

MEMOIRE DE MAGISTER DE L'ECOLE DOCTORALE

OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES

Présenté à :

L'Université Hassiba Ben Bouali de Chlef
Faculté des sciences et sciences de l'ingénieur
Département de Mécanique

Par :

GUERIDI Amína

Sur le thème :

**Dimensionnement d'un système hybride pour subvenir aux
besoins de l'université de Chlef**

Date de soutenance : jeudi le 20-01-2011 à 11h00

Devant le jury composé de :

M^r	OUAGUED. A	Professeur	UHBC	<i>Président</i>
M^r	KHELLAF. A	Directeur de Recherche	CDER	<i>Encadreur</i>
M^r	LOUKARFI. L	Professeur	UHBC	<i>Co-encadreur</i>
M^r	BELHAMEL. M	Directeur de Recherche	CDER	<i>Examineur</i>
M^{me}	BOUDRIES-KHELLAF. R	Maitre de Recherche B	CDER	<i>Examinatrice</i>

Remerciements

Je tiens à remercier :

§ Mes très chers parents ;

§ Monsieur A. KHELLAF, directeur de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER à Alger, pour son appui et ses précieux conseils ;

§ Monsieur A. OUAGUED, Professeur à l'université de Chlef, pour avoir accepté de présider le jury ;

§ Monsieur L. LOUKARFI, Professeur à l'université de Chlef, de son aide important;

§ Monsieur M. BELHAMEL, directeur de recherche au Centre de Développement des Énergies Renouvelables CDER à Alger, pour avoir accepté d'examiner le présent travail;

§ Madame R. BOUDRIES-KHELLAF, Maître de Recherche au Centre de Développement des Énergies Renouvelables CDER, pour avoir accepté de faire partie du jury et avoir examiné ce travail;

§ Tous ceux qui contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.



Introduction générale	1
Chapitre I : Ressources énergétiques renouvelables	5
I.1. Production de l'énergie électrique d'origine renouvelable	6
I.1.1. Production de l'énergie électrique d'origine hydraulique	6
I.1.2. Production de l'énergie électrique d'origine géothermique	6
I.1.3. Production de l'énergie électrique d'origine biomasse	6
I.1.4. Production de l'énergie électrique d'origine marine	7
I.1.5. Production de l'énergie électrique d'origine éolienne	7
I.1.6. Production de l'énergie électrique d'origine solaire	7
I.2. Stockage d'énergie	7
I.3. Rayonnement solaire	8
I.3.1. Énergie solaire hors atmosphère	8
I.3.1.1. Soleil	8
I.3.1.2. Énergie du soleil	8
a. Caractéristiques de l'énergie solaire	8
b. Constante solaire	9
c. Spectre solaire	9
I.3.2. Couple Terre-Soleil	9
I.3.2.1. Grandeurs astronomiques	10
a. Paramètres de position	10
b. Paramètres de temps	13
I.3.2.2. Atmosphère terrestre	14
a. Masse d'air	14
b. Influence de l'atmosphère	15
I.3.2.3. Composantes du rayonnement solaire	15
I.3.3. Irradiation solaire.....	17
I.3.3.1. Irradiation hors atmosphère	17
I.3.3.2. Paramètres affectant le rayonnement solaire	17
a. Effet cosinus	17
b. Influence de l'état du ciel sur le rayonnement solaire	18
I.3.3.3. Irradiation solaire au niveau du sol	18
a. Modèle linéaire	18
b. Modèles non-linéaires	19
I.3.3.4. Irradiation solaire sur le plan incliné	20
I.4. Vent	20
I.4.1. Origine du vent	20
I.4.2. Potentiel énergétique éolien	21



I.4.2.1. Caractéristique de la vitesse du vent	21
a. Distribution de la vitesse du vent	21
b. Définition des paramètres vent	22
c. Extrapolation verticale de la vitesse du vent	23
d. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull	24
I.4.2.2. Énergie éolienne	26
Conclusion	27
Chapitre II : Système Photovoltaïque-Éolien-Pile à combustible	28
II.1. Présentation générale du système	29
II.2. Principaux composants	30
II.2.1. Modules photovoltaïques	30
II.2.1.1. Principe de la conversion photovoltaïque	30
II.2.1.2. Types de modules photovoltaïques	31
II.2.1.3. Caractéristiques des modules photovoltaïques	33
II.2.1.3.1. Caractéristiques I-V du module photovoltaïque	33
II.2.1.3.2. Puissance maximale	34
II.2.1.3.3. Tension de circuit ouvert et courant de court-circuit	35
II.2.1.3.4. Facteur de forme	35
II.2.1.3.5. Rendement	36
II.2.1.3.6. Effet de la température et de l'éclairement	36
II.2.2. Aérogénératurs	38
II.2.2.1. Principe de fonctionnement d'un aérogénératurs	38
II.2.2.2. Caractéristiques d'un aérogénératurs	39
II.2.2.3. Types des aérogénératurs	40
II.2.2.3.1. Selon l'axe de rotation	40
II.2.2.3.2. Selon le type de la génératrice	42
II.2.2.4. Taille des aérogénératurs	43
II.2.2.5. Puissance d'un aérogénératurs	44
II.2.3. Électrolyseurs	46
II.2.3.1. Description	46
II.2.3.2. Principe de fonctionnement des électrolyseurs	46
II.2.3.3. Caractéristiques des électrolyseurs	47
II.2.3.3.1. Tension d'une cellule	47
II.2.3.3.2. Caractéristique I-V des électrolyseurs	47
II.2.3.3.3. Rendement d'un électrolyseur	48
II.2.3.4. Types des électrolyseurs	49



II.2.4. Stockage de l'hydrogène	50
II.2.5. Piles à combustible	50
II.2.5.1. Description	51
II.2.5.2. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible	51
II.2.5.3. Types de piles à combustible	52
II.2.5.4. Caractéristiques des piles à combustible	53
II.2.5.4.1. Caractéristiques I-V d'une pile à combustible	53
II.2.5.4.2. Pertes d'énergie d'une pile à combustible	53
II.2.5.4.3. Rendement d'une pile à combustible	54
Conclusion	54
Chapitre III : Design et dimensionnement du système PV-Éolien-Pile à combustible	55
III.1. Description du système PV-W-FC	56
III.2. Utilisation du logiciel HOMER	57
III.3. Création du système hybride	59
III.4. Caractéristiques de la région de Chlef	60
III.4.1. Données géographique	60
III.4.2. Données météorologiques	60
III.4.2.1. Variation mensuelle de l'irradiation	60
III.4.2.2. Données de la température	61
III.4.2.3. Données du vent	63
III.5. Profils de charge de l'université de Chlef	64
III.6. Caractéristiques techniques des composants utilisés	66
III.6.1. Surface du panneau photovoltaïque	66
III.6.1.1. Choix de l'inclinaison	66
III.6.1.2. Choix de l'orientation	67
III.6.1.3. Effet de la température	67
III.6.2. Aérogénérateurs	67
III.6.3. Électrolyseurs	68
III.6.4. Convertisseurs	69
III.6.5. Réservoirs d'hydrogène	70
III.6.6. Piles à combustible	70
III.7. Paramètres économiques	71
III.8. Optimisation du système	72
Conclusion	72



Chapitre IV : Résultats de la simulation	73
IV.1. Configuration du système	74
IV.2. Différents scénarios	74
IV.2.1. Scénario N°1 : PV-FC	74
IV.2.1.a. Composition du système	76
IV.2.1.b. Bilan énergétique	77
IV.2.1.c. Étude économique	81
IV.2.2. Scénario N°2 : W-FC	82
IV.2.2.a. Composition du système	82
IV.2.2.b. Bilan énergétique	83
IV.2.2.c. Étude économique	88
IV.2.3. Scénario N°3 : PV-W-FC	88
IV.2.3.a. Composition du système	90
IV.2.3.b. Bilan énergétique	90
IV.2.3.c. Étude économique	95
IV.3. Comparaison entre les scénarios	96
IV.4. Émissions des gaz à effet de serre	97
IV.5. Étude comparatives des coûts	98
Conclusion	100
Conclusion générale	101
Références	104

