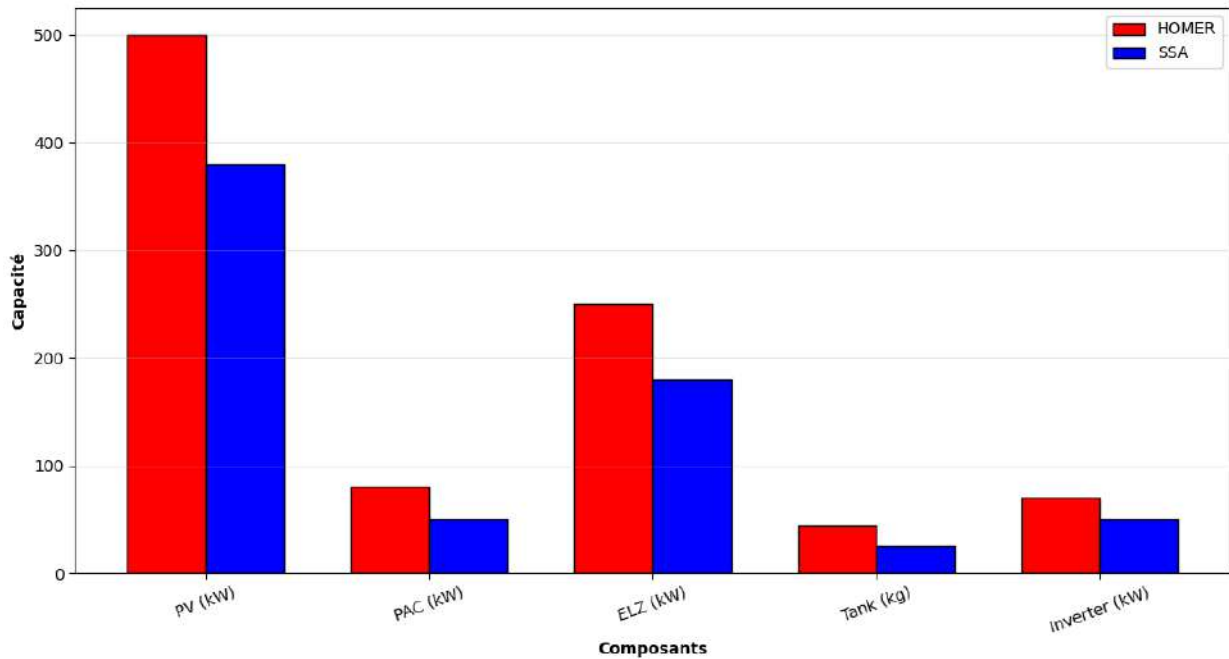


Figure (IV.12) : Comparaison des résultats d'optimisation basés sur les programmes SSA et HOMER Pro.

#### IV.9.2 Optimisation avec connexion au réseau

Dans cette partie de l'étude, le raccordement au réseau électrique a été ajouté au système hybride d'énergie renouvelable étudié, comme illustré à la figure (IV.13). Ce système pourra acheter de l'énergie au réseau en cas de besoin, par exemple en cas de pénurie d'énergie renouvelable, ou vendre au réseau l'énergie excédentaire produite par le photovoltaïque ou les piles à combustible. Le prix de l'électricité du réseau est fixé à 0.10 \$/kWh et le prix du surplus à 0.05 \$/kWh. Les prix du réseau sont fixés sur la base de prix simples, ce qui permet de fixer une valeur fixe pour l'achat et la vente d'énergie [83].

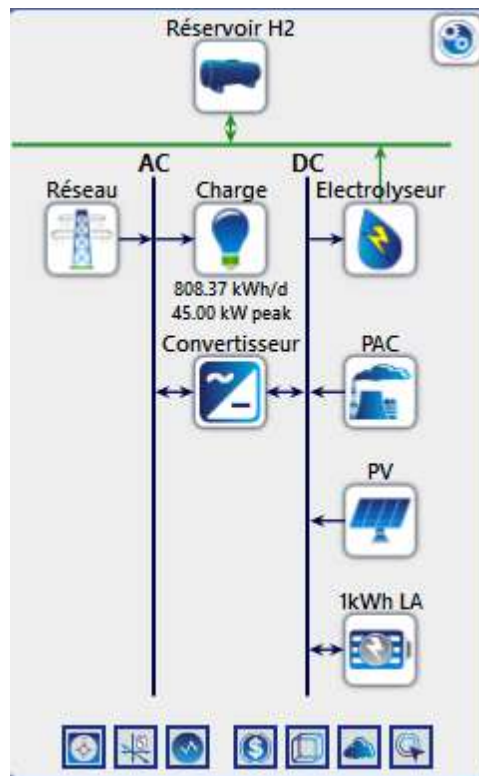


Figure (IV.13) : Système hybride connecté au réseau.

Après la simulation effectuée à l'aide du logiciel HOMER Pro, la configuration optimale du système hybride connecté au réseau a été déterminée. Les résultats montrent que la taille optimale du champ photovoltaïque est de 200 kW, celle de la pile à combustible (PAC) est de 50 kW, tandis que la capacité de l'électrolyseur est de 50 kW et celle du réservoir d'hydrogène est de 10 kg et des batteries de 2 kWh. La puissance de connexion au réseau retenue est de 90 kW.

Sur le plan économique, le système optimal présente un coût net actuel (NPC) de 359 190\$, tandis que le coût actualisé de l'énergie (COE) atteint 0.0732 \$/kWh, ce qui indique une solution économiquement viable et compétitive.

Comme le montre la Figure (IV.14), le système photovoltaïque assure la part la plus importante de la production électrique annuelle, avec une contribution de 68.9 %, soit 405 364 kWh/an. Les piles à combustible à hydrogène participent pour leur part à hauteur de 10.2% (61 234 kWh/an), tandis que les achats au réseau électrique national couvrent 21.9 % de la demande annuelle, correspondant à 131 080 kWh. Cette répartition met en évidence le rôle prédominant des sources d'énergie renouvelables dans la satisfaction de la majeure partie du besoin énergétique, le réseau jouant uniquement un rôle d'appoint garantissant la continuité de l'alimentation.

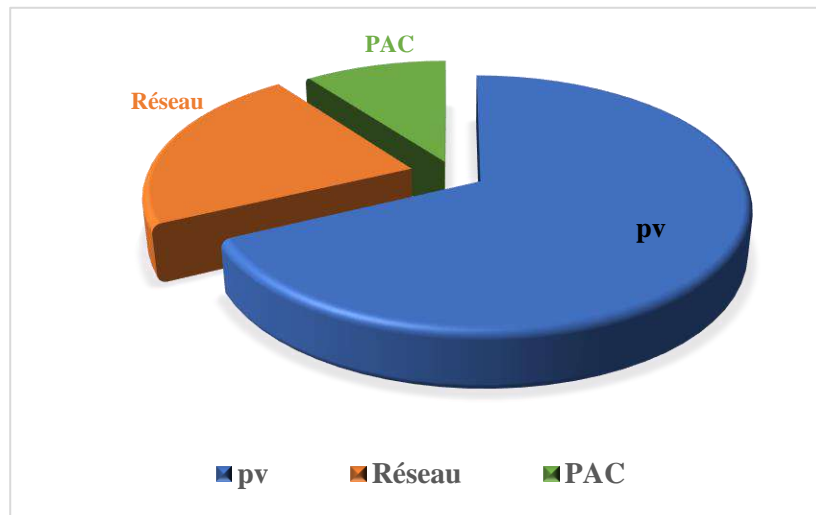


Figure (IV.14) : Contribution des sources d'énergie au bilan énergétique annuel.

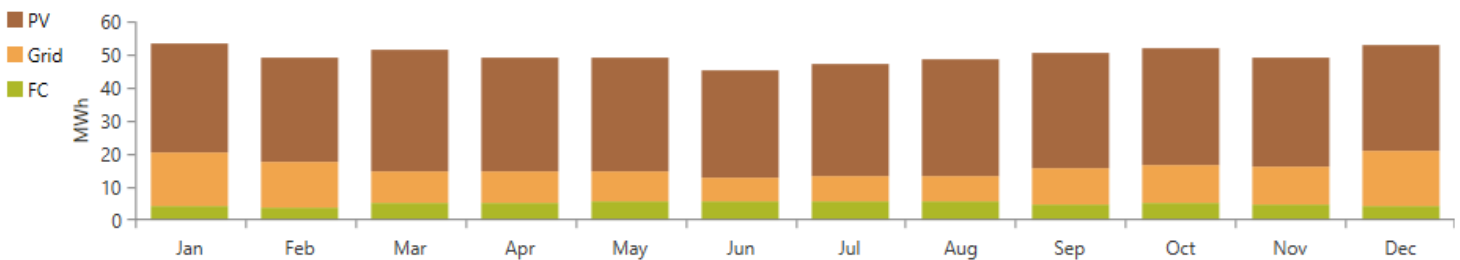


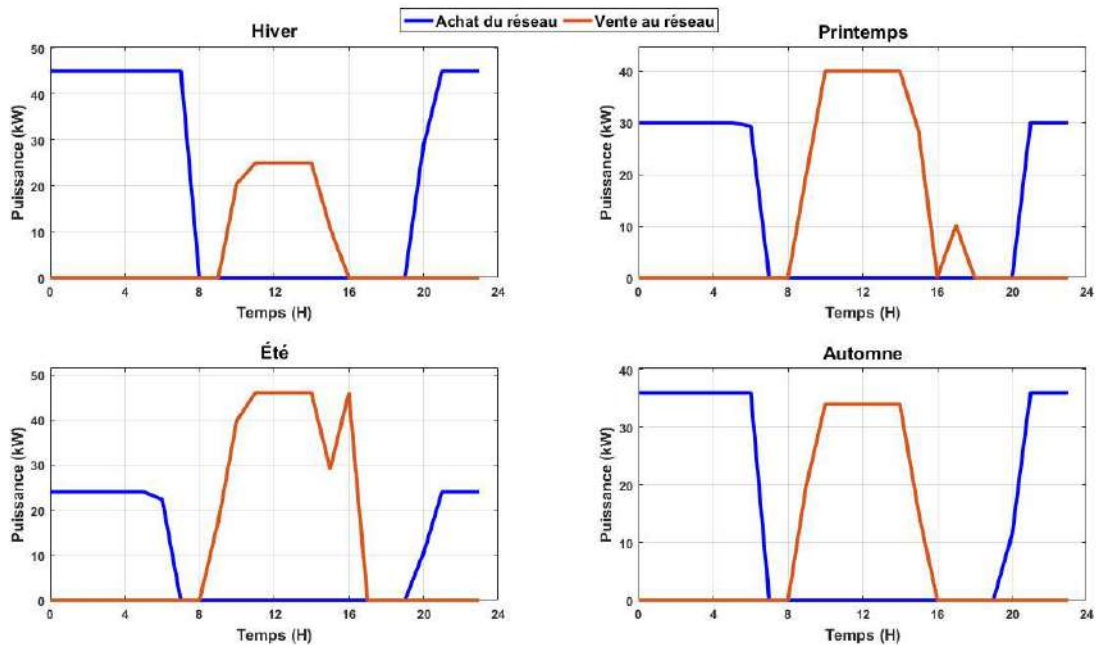
Figure (IV.15) : Production annuelle d'énergie électrique.

La figure (IV.16) présente l'évolution des ventes et des achats d'électricité au réseau sur des jours de chaque saison. On constate que la courbe d'achat au réseau est élevée le matin et le soir, c'est-à-dire lorsque la production d'énergie solaire est absente ou faible, tandis qu'elle diminue significativement pendant les heures de pointe. En revanche, les ventes au réseau augmentent en milieu de journée, reflétant l'excédent de production du système photovoltaïque sur la demande locale.

En hiver, la dépendance au réseau est plus importante en raison du faible rayonnement solaire, ce qui entraîne une augmentation des achats d'énergie et une réduction des ventes vers le réseau.

Au printemps et en été, l'augmentation du rayonnement solaire améliore significativement la production photovoltaïque, ce qui favorise l'injection d'une quantité plus importante d'énergie dans le réseau. L'été représenté la période où les ventes d'électricité sont les plus élevées. En automne, les échanges énergétiques conservent une structure similaire, avec une légère diminution des ventes par rapport à la saison estivale.