Liste des symboles



A	Angle d'azimut du plan	$^{\circ}$
A'	Surface de la surface balayée par les pâles	m^2
a	Angle d'azimut solaire	$^{\circ}$
a', b'	Paramètres de régression	-
C	Facteur d'échelle de Weibull	m/s
$\langle E \rangle$	Densité d'énergie moyenne récupérable sur une année	MWh/ m^2
E_0	Facteur excentrique de correction de l'orbite de la terre	-
E_{rev}	Tension réversible	V
e	Charge de l'électron	C
F	Constante de Faraday	C/mol
FF	Facteur de forme	-
F_{gaz}	Flux de gaz	$mol.s^{-1}$
$f(V)$	Fréquences des vitesses moyennes tri-horaires	-
h	Hauteur solaire	$^{\circ}$
H	Irradiation terrestre	Wh/ m^2
H_b	Irradiation directe	Wh/ m^2
H_d	Irradiation diffuse	Wh/ m^2
H_j	Irradiation reçue au sol	Wh/ m^2
H_0	Irradiation extraterrestre	Wh/ m^2
H_{0j}	Irradiation extraterrestre journalière	Wh/ m^2
H_T	Irradiation totale	Wh/ m^2
$H_{T, NOTC}$	Irradiation solaire avec NOTC définie	Wh/ m^2
H_R	Irradiation réfléchie	Wh/ m^2
I	Constante solaire	W/ m^2
I'	Intensité du courant électrique de cellules	A
I_a	Intensité du courant électrique de l'électrolyseur	A
I_{cc}^M	Courant de court-circuit du module PV	A
I_{ho}	Éclairement solaire hors atmosphère	W/ m^2
I_m	Courant maximal de la cellule élémentaire	A
I_o	Constante solaire moyenne	W/ m^2
I_s	Courant de saturation foncé d'une cellule photovoltaïque	A
I_{ph}	Courant de la source de courant du modèle d'une cellule PV	A
I_{pv}^M	Courant de sortie du module PV	A



j	Nombre du jour	-
k	Facteur de forme de Weibull	-
k_b	Constante de Boltzmann	J/K
K_T	Index de clarté	-
L	Longitude	°
m	Nombre cellules en parallèle	-
n	Nombre cellules en série	-
n'	Nombre d'électrons échangés lors de la réaction	-
n_c	Nombre de cellules d'électrolyseur	-
NOTC	Température de la cellule PV dans son fonctionnement normale	°C
OA	Épaisseur traversée à la verticale du lieu	m
OM	Épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct	m
$\langle P \rangle$	Puissance énergétique éolienne moyenne disponible	W
$\langle P_e \rangle$	Densité de puissance éolienne réellement utilisable	W/m ²
P_c	puissance crête de la cellule PV	W
P_m	Puissance maximale du module PV	W
$\langle P_{Max} \rangle$	Puissance récupérable par la roue	W
P_n	Puissance nominale	W
$\langle P_r \rangle$	Densité de Puissance récupérable par la roue	W/m ²
$P_{théorique}$	Puissance calculée à la vitesse nominale	W
R_{pv}^M	Résistance équivalente du module PV	Ω
P_u	Puissance utile	W
$\langle P_u \rangle$	Densité de Puissance éolienne utile	W/m ²
R_o	Résistance électronique et ionique de l'ensemble électrodes-membranes-électrolyte	Ω
S	Surface de la cellule solaire	m ²
SS	Durée d'insolation réelle	h
SS ₀	Durée d'insolation maximale	h
T_a	Température ambiante	°C
$T_{a,NOTC}$	Température ambiante avec NOTC définie	°C
T_c	Température d'une cellule photovoltaïque	°C
TSV	Temps solaire vrai	h
U	Tension pratique d'une cellule d'électrolyseur	V
U_a	Humidité absolue	g/m ³
U_c	Surtension cathodique	V
U_L	Coefficient de transfert thermique de la couverture du panneau PV	kW/m ² °C



U_n	Surtension anodique	V
U_r	Humidité relative	%
U_{ih}	Potentiel thermoneutre	V
V	Vitesse du vent	m/s
$\langle V \rangle$	Vitesse moyenne du vent	m/s
$\langle V^3 \rangle$	Vitesse cubique moyenne du vent	m^3/s^3
V_{CO}^M	Tension en circuit ouvert du module PV	V
V_D	vitesse de démarrage de l'aérogénérateur	m/s
V_m	Tension maximale de la cellule élémentaire	V
V_M	Vitesse maximale du vent	m/s
V_n	Vitesse du vent nominale	m/s
V_{OC}^C	Tension en circuit ouvert de la cellule PV	V
V_{PV}^M	Tension de sortie du module PV	V
V_T^C	Tension thermique d'une cellule PV	V
V_u	Vitesse du vent utile	m/s
z_o	Rugosité du sol	m
α	Coefficient d'absorption du panneau PV	%
β	Inclinaison de la surface	°
δ	Déclinaison	°
φ	Latitude	°
λ	Longueur d'onde	m
η	Rendement d'une cellule PV	%
η'	Rendement global d'un système	%
η_e	Rendement énergétique de la pile à combustible	%
η_{ee}	Rendement énergétique des cellules de l'électrolyseur	%
η_{eic}	Rendement de puissance des cellules de l'électrolyseur	%
η_F	Rendement faradique des cellules de l'électrolyseur	%
$\eta_{F'}$	Rendement faradique de la pile à combustible	%
η_{FC}	Rendement de la pile à combustible	%
η_{mp}	Rendement de la cellule PV au point de fonctionnement maximum	%
θ	Angle d'incidence	°
θ_z	Angle de zénith	°
ρ	Masse volumique de l'air	kg/m^3
ρ_g	Albédo	%
τ	Coefficient de transmission de la couverture du panneau PV	%

Liste des symboles



ω	<i>Angle horaire</i>	°
ω_0	<i>Angle horaire du coucher du soleil</i>	°

Introduction Générale



Aujourd'hui, l'électricité est la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Sa production est assez facile et il existe de nombreuses solutions plus ou moins performantes mais dont les coûts peuvent être parfois élevés.

L'électricité est un vecteur énergétique produit à partir de diverses sources énergétiques. L'électricité générée à partir des combustibles fossiles a pris la part la plus importante. La raréfaction progressive des hydrocarbures ainsi que l'impact climatique de leur utilisation exigent des solutions alternatives pour répondre à la demande d'énergie pourtant si nécessaire au développement économique. L'utilisation de l'énergie d'origine renouvelable est la solution la plus prometteuse pour résoudre ce problème.

La production mondiale d'électricité renouvelable a atteint 3762.6 TWh en 2008, soit 18.7% de la production totale [1]. Cette part reste supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13.5% en 2008) mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles 67.6%. Les 0.2% restants sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelable [1].

L'une des sources d'énergies renouvelables les plus prometteuses vient de la conversion des radiations solaires en énergie électrique à l'aide de systèmes photovoltaïques. L'utilisation de la technologie photovoltaïque possède de multiples avantages pour l'environnement bien que, dans certains cas, les coûts ne soient pas encore compétitifs par rapport aux systèmes d'alimentation électrique classiques. Toutefois, aujourd'hui, cette technologie se développe comme une solution durable créant un marché à croissance rapide et de nouvelles opportunités d'emploi.

En outre, parmi les sources potentielles d'énergies renouvelables, l'éolien représente une part importante. L'énergie éolienne, si elle ne peut pas compenser ou remplacer les sources traditionnelles d'énergies fossiles, constitue néanmoins une voie intéressante de réduction des émissions de CO₂. Le développement de l'énergie éolienne s'est très nettement accéléré depuis une douzaine d'années [2]. Par voie de conséquence, le coût du kilowattheure éolien a progressivement baissé et la fiabilité des machines s'est améliorée. Les développements réalisés depuis une dizaine d'années portent principalement sur l'accroissement des échelles et des productions unitaires des éoliennes à axe horizontal. Les plus grandes machines atteignent actuellement des puissances unitaires de production de 5MW [2].

L'utilisation de plusieurs sources d'énergie dans un système d'énergie hybride doit avoir une incidence profitable sur la production d'énergie, en termes de coût et de disponibilité, étant entendu que le bilan écologique est supposé a priori favorable.