Globalement, cette figure met en évidence la complémentarité entre l'énergie achetée et l'énergie injectée au réseau, directement influencée par les variations journalières et saisonnières du rayonnement solaire. Ces résultats soulignent l'importance du système photovoltaïque dans la réduction de la dépendance au réseau électrique et l'amélioration de l'autonomie énergétique du système hybride.



**Figure (IV.16) : Ventes et achats du réseau.**

L'intégration du système hybride au réseau renforce considérablement la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique. En effet, le réseau compense les déficits liés aux périodes de faible ensoleillement tout en permettant l'injection du surplus photovoltaïque durant les phases de surproduction. Cette bidirectionnalité améliore l'efficacité globale d'exploitation du système, réduit sensiblement le besoin de capacités de stockage importantes ou de moyens de production de secours surdimensionnés et offre une flexibilité accrue. Ces avantages se traduisent directement par une diminution significative du coût actualisé net (NPC) et du coût de l'énergie (COE).

Par ailleurs, le réseau lui-même bénéficie de ce couplage : l'injection de l'excédent renouvelable durant les heures de forte production contribue à alléger la charge aux heures de pointe, à réduire les contraintes sur les infrastructures existantes et à reporter les investissements de renforcement ou d'extension du réseau. Ce type de système hybride raccordé au réseau accroît ainsi la résilience globale du réseau face aux fluctuations de la demande et à l'augmentation continue des besoins électriques, tout en favorisant une transition progressive vers une plus grande pénétration des énergies renouvelables.

#### **IV.10. Conclusion**

L'étude présentée dans ce chapitre a permis de démontrer la faisabilité technique et économique d'un système hybride PV/PAC destiné à alimenter une station de dessalement en milieu désertique. Les résultats de simulation ont mis en évidence la complémentarité entre les sources photovoltaïques et la pile à combustible, assurant une alimentation électrique continue et fiable tout au long de l'année. L'analyse économique a révélé un coût actualisé de l'énergie compétitif et une réduction significative de l'empreinte carbone. Par ailleurs, l'optimisation à l'aide de l'algorithme SSA a montré une meilleure efficacité économique grâce à un dimensionnement plus rationnel des composants. Enfin, le scénario de connexion au réseau a confirmé la flexibilité du système hybride et son potentiel d'intégration dans les réseaux énergétiques durables.

# Conclusion Générale

Actuellement, la croissance de la production d'électricité dans les zones isolées à partir des sources solaires photovoltaïques conduit à s'intéresser à la problématique du rayonnement solaire intermittent. Cela incite au développement de systèmes hybrides intégrant le photovoltaïque avec d'autres sources d'énergie, notamment l'hydrogène, produit par électrolyse de l'eau puis stocké pour une utilisation ultérieure via une pile à combustible, afin de fournir une énergie électrique fiable et continue. Cette étude vise à construire un système d'alimentation électrique fiable et indépendant, capable de répondre aux besoins énergétiques d'une station de dessalement de 808.37 kWh/jour située dans la région d'Ifrif-El Gara, à Ouargla, en Algérie, alimentée directement par le réseau électrique. À cette fin, nous avons d'abord présenté un cadre théorique sur les énergies renouvelables, les systèmes hybrides et l'hydrogène. Ensuite, nous avons présenté et modélisé les composants du système hybride. Nous avons d'abord mené une étude expérimentale des performances des panneaux photovoltaïques (PV). Nous avons mené une série d'expériences dans les conditions climatiques de la région de Ouargla, à différentes températures et niveaux de rayonnement solaire. Les résultats ont été obtenus pour examiner la puissance optimale ( $P_{max}$ ), la tension à vide ( $V_{oc}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ), le facteur de remplissage (FF) et le rendement. Les résultats indiquent que la température et le rayonnement solaire influencent les paramètres électriques des panneaux photovoltaïques. De plus, la température affecte la tension à vide, et le rayonnement solaire a un effet positif sur le courant de court-circuit. Une estimation précise des paramètres des modules photovoltaïques a également été obtenue en simulant les caractéristiques du module photovoltaïque à l'aide d'algorithmes métaheuristiques (SSA, GWO, WOA, GA). Ces algorithmes ont été implémentés à l'aide d'un modèle à deux diodes (DDM), et l'objectif de la fonction était de minimiser l'erreur quadratique moyenne (RMSE) entre la sortie mesurée et estimée de ces algorithmes. Les résultats ont montré un contraste net : l'algorithme SSA affichait la valeur RMSE la plus faible (0.011965), indiquant la plus grande précision de prédiction.

En outre, nous présentons une analyse expérimentale d'un système de production d'hydrogène vert utilisant une connexion indirecte entre des panneaux photovoltaïques de 440 W et un électrolyseur de 60 L/h, dans les conditions climatiques de la région de Ouargla. Les mesures expérimentales ont été menées sur deux jours, le 12 avril et un jour typique d'avril selon le calendrier de Klein, le 15 avril, de 8h00 à 17h30. La puissance électrique produite par les panneaux, les températures ambiantes et des panneaux, ainsi que le flux d'hydrogène produit

ont été enregistrés. Ces expériences ont également été menées à différents mois et saisons (janvier, février, mai, juin et octobre) pour étudier l'impact saisonnier sur les performances du système. Dans les conditions expérimentales du 15 avril, un programme de simulation a été développé à l'aide de MATLAB, pour étudier l'effet de l'angle d'inclinaison. Les résultats de simulation ont montré que l'ajustement de l'angle d'inclinaison du panneau à l'angle optimal pour avril (17 degrés) améliorerait significativement la production d'hydrogène, passant de 329.8 à 360.9 litres, soit une augmentation de 31.1 litres.

De plus, à partir des données expérimentales obtenues, nous avons cherché à améliorer les performances des modèles mathématiques des piles à combustible Heliocentris FC-50 et Nexa®1200 en utilisant une méthode d'optimisation métaheuristique. L'algorithme SSA a été employé pour déterminer les paramètres optimaux de chaque pile. L'objectif principal consistait à minimiser l'erreur quadratique moyenne (RMSE) entre les valeurs expérimentales et celles prédites par le modèle. Les résultats obtenus démontrent clairement la supériorité de l'algorithme SSA pour l'estimation des paramètres du modèle. En effet, la RMSE a été estimée à 0.00593 pour la pile FC-50 et à 0.04870 pour la pile Nexa®1200, traduisant une excellente précision de prédiction. De plus, les coefficients de détermination  $R^2$  ont atteint 0.992243 et 0.998721, respectivement, confirmant une forte corrélation entre les données mesurées et les valeurs estimées.

Enfin, après avoir étudié les composants du système, nous avons analysé la configuration et le fonctionnement d'un système hybride pour alimenter la station de dessalement. Afin de créer un système de production d'électricité fiable, robuste et optimal, le logiciel HOMER Pro a été utilisé pour le dimensionnement. Dans ce contexte, un générateur photovoltaïque a été utilisé comme source d'énergie principale et une pile à combustible comme source secondaire. De plus, un électrolyseur a été utilisé pour produire de l'hydrogène et un réservoir de stockage d'hydrogène a été utilisé pour le stockage de l'hydrogène. Les résultats ont démontré que la station de dessalement d'eau est capable de fonctionner en recourant à une combinaison de sources d'énergie, incluant 500 kW d'énergie photovoltaïque, 80 kW de piles à combustible, un électrolyseur de 240 kW, ainsi qu'un réservoir d'une capacité de 45 kg et la puissance maximale requise pour l'onduleur a été estimée à 70 kW. L'énergie photovoltaïque a représenté 85.7 % de la production totale d'énergie, tandis que les piles à combustible ont contribué à hauteur de 14.3 %. Selon nos estimations, le coût du système proposé s'élève à 752 955.10 \$, en supposant une durée de vie de 25 ans, tandis que le coût actualisé de l'énergie (COE) atteint 0.1917\$/kWh.

Par ailleurs, l'étude de l'influence de l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques a montré que les performances énergétiques et économiques du système hybride dépendent fortement du choix de cet angle. Les résultats ont mis en évidence l'existence d'un compromis entre l'augmentation de la contribution solaire, la réduction du fonctionnement des piles à combustible et le coût global du système. L'analyse a également confirmé que l'angle annuel optimal ( $39.14^\circ$ ) pour la région d'Ouargla permet d'assurer un bon équilibre entre production énergétique, stabilité de fonctionnement et rentabilité économique du système hybride. À l'inverse, l'utilisation d'une puissance photovoltaïque plus modérée permet de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation tout en maintenant une production significative d'hydrogène. Ainsi, le choix de l'angle d'inclinaison dépend principalement des objectifs recherchés, qu'il s'agisse de maximiser la production énergétique et la contribution solaire ou de privilégier la simplicité d'exploitation et la réduction des coûts de maintenance et d'investissement.

D'autre part, la faisabilité du raccordement du système hybride (photovoltaïque/piles à combustible) au réseau électrique a été étudiée. Ce raccordement permet d'acheter de l'électricité au réseau en cas de besoin et de vendre l'excédent d'énergie produit par le système photovoltaïque ou les piles à combustible. Les résultats indiquent que l'énergie photovoltaïque représente 68.9 % de la production totale, le réseau électrique 21.9 %, et les piles à combustible 10.2 %, tandis que le coût actualisé de l'énergie s'élève à 0.0732 \$/kWh.

En général, on peut affirmer que le système hybride (photovoltaïque-pile à combustible) combiné à un système de stockage basé sur l'hydrogène offre une fiabilité énergétique, capable de répondre aux besoins énergétiques à tout moment. Cependant, sur le plan économique, son coût élevé exige une attention particulière de la part des chercheurs pour le réduire et favoriser son adoption en Algérie. À titre de perspective, il serait pertinent, dans un premier temps, de se concentrer sur l'optimisation du coût global du système hybride, tout en envisageant l'intégration d'autres sources renouvelables pour diminuer la capacité requise du générateur photovoltaïque.

# Annexes

## Annexe 1 : Caractéristiques techniques du Pyranomètre type 3.3.

Caractéristiques	Spécifications
Plage de mesure	0~1300W/m <sup>2</sup>
Réponse température	- 20 °C +60 °C
Linéarité	27.54 V
Gamme de longueurs d'onde (num)	8.08 A
Erreur absolue	8.62 A
Courant de fonctionnement	4~20 mA
Tension de fonctionnement	9~30V DC

## Annexe 2 : Spécifications du module solaire photovoltaïque NM54P [84].

Caractéristiques	Spécifications
Puissance maximale	220 W
Tension en circuit ouvert	33.77 V
Tension maximale	27.54 V
Courant au point de puissance maximale (MPP)	8.08 A
Courant de court-circuit	8.62 A
Dimensions	0.99 x 1.48 m
Coefficient de température I <sub>cc</sub>	0.05 % K
Coefficient de température V <sub>co</sub>	-0.32 % K

## Annexe 3 : Spécifications techniques du régulateur de charge solaire [85].

Caractéristiques	Spécifications
Type	STECA PR3030
Tension de fonctionnement	12 V ou 24 V
Plage de fonctionnement 24 V	17.3 V à 43.0 V
Autoconsommation du courant électrique	12 mA
Tension d'entrée maximale	47 V
Courant de sortie nominal	70 A
Température de fonctionnement	-10 °C à 50 °C
Classe de protection	IP32

## Annexe 4: Spécifications techniques de la batterie [76].

Caractéristiques	Spécifications
Type	Gel SBV 12-55
Capacité C 20 1.8 V/C	55 Ah
Tension nominale	12 V
Résistance interne	7.5 mΩ
Tension de charge de compensation	2.27 V/cellule
Température de fonctionnement	-10 °C à 40 °C

Dimensions (L x l x H)	228 mm × 137 mm × 210 mm
Poids	17.7 kg

**Annexe 5 : Spécifications techniques de l'onduleur DC/AC [86]**

Caractéristiques	Spécifications
Tension de sortie	230 V AC
Tension d'entrée	21- 30 V DC
Courant d'entrée	38 A
Puissance nominale	700 W
Rendement nominal	90%
Température de fonctionnement	0-40 @ 100% load   +60 @ 50% load
Dimensions	295 x 184 × 70 mm (L x WxH)