Les sources des énergies renouvelables, comme le solaire photovoltaïque et l'éolienne, ne délivrent pas une puissance constante. Le stockage est un facteur clef dans un système d'énergie hybride. Il fournit non seulement une solution technique au gestionnaire du réseau pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation mais il permet également d'utiliser au mieux les ressources renouvelables en évitant un délestage en cas de surconsommation. Associé à une production locale d'origine renouvelable, un stockage décentralisé présenterait également l'avantage d'améliorer la robustesse du réseau électrique. Il permet également de résoudre d'une façon économique l'approvisionnement en énergie des zones isolées.

L'électricité peut en effet être stockée directement dans des supercondensateurs et dans des supraconducteurs, ou indirectement par sa transformation en d'autres formes énergétiques. La forme énergétique de stockage peut être mécanique en comprimant l'air ou en pompant l'eau à des niveaux supérieurs, ou chimique dans des batteries ou par la production de l'hydrogène.

L'utilisation de l'hydrogène comme un moyen de stockage des énergies renouvelables a connu, ces dernières années, une augmentation très importante. L'intérêt de l'hydrogène résulte de son abondance sur terre, de sa forte capacité énergétique massique et de son caractère non polluant, sous réserve de le produire à partir de filières technologiques elles-mêmes propres. Il peut être utilisé directement (combustion classique) ou indirectement par la combustion catalytique, par la génération de vapeur, par les hydrides ou par l'utilisation de la pile à combustible qui convertit l'hydrogène en électricité.

L'utilisation des énergies renouvelables avec l'hydrogène, comme un moyen de stockage, nous a orienté vers une autonomie de production d'énergie électrique.

Il existe plusieurs types de systèmes hybrides de production électrique autonomes comme le Photovoltaïque-Pile à combustible (PV-FC), Éolienne-Pile à combustible (W-FC) ou le Photovoltaïque-Éolienne-Pile à combustible (PV-W-FC).

Pendant les heures de disponibilités de l'énergie solaire et/ou éolienne, le système hybride produit l'énergie qui alimente la charge. L'excès d'énergie est utilisé par les électrolyseurs pour produire de l'hydrogène pendant les périodes de non disponibilité suffisante des énergies solaire et éolienne. L'hydrogène converti en électricité par les piles à combustible alimente en énergie la charge.

L'implantation de ces systèmes nécessite une estimation brève de l'intensité du rayonnement solaire et la vitesse du vent, ainsi que la connaissance de la consommation électrique journalière afin de déterminer la taille optimale de chaque composant du système.



Plusieurs logiciels sont utilisés pour la simulation et le dimensionnement des systèmes hybrides [3]. A titre d'exemple il y a HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL. Tous ces logiciels ont pour finalité d'optimiser les systèmes hybrides. Toutefois les stratégies d'optimisation diffèrent d'un logiciel à un autre.

En utilisant le logiciel de dimensionnement HOMER, l'objet de ce mémoire porte sur le dimensionnement d'un système énergétique autonome PV-W-FC capable de subvenir aux besoins électriques de l'université de Chlef.

Ce présent mémoire est constitué de quatre chapitres :

- ↪ Le *premier chapitre* s'attache à présenter les différentes ressources énergétiques renouvelables existantes. On présente l'évaluation de l'irradiation solaire et le potentiel éolien en indiquant l'influence des paramètres astronomiques et météorologiques.
- ↪ Le *deuxième chapitre* est consacré à la présentation des principes de fonctionnement, les caractéristiques ainsi que les différents types de chaque composant du système à dimensionner tel que les panneaux photovoltaïques, les aérogénérateurs, les électrolyseurs et les piles à combustible.
- ↪ Le *troisième chapitre* présente le design et les modèles utilisées dans le dimensionnement de notre système. A cette fin les potentiels solaires et éoliens sont évalués en tenant compte des paramètres astronomiques et météorologiques.
- ↪ Le *quatrième chapitre* est consacré à présenter les résultats de la simulation par HOMER et la comparaison entre les différents scénarios des résultats.

Chapitre I

Ressources Energétiques Renouvelables



Le soleil, le vent, les chutes d'eau, la géothermie et la biomasse sont autant de ressources naturelles utilisables pour générer de l'énergie électrique, grâce à différentes technologies qu'on va les citer dans ce premier chapitre.

Les sources d'énergie disponibles dans notre environnement proche et permettent de produire de l'électricité sont : le soleil et le vent. Une étude détaillée du rayonnement solaire et du vent est représentée dans une deuxième partie de ce chapitre.

I.1. Production de l'énergie électrique d'origine renouvelable

I.1.1. Production de l'énergie électrique d'origine hydraulique

Le principe de l'hydroélectricité est d'utiliser la force de l'eau créée grâce à une hauteur de chute pour qu'elle entraîne une turbine reliée à un générateur d'électricité. Certains barrages hydroélectriques sont équipés d'une centrale de pompage-turbinage. Celle-ci dispose obligatoirement d'un bassin supérieur et d'un bassin inférieur. Pendant les heures de faible demande, on profite des excédents d'électricité disponibles pour pomper l'eau depuis le bassin inférieur et la remonter derrière le barrage [4].

I.1.2. Production de l'énergie électrique d'origine géothermique

La production d'électricité géothermique consiste à convertir la chaleur des nappes aquifères haute température (de 150 à 350°C) à l'aide de turboalternateurs. Si la température de la nappe est comprise entre 100 et 150°C, il est également possible de produire de l'électricité en utilisant la technologie du cycle binaire. Une troisième technologie est actuellement en cours de développement. Elle consiste à utiliser la fracturation naturelle des roches profondes dont la température avoisine 200°C à 5000 m de profondeur [4].

I.1.3. Production de l'énergie électrique d'origine biomasse

On peut produire de l'électricité avec de la biomasse et la meilleure façon de le faire est d'utiliser un dispositif de cogénération qui permette également d'exploiter la chaleur produite [5].

Des recherches sont menées actuellement sur la gazéification et la pyrolyse de la biomasse. Elles ont pour objectif d'aboutir à des centrales de forte puissance et à haut rendement pour produire de l'énergie électrique [5].



1.1.4. Production de l'énergie électrique d'origine marine [5]

Le soleil chauffe inégalement les différentes couches atmosphériques ce qui entraîne des vents eux mêmes responsables par frottement des mouvements qui animent la surface de la mer. Les vagues créées par le vent à la surface des mers et des océans transportent de l'énergie. Lorsqu'elles arrivent sur un obstacle elles cèdent une partie de cette énergie qui peut être transformée en énergie électrique.

Une autre façon de la récupérer de l'énergie de la mer est la production grâce à la marée qui est due à l'action de la lune sur les eaux.

L'énergie en provenance du mouvement des eaux de la mer est une énergie très difficilement récupérable bien qu'elle représente un potentiel immense.

1.1.5. Production de l'énergie électrique d'origine éolienne

Les systèmes de conversion de l'énergie éolienne transforment l'énergie cinétique du vent en électricité ou en d'autres formes d'énergie.

Une éolienne (ou aérogénérateur) utilise la force du vent pour actionner les pales d'un rotor. L'énergie mécanique produite par la rotation des pâles est transformée en énergie électrique grâce à une génératrice.

1.1.6. Production de l'énergie électrique d'origine solaire

La production d'électricité solaire repose sur deux technologies bien distinctes. La technologie des modules photovoltaïques utilise une des propriétés des semiconducteurs qui, au contact de la lumière, génèrent un courant électrique. La seconde technologie est celle des centrales héliothermodynamiques. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire à l'aide de miroir sur un point focal afin d'obtenir des températures très élevées (de 400 à 1000°C) qui permettent la production de vapeur d'eau et donc d'électricité. Ces centrales sont la plupart du temps hybrides [4].

1.2. Stockage d'énergie

Stocker des énergies renouvelables est un véritable défi techno-économique car ces énergies sont, par nature, diffuses, intermittentes et difficilement prévisibles. Le tableau (1.1) regroupe les principales techniques de stockage d'énergie.



Tableau I.1: Différents types de stockage d'énergie [6].

Stockage d'électricité	Mode de stockage	Technologies	Rendement %	Densité énergétique	Capacité de stockage	
Indirect	Électrochimique	Hydrogène liquide	50	2,33 kWh/l	100 MWh	
		Hydrogène comprimé	60	300 à 600 Wh/kg	à 1000 GWh	
		Électrolyse/H ₂ /FC	30 à 50	-		
		Batterie à circulation	70	33kWh/m ³	10 à 1000 MWh	
		Batterie	70 à 90	33kWh/t à 100kWh/t	0,1 à 100MWh	
	mécanique	Pompage d'eau 360m de hauteur	80	1 kWh/m ³	1 à 100GWh	
		Compression d'air	caverne	60	12kWh/m ³	0,1 à 10GWh
			bouteille	80	8 Wh/kg	1 kWh à 100kWh
		Volant d'inertie	80 à 90	1 à 5Wh/kg	1 kWh à 100kWh	
		Vapeur d'eau	60	200kWh/m ³	1 à 100GWh	
thermique	supraconducteur	90 à 95	10 à 60 Wh/kg	1 kWh à 100 kWh		
direct	électrique	supercondensateur	90 à 95	1 à 5 Wh/kg	1 kWh à 10 kWh	

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue. Il est parfois aussi utilisé avec les systèmes d'énergie hybrides connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [7]. Le marché mondial du stockage énergétique est d'ailleurs estimé à 60 milliards de dollars [8].

I.3. Rayonnement solaire

I.3.1. Énergie solaire hors atmosphère

I.3.1.1. Soleil

Le Soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1 391 000 km. Il est situé à une distance moyenne de 149 598 000 km de la Terre. Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10⁷K [9].

I.3.1.2. Énergie du soleil

a. Caractéristiques de l'énergie solaire

- ↳ *Énergie universelle:* l'énergie solaire est disponible partout sur la Terre.
- ↳ *Ressource intermittente:* le soleil n'est disponible que le jour.
- ↳ *Énergie abondante:* notre planète reçoit 15 000 fois l'énergie que l'humanité consomme et 5% de la surface des déserts permettrait de produire toute l'électricité de la planète [5].



↳ Ressource variable: la latitude et la nébulosité expliquent les variations importantes de l'énergie journalière moyenne reçue par mètre carré selon les saisons.

b. Constante solaire

La constante solaire est la valeur moyenne de la puissance solaire reçue par une surface plane d'un mètre carré perpendiculaire au rayonnement solaire et située à la limite de l'atmosphère terrestre. Cette valeur a été évaluée avec précision par la NASA [9] et vaut 1367W/m^2 .

Cette constante varie légèrement au cours du temps :

$$I = I_0[1 + 0.033\cos(0.984j)] \quad \text{I.1}$$

Où

I_0 est la constante solaire qui vaut 1367 W/m^2 ;

j est le numéro du jour de l'année ;

avec $j=1$ pour le 1^{er} Janvier et $j= 365$ pour le 31 Décembre.

c. Spectre solaire

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800 K [10]. Sa distribution en énergie est représentée par la figure (I.1) :

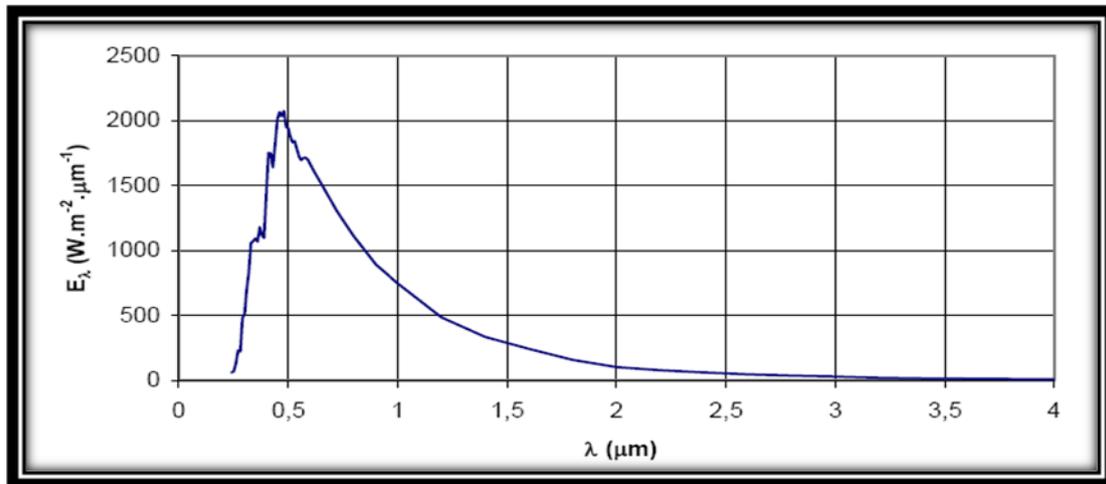


Figure I.1: Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [11].

I.3.2. Couple Terre-Soleil

La Terre décrit autour du Soleil une orbite elliptique quasi-circulaire avec une période de 365.25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique. Elle tourne sur elle même



avec une période de 24 heures. Son axe de rotation (l'axe des pôles) a une orientation fixe dans l'espace, il fait un angle de $23,45^\circ$ avec la normale du plan de l'écliptique.

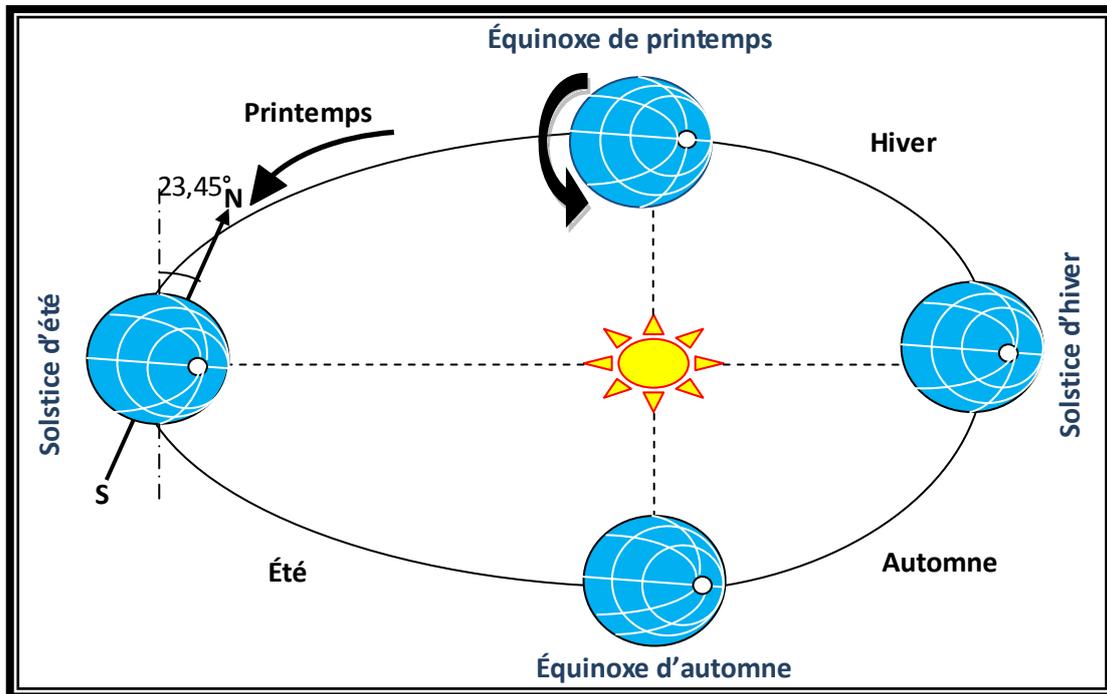


Figure I.2: Plan de l'écliptique: l'orbite terrestre et les saisons.

1.3.2.1. Grandeurs astronomiques

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestre, à savoir : sa latitude φ (positive dans l'hémisphère nord, négative dans l'hémisphère sud) et sa longitude L (définie par rapport au méridien de Greenwich : positive à l'ouest, négative à l'est).

Pour un observateur situé sur la surface de la Terre, le Soleil décrit une trajectoire relative qui dépend de la latitude et la longitude du lieu où il se trouve.