**Annexe 6 : Données techniques du générateur d'hydrogène PEM HG60 [85].**

Caractéristiques	Spécifications
Débit d'hydrogène	60 l/h
Pureté de l'hydrogène	≥ 6.0 (99.9999 %)
Pression de livraison de l'hydrogène	1.4 - 10.7 bar adjustable
Précision de la pression	0.1 bar (0.5 %)
Qualité de l'eau	Déionisée ou distillée
Température de fonctionnement	15 °C à 40 °C
Humidité relative	0 - 80 %, non-condensante
Température de stockage	2 °C à 60 °C
Tension d'entrée	120 ou 240 V AC / 50 - 60 Hz
Consommation électrique	300   480 VA MAX

**Annexe 7 : Données techniques de la pile à combustible FC50 [87].**

Caractéristiques	Spécifications
Puissance maximale	50 [W]
Nombre de cellules uniques	10
Cellule transversale	25 [cm <sup>2</sup> ]
Courant maximale	10 [A]
Épaisseur de la membrane	27 [µm]
Pression nominale	0.6 ± 0.1 [bar]
Température de fonctionnement maximale	50 [°C]

**Annexe 8 : Données techniques de la pile à combustible nexa<sup>(R)</sup> 1200W[59]**

<b>Caractéristiques</b>	<b>Spécifications</b>
Largeur×Profondeur×Hauteur	400×550×220 mm
Poids	22 Kg
Constricteur de stack	Ballard
Type	PEM
Puissance nominale	1200 W
Courant nominal	52 A DC
Tension de fonctionnement	20-36 V DC
Température de fonctionnement 5-35 °C	Température de fonctionnement 5-35 °C
Qualité d'hydrogène	4.0 (99.99%)
Consommation d'hydrogène 15 slpm à 1200 W	15 slpm à 1200 W

# Références Bibliographiques

- [1] Z. ABADA, “Stratégies d’approvisionnement en énergies fossiles des centrales électriques algériennes perspectives et développements,” Thèse de doctorat, Université de Batna 2, 2018.
- [2] Madjeda Ramdani, A. Djafour, and E. M. B. Messini, “Experimental Investigation and Economic Analysis of Solar-Driven Hydrogen Production Using Proton Exchange Membrane Electrolysis in Desert Climates: A Case Study in Ouargla, Algeria,” *Applied Solar Energy*, vol. 61, no. 5, pp. 609–622, Oct. 2025, doi: 10.3103/S0003701X25600274.
- [3] A. Zerga, F. Benyarou, and B. Benyousef, “Optimisation du rendement d’une cellule solaire NP au silicium monocristallin,” *Revue des Energies Renouvelables*, pp. 95–100, 1998.
- [4] C. Sun and H. Zhang, “Review of the Development of First-Generation Redox Flow Batteries: Iron-Chromium System,” *ChemSusChem*, vol. 15, no. 1, Jan. 2022, doi: 10.1002/cssc.202101798.
- [5] M. Ramdani, A. Djafour, E. M. B. Messini, Z. Bensaci, and A. Z. Kouache, “Experimental study to improve the performance of a solar-powered green hydrogen production system in Ouargla, Algeria,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 17, no. 4, Jul. 2025, doi: 10.1063/5.0270262.
- [6] P. Das, B. K. Das, M. Rahman, and R. Hassan, “Evaluating the prospect of utilizing excess energy and creating employments from a hybrid energy system meeting electricity and freshwater demands using multi-objective evolutionary algorithms,” *Energy*, vol. 238, p. 121860, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121860.
- [7] Y. W. Koholé, F. C. V. Fohagui, C. A. Wankouo Ngouleu, and G. Tchuen, “An effective sizing and sensitivity analysis of a hybrid renewable energy system for household, multi-media and rural healthcare centres power supply: A case study of Kaele, Cameroon,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 49, pp. 1321–1359, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.09.093.
- [8] S. Busquet, “Étude d’un système autonome de production d’énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d’un banc d’essai et modélisation,” École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2003.
- [9] B. C. Erdener *et al.*, “A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 14, pp. 5595–5617, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.254.
- [10] S. Amrani, A. Alami Merrouni, samir Touili, H. Ait Lahoussine Ouali, and H. Dekhissi, “An AHP-GIS combination for site suitability analysis of hydrogen production units from CSP & PV solar power plants in Morocco,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 56, pp. 369–382, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.165.
- [11] European Commission, “A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe,” COM(2020) 301 final, Brussels, 8 July 2020. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

- [12] A. Boudghene Stambouli, Y. Kitamura, M. T. Benmessaoud, and N. Yassaa, “Algeria’s journey towards a green hydrogen future: Strategies for renewable energy integration and climate commitments,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 58, pp. 753–763, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.119.
- [13] D. Messaoudi, N. Settou, and A. Allouhi, “Geographical, technical, economic, and environmental potential for wind to hydrogen production in Algeria: GIS-based approach,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 50, pp. 142–160, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.07.263.
- [14] A. E. Kabeel, “Performance of solar still with a concave wick evaporation surface,” *Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 1504–1509, Oct. 2009, doi: 10.1016/j.energy.2009.06.050.
- [15] W. Xiao-jun, Z. Jian-yun, S. Shahid, X. Xing-hui, H. Rui-min, and S. Man-ting, “Catastrophe theory to assess water security and adaptation strategy in the context of environmental change,” *Mitig. Adapt. Strateg. Glob. Chang.*, vol. 19, no. 4, pp. 463–477, Apr. 2014, doi: 10.1007/s11027-012-9443-x.
- [16] *United Nations World Water Assessment Program*, in: R. Connor (Ed.), *Water for a Sustainable World*, UNESCO, Paris, 2015.
- [17] M. M. Mekonnen and A. Y. Hoekstra, “Four billion people facing severe water scarcity,” *Sci. Adv.*, vol. 2, no. 2, p. e1500323, 2016.
- [18] S. Manju and N. Sagar, “Renewable energy integrated desalination: A sustainable solution to overcome future fresh-water scarcity in India,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 594–609, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.164.
- [19] G. Franchini and A. Perdichizzi, “Modeling of a Solar Driven HD (Humidification-Dehumidification) Desalination System,” *Energy Procedia*, vol. 45, pp. 588–597, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.063.
- [20] N. Ghaffour, T. M. Missimer, and G. L. Amy, “Technical review and evaluation of the economics of water desalination: Current and future challenges for better water supply sustainability,” *Desalination*, vol. 309, pp. 197–207, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.desal.2012.10.015.
- [21] R. Madjeda, D. Ahmed, and M. O. Hazem, “Design study of a solar-powered hydrogen fuel station in the Ouargla region,” in *2024 International Conference on Advances in Electrical and Communication Technologies (ICAECOT)*, IEEE, Oct. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICAECOT62402.2024.10828584.
- [22] F. Kbibdi, C. Damour, D. Grondin, M. Hilairret, and M. Benne, “Power Management of a Hybrid Micro-Grid with Photovoltaic Production and Hydrogen Storage,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, p. 1628, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061628.
- [23] R. Hourya, “Elaboration et caractérisation des couches minces CuInS<sub>2</sub>, CdS pour la formation d’une jonction pn,” Mémoire de Magister, 2015, Université Mohamed Boudiaf des sciences et de la technologie d’oran.
- [24] O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d’un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur,” École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.