La position du Soleil est définie par plusieurs grandeurs:

a. Paramètres de position

↳ Angle de zénith

L'angle de zénith θ_z est l'angle compris entre l'axe de zénith et le vecteur d'incidence du rayonnement solaire direct sur une surface horizontale (figure I.3). Elle dépend de δ , φ et ω qu'on va définir par la suite. Il est calculé par [12] :

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega$$

I.2

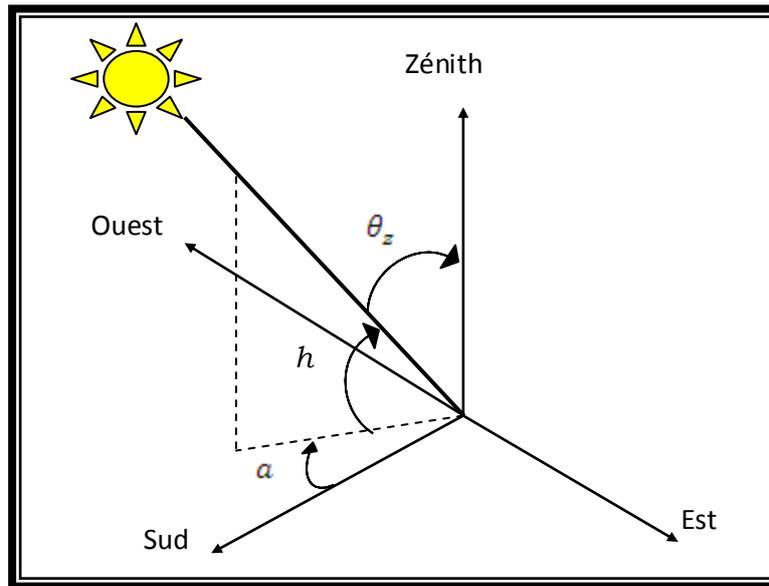


Figure I.3: Définition de la position du Soleil.

↪ Azimut

L'*azimut*, c'est l'angle a compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le Soleil. L'origine des azimuts correspond à la direction du Sud dans l'hémisphère nord. L'angle d'azimut est compté positivement vers l'ouest. L'azimut est relié à l'angle horaire ω , à la hauteur h et à la déclinaison δ par la relation :

$$\sin a = \frac{\cos \delta \cos \omega}{\cos h} \quad \text{I.3}$$

↪ Hauteur solaire

La *hauteur solaire* est l'angle h formé par le plan horizontal au lieu d'observation et par la direction du Soleil. Il est donné par la relation [12]:

$$\sin h = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad \text{I.4}$$

↪ Angle d'incidence

L'angle d'incidence est l'angle entre un rayon arrivant directement du Soleil et la normale du plan quelconque qui fait un angle β avec l'horizontale. On peut calculer l'angle d'incidence du rayonnement solaire direct par la formule suivante [12] :

$$\cos \theta = \sin \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(a - A) \quad \text{I.5}$$



où

β est l'inclinaison du plan, $(-90^\circ \leq \beta \leq +90^\circ)$,

A est l'angle d'azimut du plan,

a est l'angle d'azimut solaire.

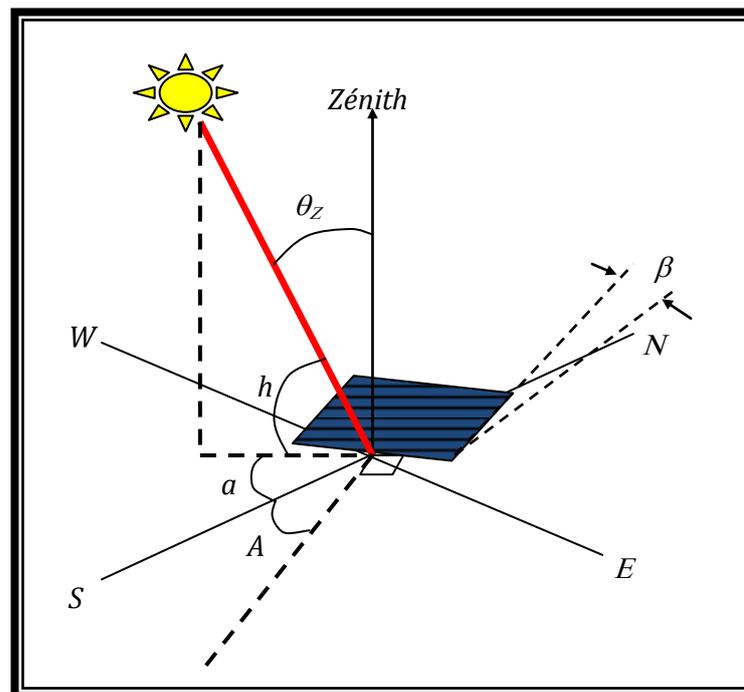


Figure I.4: Angle de zénith, inclinaison, angle d'azimut solaire et angle d'azimut d'un plan incliné.

↳ Déclinaison

L'angle que fait le plan de l'équateur terrestre avec la direction Terre-Soleil est appelé la *déclinaison* δ . Cet angle varie tout au long de l'année de façon symétrique entre $-23^\circ 26'$ et $+23^\circ 26'$.

La valeur de la déclinaison peut être obtenue avec une bonne précision par la formule suivante (relation de Cooper) [12]:

$$\delta = 23.45 \sin \left(\frac{360}{365} (j - 81) \right) \quad 1.6$$

↳ Angle horaire



L'angle horaire ω est l'angle que fait le plan contenant le cercle horaire du Soleil avec le plan contenant le méridien céleste. Il est mesuré sur l'équateur, positivement à l'ouest, négativement à l'est.

b. Paramètres de temps

↳ **Durée d'insolation**

➤ **Durée d'insolation maximale**

C'est la durée astronomique du jour. Elle s'obtient à partir des valeurs du lever (du coucher) du soleil en utilisant la relation suivante [13]:

$$SS_0 = \frac{2}{15} \omega_0 \quad \text{I.7}$$

Où ω_0 est le temps du coucher du Soleil. ω_0 est déterminée à partir de la relation suivante [13]:

$$\cos \omega_0 = -\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta \quad \text{I.8}$$

➤ **Durée d'insolation réelle**

C'est la durée réelle du jour.

On peut définir le facteur d'éclairement par le rapport entre la durée d'insolation réelle SS et la durée d'insolation maximale SS_0 :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad \text{I.9}$$

↳ **Temps solaire vrai**

Le temps solaire vrai est le temps donné par les cadrans solaires.

Il existe une relation simple entre l'heure solaire vraie (TSV) et l'angle horaire ω [13]:

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad \text{I.10}$$

↳ **Temps solaire moyen**

On introduit la notion de temps solaire moyen TSM qui varie de $\mp 16 \text{ min}$ par rapport au TSV .

on a :

$$TSM = TSV - ET \quad \text{I.11}$$



où : ET est appelé l'équation du temps.

↳ **Équation du temps**

L'équation du temps peut être calculée par la formule suivante [13]:

$$ET = 0.0002 + 0.4197 \cos \alpha - 7.3509 \sin \alpha - 3.2265 \cos 2\alpha - 9.3912 \sin 2\alpha - 0.0903 \cos 3\alpha - 0.3361 \sin 3\alpha$$

I.12

Avec $\alpha = 360 \frac{j}{366}$

I.3.2.2. Atmosphère terrestre

L'atmosphère contient une majorité d'azote et d'oxygène, mais aussi de l'argon, du CO_2 , de la vapeur d'eau, et la fameuse couche d'ozone de la stratosphère, dont le rôle de filtrage des UV les plus durs est si important. Les poussières et les nuages ont aussi leur importance dans la diffusion du rayonnement solaire [9].

a. Masse d'air

Considérons un plan horizontal, à la limite de l'atmosphère terrestre, situé à une latitude φ .