- [25] D. Paire, “Dimensionnement et gestion d’énergie de systèmes d’entraînements électriques hybrides : application à un ascenseur avec récupération d’énergie,” Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2010.
- [26] K. Ferkous, “Etude d’une chaîne de conversion d’énergie éolienne,” *Mémoire de Magister, Université Mentouri Constantine*, 2009.
- [27] F. Poitiers, “Etude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau,” Université de Nantes, 2003.
- [28] W. Iguergazix Dahmoun, “Energies renouvelables: l’un des pivots du développement durable en Algérie,” *International Journal of Advanced Research on Planning and Sustainable Development*, vol. 4, no. 1, pp. 46–68, Jun. 2021, doi: 10.21608/ijarpsd.2021.187269.
- [29] S. Semaoui and H. Amar, “Etude de l’électrification d’un village avec de l’énergie solaire photovoltaïque,” *Mémoire de Magister*, 2004, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [30] H. Bhattarai, K. Loday, D. Chhetri, and J. R. Rai, “understanding solar power system and its contribution to frequency regulation,” *International Journal of Energy and Smart Grid*, vol. 6, no. 1–2, pp. 1–13, 2021.
- [31] I. B. Fridleifsson, “Geothermal energy for the benefit of the people,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 5, no. 3, pp. 299–312, Sep. 2001, doi: 10.1016/S1364-0321(01)00002-8.
- [32] S. Ouali, A. Khellaf, and K. Baddari, “Etude géothermique du Sud de l’Algérie,” *Revue des énergies renouvelables*, vol. 9, no. 4, pp. 297–306, 2006.
- [33] A. Shivakumar, A. Dobbins, U. Fahl, and A. Singh, “Drivers of renewable energy deployment in the EU: An analysis of past trends and projections,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100402, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100402.
- [34] KOUACHE Ahmed Zouhir, “Etude d’un système hybride autonome couplant une source renouvelable avec l’intégration d’une pile à combustible,” *Thèse de Doctorat*, 2025, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [35] A. Bouraiou *et al.*, “Status of renewable energy potential and utilization in Algeria,” *J. Clean. Prod.*, vol. 246, p. 119011, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119011.
- [36] F. Fenni, “Potentiels et perspectives des énergies renouvelables en Algérie (Expériences de certains pays),” *Revue Organisation et Travail*, vol. 11, no. 1, pp. 401–413, 2022.
- [37] M. L. Louazene, “Contribution à l’optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l’irrigation dans les zones sahariennes—Application zone de Ouargla,” *Thèse de Doctorat*, 2015, Université de Batna 2.
- [38] A. Mefti, M. Y. Bouroubi, and A. et Khellaf, “Analyse critique du modèle de l’atlas solaire de l’Algérie,” *Journal of Renewable Energies*, vol. 2, no. 2, pp. 69–85, 1999.
- [39] H. BOUTELLI, “Etude d’un système hybride à sources d’énergie renouvelables dans la région de Ouargla : Application au pompage de l’eau,” *Thèse de Doctorat*, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2023.

- [40] C. Zidani, F. Benyarou, and B. Benyoucef, “Simulation de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidentes sur un capteur plan pour la ville de Tlemcen en Algérie,” *Journal of Renewable Energies*, vol. 6, no. 2, pp. 69–76, Dec. 2003, doi: 10.54966/jreen.v6i2.962.
- [41] B. Naima, “Etude du rayonnement solaire dans la région de Batna,” Batna, Mémoire de Magister, 2008, Université El Hadj Lakhder Batna.
- [42] D. BENATIALLAH, A. BENATIALLAH, and others, “Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d’information géographique pour le sud d’Algérie”, Thèse de Doctorat, Université Ahmed Draia-Adrar, 2019.
- [43] M. Koussa, A. Malek, and M. Haddadi, “Validation de quelques modèles de reconstitution des éclaircissements dus au rayonnement solaire direct, diffus et global par ciel clair,” *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 9, no. 4, pp. 307–332, 2006.
- [44] M. Jamil Ahmad and G. N Tiwari, “Optimization of tilt angle for solar collector to receive maximum radiation,” *The open renewable energy journal*, vol. 2, no. 1, 2009.
- [45] M. A. Islam, M. S. Alam, K. K. Sharker, and S. K. Nandi, “Estimation of solar radiation on horizontal and tilted surface over Bangladesh,” *Computational Water, Energy, and Environmental Engineering*, vol. 5, no. 2, pp. 54–69, 2016.
- [46] S. Cherifi and M. Haddad, “L’énergie solaire : Un moteur du développement durable en Algérie,” *les cahiers du cread*, vol. 35, no. 3, pp. 95–127, 2019.
- [47] L. Stoyanov, “Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d’énergie renouvelables,” Thèse de Doctorat, 2011, Université Pascal Paoli.
- [48] A. GOUGUI, “Etude et expérimentation d’une système hybride photovoltaïque/hydrogène pour l’intégration dans le système électrique,” Thèse de Doctorat, 2021, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [49] O. Gomis-Bellmunt, D. Montesinos-Miracle, S. Galceran-Arellano, and J. Rull-Duran, “Sliding mode control-based buck-boost bidirectional converter to drive piezoelectric loads,” *Electrical Engineering*, vol. 90, pp. 115–125, 2007.
- [50] M. H. Nehrir *et al.*, “A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, Oct. 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2157540.
- [51] A. Chauhan and R. P. Saini, “A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 99–120, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.079.
- [52] M. S. Raboaca, N. Bizon, O. V. Grosu, E. Carcadea, C. Filote, and L. D. Milici, “Fuel cell/ Photovoltaic panels/ Wind turbines Hybrid Systems analysed through bibliometric maps,” in *2021 13th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*, IEEE, Jul. 2021, pp. 1–7. doi: 10.1109/ECAI52376.2021.9515062.
- [53] F. J. Vivas, A. De las Heras, F. Segura, and J. M. Andújar, “A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen