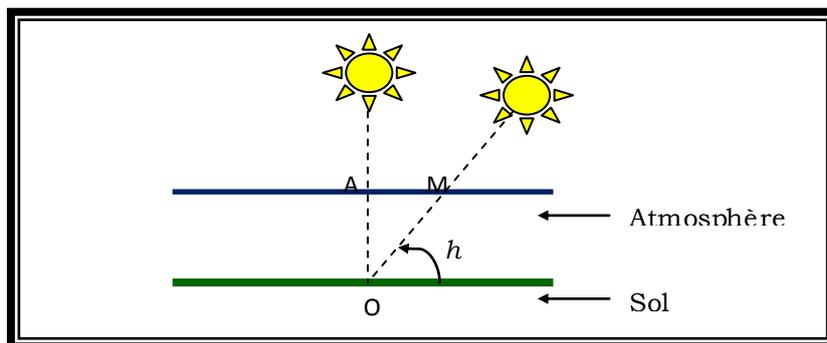


Figure I.4: Définition de la masse d'air.

On appelle masse d'air, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu.



$$\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h} \quad \text{I.13}$$

où h est la hauteur angulaire.

Notons I_{ho} l'éclairement solaire hors atmosphère. On a :

$$I_{ho} = I \sin h \quad \text{I.14}$$

b. Influence de l'atmosphère

Deux phénomènes atténuent le rayonnement solaire traversant l'atmosphère terrestre : l'absorption et la diffusion.

La figure (I.5) montre l'atténuation observée après le passage à travers l'atmosphère.

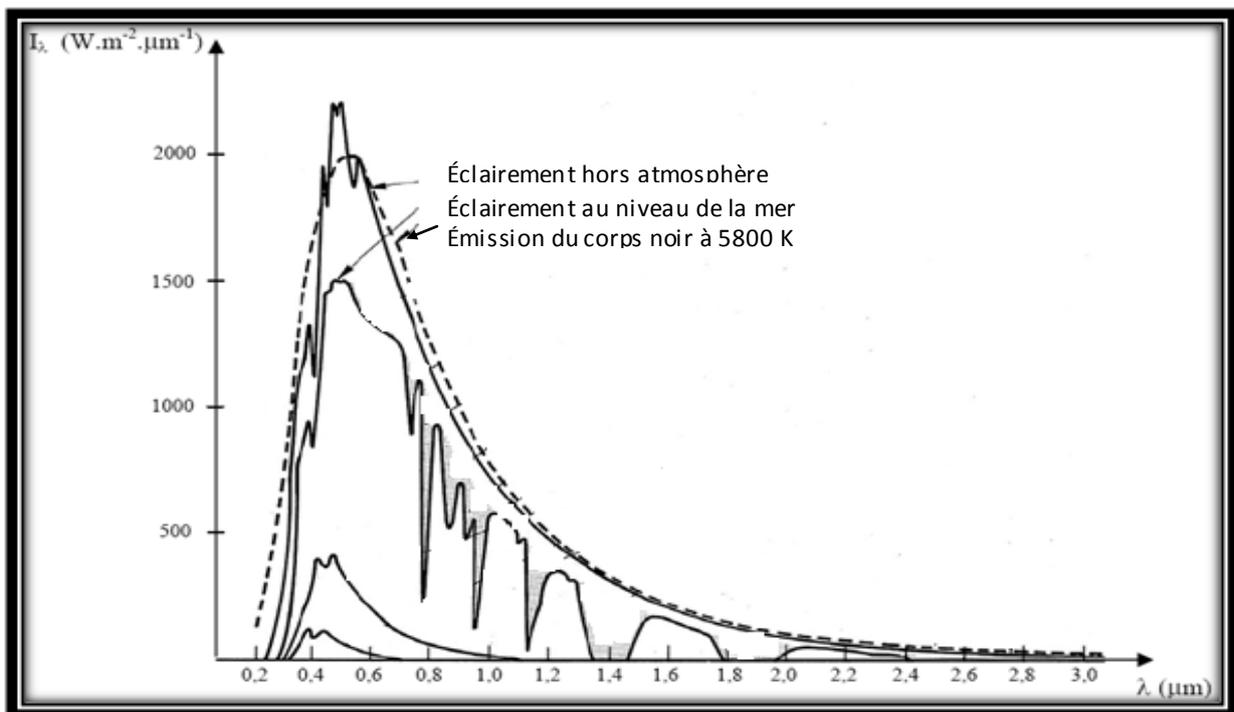


Figure I.5: Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [11].

I.3.2.3. Composantes du rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

➤ Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs [12].



- Le rayonnement diffus par la voûte céleste est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques [9].
- Le rayonnement réfléchi est dépend de l'environnement du site. Le rapport entre le rayonnement réfléchi et le rayonnement incident est dit l'albédo. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Tableau I.2: Coefficients d'albédo usuels [10].

Type de surface	Albédo
Milieu urbain	0.14-0.20
Herbe	0.15-0.25
Herbe fraîche	0.26
Neige fraîche	0.82
Neige mouillée	0.55-0.75
Asphalte sec	0.09-0.15
Asphalte mouillé	0.18
Béton	0.25-0.35
Tuiles rouges	0.33
Aluminium	0.85
Cuivre	0.74
Acier galvanisé neuf	0.35
Galvanisé très sale	0.08

Rayonnement global est tout simplement la somme de ces trois rayonnements [9].

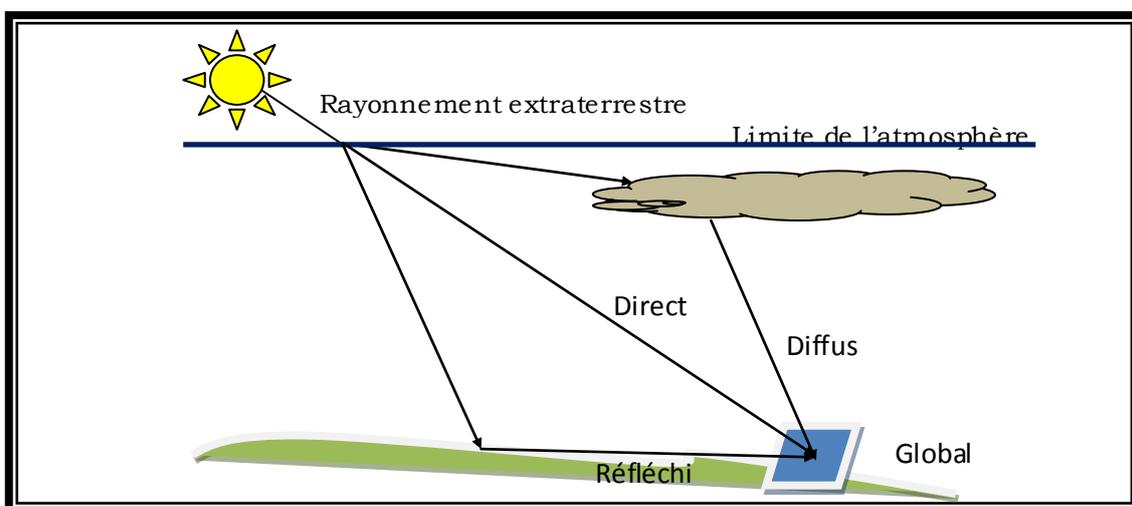




Figure I.6: Composantes du rayonnement solaire au sol.

I.3.3. Irradiation solaire

I.3.3.1. Irradiation hors atmosphère

En déterminant l'irradiation solaire hors atmosphère, on élimine le problème climatologique qui tient compte du lieu d'étude, de la saison et de la nébulosité du ciel [13].

Notons H_{0j} l'irradiation extraterrestre journalière. On a :

$$H_{0j} = \int_{\text{journées}} I_{h_0} dt \quad \text{I.15}$$

L'intégration donne alors :

$$H_{0j} = \frac{24 \times 3600}{\pi} I \times E_0 \left[\cos \varphi \cos \delta \sin \omega + \frac{\pi}{180} \omega \sin \varphi \sin \delta \right] \quad \text{I.16}$$

Où E_0 est le facteur excentrique de correction de l'orbite de la Terre.

L'expression suivante peut être utilisée pour le calcul de E_0 avec précision [13]:

$$E_0 = 1 + 0.033 \left[\cos \left(\frac{360 \times j}{365} \right) \right] \quad \text{I.17}$$

I.3.3.2. Paramètres affectant le rayonnement solaire

a. Effet cosinus [9]

On appelle rayonnement direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du Soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle l'effet cosinus.