- backup,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 126–155, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.014.
- [54] A. DJAFOUR, “Etude d’un système de production d’hydrogène solaire,” Thèse de Doctorat, 2013, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [55] MM. Jean-Marc PASTOR, sénateur et Laurent KALINOWSKI, député, “L’hydrogène : vecteur de la transition énergétique ?”. Rapport n° 253 (2013-2014). <https://www.senat.fr/rap/r13-253/r13-253.html>. Site web visité le 7/4/2023
- [56] B. C. Tashie-Lewis and S. G. Nnabuife, “Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review,” *Chemical Engineering Journal Advances*, vol. 8, p. 100172, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.ceja.2021.100172.
- [57] D. J. Durbin and C. Malardier-Jugroot, “Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 34, pp. 14595–14617, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.07.058.
- [58] S. Bensalem, “Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires,” Thèse de Doctorat, 2018, Université Setif.
- [59] M. B. DANOUNE, “Étude d’un système d’énergies renouvelables à base d’hydrogène vert,” Thèse de Doctorat, 2021, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [60] H. G. Abugoukh, “Mathematical Modeling of Photovoltaic Module with Simulink,” *Lighting Engineering and Power Engineering*, vol. 1, no. 54, pp. 47–54, 2019, doi: 10.33042/2079-424X-2019-1-54-47-54.
- [61] L. Idoko, O. Anaya-Lara, and A. McDonald, “Enhancing PV modules efficiency and power output using multi-concept cooling technique,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 357–369, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.egy.2018.05.004.
- [62] A. Buttler and H. Spliethoff, “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [63] F. Coupan, “Stockage pour les énergies renouvelables : évaluation et modélisation de la batterie plomb-acide.” Thèse de Doctorat, Université de Guyane, 2017.
- [64] Z. Sun, N. Wang, Y. Bi, and D. Srinivasan, “Parameter identification of PEMFC model based on hybrid adaptive differential evolution algorithm,” *Energy*, vol. 90, pp. 1334–1341, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.06.081.
- [65] Nicolas Karst, “Gestion de l’eau dans les micropiles à combustible,” Thèse de Doctorat, 2009, Université de Toulouse.
- [66] Jérôme LACHAIZE, “Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction,” Thèse de Doctorat, 2004, Université de Toulouse.
- [67] D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, and R. Morello, “Optimization of Experimental Model Parameter Identification for Energy Storage Systems,” *Energies (Basel)*, vol. 6, no. 9, pp. 4572–4590, Sep. 2013, doi: 10.3390/en6094572.
- [68] F. Adamo, F. Attivissimo, A. Di Nisio, A. M. L. Lanzolla, and M. Spadavecchia, “Parameters estimation for a model of photovoltaic panels,” in *XIX IMEKO World Congress Fundamental and Applied Metrology, Lisbon, Portugal, 2009*, pp. 6–11.

- [69] M. Merchaoui, A. Sakly, and M. F. Mimouni, "Particle swarm optimisation with adaptive mutation strategy for photovoltaic solar cell/module parameter extraction," *Energy Convers. Manag.*, vol. 175, pp. 151–163, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.081.
- [70] E. M. Ahmed, M. Aly, M. Mostafa, H. Rezk, H. Alnuman, and W. Alhosaini, "An Accurate Model for Bifacial Photovoltaic Panels," *Sustainability*, vol. 15, no. 1, p. 509, Dec. 2022, doi: 10.3390/su15010509.
- [71] H. M. Ridha, A. A. Heidari, M. Wang, and H. Chen, "Boosted mutation-based Harris hawks optimizer for parameters identification of single-diode solar cell models," *Energy Convers. Manag.*, vol. 209, p. 112660, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112660.
- [72] J. Xue and B. Shen, "A novel swarm intelligence optimization approach: sparrow search algorithm," *Systems Science & Control Engineering*, vol. 8, no. 1, pp. 22–34, Jan. 2020, doi: 10.1080/21642583.2019.1708830.
- [73] S. Mirjalili and A. Lewis, "The Whale Optimization Algorithm," *Advances in Engineering Software*, vol. 95, pp. 51–67, May 2016, doi: 10.1016/j.advengsoft.2016.01.008.
- [74] S. Gholizadeh, "Optimal design of double layer grids considering nonlinear behaviour by sequential grey wolf algorithm," *Journal of Optimization in Civil Engineering*, vol. 5, no. 4, pp. 511–523, 2015.
- [75] L. Scrucca, "GA: A package for genetic algorithms in R," *J. Stat. Softw.*, vol. 53, pp. 1–37, 2013.
- [76] A. Gougui, A. Djafour, M. B. Danoune, and N. Khelfaoui, "Field experience study and evaluation for hydrogen production through a photovoltaic system in Ouargla region, Algeria," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 4, pp. 2593–2606, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.188.
- [77] M. W. Shahzad, M. Burhan, L. Ang, and K. C. Ng, "Energy-water-environment nexus underpinning future desalination sustainability," *Desalination*, vol. 413, pp. 52–64, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.desal.2017.03.009.
- [78] N. Ghaffour, J. Bundschuh, H. Mahmoudi, and M. F. A. Goosen, "Renewable energy-driven desalination technologies: A comprehensive review on challenges and potential applications of integrated systems," *Desalination*, vol. 356, pp. 94–114, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.desal.2014.10.024.
- [79] A. Al-Karaghoul and L. L. Kazmerski, "Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 343–356, Aug. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.12.064.
- [80] O. H. Mohammed, "Optimal Hybridisation of a Renewable System to Fulfill Residential Electrical Load: In Mosul, Iraq," in *2018 3rd Scientific Conference of Electrical Engineering, SCEE 2018*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Apr. 2019, pp. 209–213. doi: 10.1109/SCEE.2018.8684206.
- [81] Ahmed DJAFOUR, Mohamed Salah AIDA et Boubekeur AZOUI, "Etude d'un système photovoltaïque de production d'énergie à base d'hydrogène vert," *Annales des Sciences et Technologie*. Volume 7 N°2, pp. 115–123, 2015.