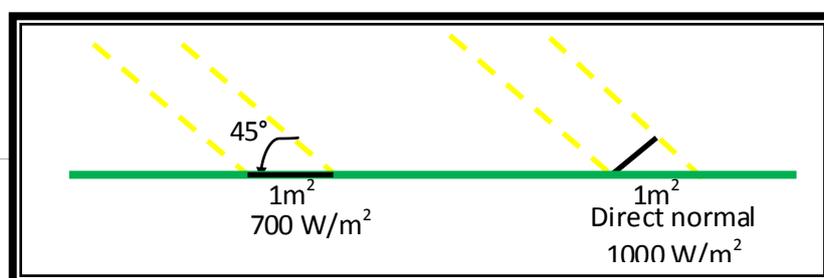




Figure I.7: Effet cosinus.

b. Influence de l'état du ciel sur le rayonnement solaire

Trois conditions de base du ciel peuvent être identifiées :

- ✓ Ciel clair sans nuages ;
- ✓ Ciel partiellement nuageux ;
- ✓ Ciel nuageux.

Selon l'état du ciel on définit l'index de clarté K_T , qui est équivalent au rapport entre le rayonnement reçu au sol, et le rayonnement hors atmosphère.

Les valeurs journalières de l'index de clarté, peuvent être calculés par :

$$K_T = \frac{H_j}{H_{0j}} \quad \text{I.18}$$

où H_j est la valeur journalière de l'irradiation solaire mesurée au niveau du sol.

Tableau I.3: Index de clarté pour des différents états du ciel [14].

<i>Index de clarté</i>	<i>État du ciel</i>
$0.7 \leq K_T < 0.9$	Ciel clair
$0.3 \leq K_T < 0.7$	Ciel partiellement nuageux
$0 \leq K_T < 0.3$	Ciel nuageux

I.3.3.3. Irradiation solaire au niveau du sol

Plusieurs formules empiriques ont été utilisées pour l'estimation de l'irradiation solaire à partir de la durée d'insolation pour des régions différentes.

a. Modèle linéaire (modèle d'Angstrom)

Angström a donné le premier modèle pour estimer l'irradiation solaire à partir des données de la durée d'insolation. Ce modèle exprime le rapport entre l'irradiation terrestre H , et



l'irradiation extraterrestre H_0 en fonction du rapport entre les durées d'insolation moyenne SS et maximale SS_0 :

$$\frac{H_j}{H_{0j}} = a' \frac{SS}{SS_0} + b' \quad \text{I. 19}$$

Les coefficients a' et b' varient d'une région à une autre en fonction du climat.

Mefti et al ont proposé différentes valeurs de a' et b' pour les différentes régions de l'Algérie [15].

Tableau I.4: Paramètres de régression a' et b' du modèle d'Angström en fonction de la latitude [15].

Latitude	a'	b'
$33^\circ < \varphi < 37^\circ$	0.50	0.23
$22^\circ < \varphi < 33^\circ$	0.45	0.38

b. Modèles non-linéaires

La plupart des modèles non-linéaires, cités dans la littérature, sont basés sur le modèle d'Angström en introduisant des autres paramètres géographiques et météorologiques tels que l'humidité, la température et l'altitude du lieu.

Du point de vue application, seulement les modèles de *Hussain* et celui de *Garg et al* ont donné une satisfaction suffisante pour qu'ils puissent être appliqués sur n'importe quel site algérien pour reconstituer l'irradiation solaire globale [16].

↳ **Modèle de Garg et al.**

Garg et al, ont développé une relation multilinéaire reliant l'humidité absolue U_a à l'humidité relative U_r , à la température ambiante T_a (équation (1.21)). A partir de cette corrélation et du facteur d'éclairement, ils ont développé la relation suivante:

$$\frac{H_j}{H_{0j}} = 0.14 - 0.4 \frac{SS}{SS_0} - 0.0055U_a \quad \text{I. 20}$$

Avec

$$U_a = U_r(4.7923 + 0.3647T_a + 0.0055T_a^2 + 0.0003T_a^3) \quad \text{I. 21}$$

↳ **Modèle de Hussain et al.**



Le modèle de *Hussain et al* est basé sur le modèle de *Garg et al*. Ainsi, cette expression permet d'estimer l'irradiation globale en fonction des moyennes mensuelles par jour de l'humidité absolue et de la durée d'insolation. Cette expression est donnée comme suit:

$$\frac{H_j}{H_{0j}} = 0.394 + 0.364 \frac{SS}{SS_0} - 0.0035 U_a \quad \text{I.22}$$

I.3.3.4. Irradiation solaire sur le plan incliné

L'irradiation totale reçue sur un plan quelconque peut être exprimée par la relation suivante :

$$H_T = H_b + H_d + H_R \quad \text{I.23}$$

Où :

H_T est l'irradiation totale ;

H_b est l'irradiation directe ;

H_d est l'irradiation diffuse ;

H_R est l'irradiation réfléchie.

$$H_T = (H_b + H_d A_i) R_b + H_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{I.24}$$

Avec :

H est l'irradiation sur le plan horizontal ;

A_i est le facteur anisotrope, $A_i = H_b/H_0$;

R_b est le rapport entre l'irradiation directe sur un plan incliné (H_{bi}) et l'irradiation directe sur le même plan s'il est horizontal, $R_b = H_{bi}/H_b$;

ρ_g est l'albédo.

I.4. Vent

I.4.1. Origine du vent

Le soleil réchauffe les régions situées autour de l'équateur, à latitude 0, bien plus qu'il ne réchauffe les autres parties du globe. Ayant une densité plus faible que l'air froid, l'air chaud s'élève jusqu'à une altitude d'environ 10 km. Ensuite il s'étend vers le nord et le sud. Si la terre ne tournait pas, les courants d'air iraient jusqu'aux pôles Nord et Sud avant de redescendre (suite au refroidissement) et de retourner à l'équateur [17].



Ces déplacements sont influencés par la force de Coriolis qui s'exerce perpendiculairement à la direction du mouvement vers l'est dans l'hémisphère nord et vers l'ouest dans l'hémisphère sud [18].

C'est ces déplacements d'air que l'on appelle le vent.

On pourrait connaître la direction des vents si elles n'étaient pas perturbées par les orages, les obstacles naturels ou les dépressions cycloniques [18].

1.4.2. Potentiel énergétique éolien

1.4.2.1. Caractéristique de la vitesse du vent

a. Distribution de la vitesse du vent

Les modèles usuels utilisés pour l'étude de la modélisation de la vitesse du vent sont [18]:

- la distribution de Weibull ;
- la distribution hybride de Weibull ;
- et la distribution de Rayleigh.

La distribution en fréquences des vitesses mesurées $f(V)$ est en fonction des paramètres k et C , appelés les paramètres de Weibull.

- ↪ k : le *facteur de forme* est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence (figure I.12).
- ↪ C : le *facteur d'échelle* détermine la qualité du vent, il a la dimension d'une vitesse.

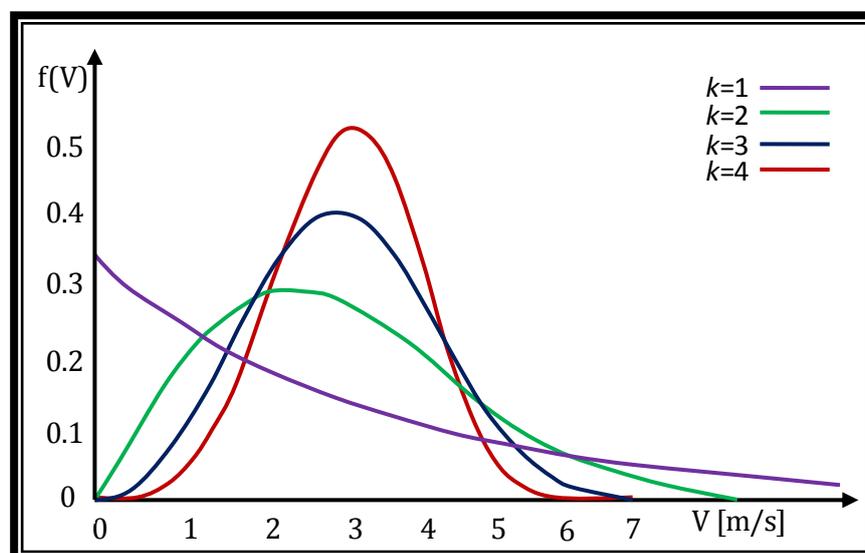




Figure I.12: Exemples de fonctions de Weibull pour C fixé à 3 m/s et différentes valeurs du paramètre de forme k , variant de 1 à 4 [19].