- [82] R. Madjeda and D. Ahmed, “Enhancing Off-Grid Hybrid Renewable Energy System Designs for Power Generation in Desert Environments: Case Study of Adrar, Algeria,” *Physics of Semiconductor Devices & Renewable Energies Journal*, vol. 2, no. 01, 2025.
- [83] M. Ur Rashid, I. Ullah, M. Mehran, M. N. R. Baharom, and F. Khan, “Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System for Remote Areas Electrification Using Homer Pro,” *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 17, no. 2, pp. 981–997, Mar. 2022, doi: 10.1007/s42835-021-00984-2.
- [84] Heckert Solar, “Polykristallines PV-Modul NeMo® 54 P,” Available online at, <https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/17433>.
- [85] A. Z. Kouache, A. Djafour, K. M. S. Benzaoui, A. Gougui, M. B. Danoune, and M. Ramdani, “Field investigation of green hydrogen production via indirect coupling of PEM electrolyzer in southeast Algeria,” *Int. J. Hydrogen Energy*, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.10.025.
- [86] M. A. Ancona *et al.*, “From solar to hydrogen: Preliminary experimental investigation on a small-scale facility,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 33, pp. 20979–20993, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.06.141.
- [87] Heliocentris Academia. Available at, <https://www.heliocentrisacademia.com> ”.

## Résumé

Cette thèse porte sur la conception d'un système hybride basé sur l'hydrogène vert pour alimenter la station de dessalement d'eau d'Ifrit El Gara, située à Ouargla, en Algérie. Cette station consomme en moyenne environ 818.37 kWh par jour et produisant un volume moyen quotidien d'eau dessalée estimé à 7 875 mètres cubes par jour, en s'appuyant actuellement sur l'énergie électrique fournie par le réseau national et en utilisant la technologie de l'osmose inverse pour le processus de dessalement. L'étude vise à évaluer la faisabilité technique et économique du remplacement de l'énergie conventionnelle par des sources d'énergie renouvelable et de l'hydrogène vert, dans le cadre de la promotion de la durabilité énergétique dans les régions désertiques. Le travail comprend une analyse des performances des composants principaux du système, Optimiser les paramètres des composants du système via des algorithmes métaheuristiques, notamment l'algorithme SSA, ainsi que des expériences en laboratoire visant à augmenter la production d'hydrogène. En outre, une étude technico-économique réalisée à l'aide du logiciel HOMER Pro permet de déterminer la configuration optimale du système et d'évaluer sa viabilité économique.

**Mots-clés :** Système hybride - Hydrogène vert - Station de dessalement - Ouargla - Étude technico-économique - Énergie solaire photovoltaïque - HOMER Pro - Optimisation

## Abstract

This thesis focuses on the design of a hybrid system based on green hydrogen to power the Ifrit El Gara water desalination plant, located in Ouargla, Algeria. This station consumes approximately 818.37 kWh per day and produces an estimated average daily volume of desalinated water of 7875 cubic meters per day, currently relying on electrical energy supplied by the national grid and using reverse osmosis technology for the desalination process. The study aims to assess the technical and economic feasibility of replacing conventional energy with renewable energy sources and green hydrogen, as part of promoting energy sustainability in desert regions. The work includes an analysis of the performance of the main components of the system, optimizing the parameters of the system components via metaheuristic algorithms, including the SSA algorithm, as well as laboratory experiments aimed at increasing hydrogen production. In addition, a technical and economic study carried out using HOMER Pro software makes it possible to determine the optimal configuration of the system and to assess its economic viability.

**Keywords:** Hybrid system - Green hydrogen - Desalination plant - Ouargla - Techno-economic study - Photovoltaic solar energy - HOMER Pro – Optimization.

## المخلص

تركز هذه الأطروحة على تصميم نظام هجين قائم على الهيدروجين الأخضر لتشغيل محطة تحلية المياه افري القارة الواقعة في ورقلة بالجزائر. تستهلك هذه المحطة ما يقارب 818.37 كيلواط ساعي يوميًا، وتنتج ما يقدر بمتوسط حجم يومي من المياه المحلاة يبلغ 7875 متر مكعب يوميًا، وتعتمد حاليًا على الطاقة الكهربائية التي توفرها الشبكة الوطنية وتستخدم تقنية التناضح العكسي في عملية تحلية المياه. تهدف الدراسة إلى تقييم الجدوى الفنية والاقتصادية لاستبدال الطاقة التقليدية بمصادر الطاقة المتجددة والهيدروجين الأخضر، كجزء من تعزيز استدامة الطاقة في المناطق الصحراوية. يتضمن العمل تحليلًا لأداء المكونات الرئيسية للنظام، وتحسين معالمته من خلال خوارزميات ميتاهيورستية، بما في ذلك خوارزمية SSA، بالإضافة إلى تجارب تهدف إلى زيادة إنتاج الهيدروجين. بالإضافة إلى ذلك، تتيح الدراسة الفنية والاقتصادية التي أجريت باستخدام برنامج HOMER Pro تحديد التكوين الأمثل للنظام وتقييم جدواه الاقتصادية.

**الكلمات المفتاحية:** نظام هجين - الهيدروجين الأخضر - محطة تحلية المياه - ورقلة - دراسة تقنية اقتصادية - الطاقة الشمسية الكهروضوئية - هومر برو - التحسين.