✓ **Distribution de Weibull**

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses du vent est la loi de distribution de Weibull.

✓ **Distribution hybride de Weibull**

La distribution hybride de Weibull est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes enregistrée, sur un site donné, est supérieure ou égale à 15% [18].

✓ **Distribution de Rayleigh**

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme k est égal à 2.

Tableau I.5: Expressions des fréquences de distribution des vitesses du vent selon le modèle utilisé [18].

Distributions	$f(V)$
Weibull	$f(V) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right)$
Hybride Weibull	$f(V) = (1 - ff_0) \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right)$
Rayleigh	$f(V) = 2 \frac{V}{C^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^2\right)$

Où ff_0 représente la fréquence des vents calmes.

b. Définition des paramètres vent

↪ **Vitesse moyenne**

Partant des mesures vent (vitesse), la vitesse moyenne s'écrit :

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} V f(V) dV \tag{I.25}$$

↪ **Vitesse cubique moyenne**



La vitesse cubique moyenne s'écrit par :

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad \text{I.26}$$



Variance

La variance est donné par :

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - \langle V \rangle)^2 f(V) dV \quad \text{I.27}$$

Tableau I.6: Expressions des vitesses moyennes et cubiques moyennes ainsi que les variances selon le modèle utilisé [18].

Distributions	$\langle V \rangle$	$\langle V^3 \rangle$	σ^2
Weibull	$C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i (V_i - \langle V_i \rangle)^2$
Hybride Weibull	$(1 - ff_0) C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$(1 - ff_0) C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$C^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Rayleigh	$0.8886 C$	$1.32 C^3$	$0.2146 C^2$

avec Γ est la fonction gamma donnée par :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t) t^{x-1} dt \quad \text{I.28}$$

Facteur de puissance

Le facteur de puissance du vent, donné par:

$$R_p = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} \quad \text{I.29}$$

Indice de variation



L'indice de variation donné par:

$$I_v = \frac{\sigma}{\langle V \rangle} \quad \text{I.30}$$

c. Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Les valeurs de direction et de vitesse du vent, issues de mesures ou de modèles, sont données à une certaine hauteur. Pour extrapoler ces mesures à la hauteur d'intérêt pour l'estimation de la production d'une éolienne (hauteur de la nacelle), un modèle de profil est utilisé [20].

Les deux méthodes couramment utilisées dans la littérature [20] sont :

↳ **Loi logarithmique**

L'extrapolation de la vitesse mesurée V_1 en un point z_1 vers un niveau z_2 , s'écrirait [18]:

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad \text{I.31}$$

Avec : z_0 est la rugosité du sol.

Tableau I.7: Rugosité du sol pour différents types de terrains [18].

Type de terrains	Description	Rugosité [m]
Plat	Plage, glace, neige et océan.	0.005
Ouvert	Aéroports, terre vide de récolte, herbe basse.	0.04
	Herbes hautes et récoltes basses.	0.10
Rugueux	Rangée de grandes récoltes et petite forêt.	0.25
Très rugueux	Forêts et vergers	0.50
Fermé	Villages et banlieues.	1.0
Villes	Centres villes, espaces ouverts dans la forêt.	>2

↳ **Loi de puissance**

La vitesse du vent augmente avec l'altitude. Cette dépendance s'exprime par la loi de puissance :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad \text{I.32}$$



ε est un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et la stabilité atmosphérique [20].

d. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

Plusieurs études établies sur les potentialités énergétiques éoliennes de l'Algérie ont produit les paramètres de Weibull obtenus à partir de l'étude statistique de 10 années de mesures. C'est pour cela que l'étude s'est orientée vers l'extrapolation verticale des facteurs de forme et d'échelle de Weibull qui déterminent le potentiel d'un site donné [21].

↳ **Loi de puissance de Justus-Mikhaïel**

La méthode de Justus et Mikhaïel, basée sur la loi de puissance, exprime l'extrapolation du facteur de forme k et du facteur d'échelle C par [21]:

$$\frac{k_2}{k_1} = \left[\frac{1 - D \times \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - E \times \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \right] \quad \text{I. 33}$$

et

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\tau \quad \text{I. 34}$$

L'exposant τ est donné par:

$$\tau = \left[\frac{E - D \times \ln(C_1)}{1 - D \times \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \right] \quad \text{I. 35}$$

D et E sont des coefficients dont les valeurs diffèrent selon les classes de stabilité.

↳ **Loi de puissance modifiée de Justus et Mikhaïel**

En 1976, Justus et Mikhail ont proposé, pour une référence d'altitude initiale égale à 10 m ; les formules suivantes donnent la variation des paramètres de Weibull en fonction de l'altitude [22]:

$$\frac{k_1}{k_2} = \left[\frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \right] \quad \text{I. 36}$$

et



$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^u \quad \text{I.37}$$

avec :

$$u = \left[\frac{0.37 - 0.0881 \ln(C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \right] \quad \text{I.38}$$

I.4.2.2. Énergie éolienne

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique, l'énergie disponible subit une suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie machine. Cette dégradation de l'énergie est représentée schématiquement en figure (I.13).

En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utile est réellement obtenue en fin de processus, soit à la sortie de l'éolienne.

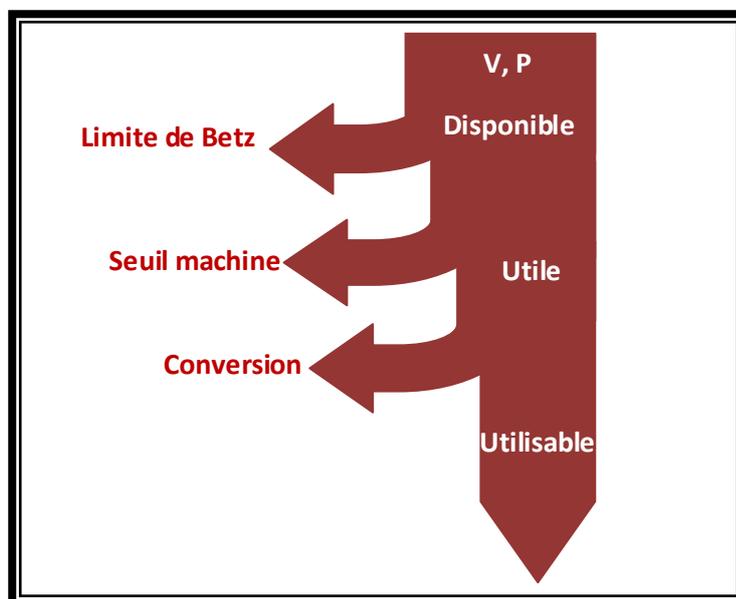


Figure I.13: Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation [18].

↪ **Puissance énergétique disponible**



L'énergie cinétique moyenne, disponible sur un site donné, par unité de temps et par unité de surface, due à la vitesse du vent, s'écrit:

$$\langle P \rangle = \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle \quad \text{I.39}$$

Avec ρ est la masse volumique de l'air.

↳ **Potentiel énergétique éolien récupérable**

L'énergie cinétique disponible est convertie en énergie mécanique en utilisant une machine dite éolienne. La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice [18].

Le maximum récupéré par la roue est :

$$\langle P_{Max} \rangle = \frac{16}{27} \langle P \rangle \quad \text{I.40}$$

Cette limite (environ 0.59) est appelée "limite de Betz".

La puissance récupérable par unité de surface est donnée par:

$$\langle P_r \rangle = 0.37 \langle V^3 \rangle \quad \text{I.41}$$

Enfin la densité d'énergie moyenne récupérable sur une année est égale à:

$$\langle E \rangle = \langle P_r \rangle \Delta t = 0.37 * 24 * 365.25 * \langle V^3 \rangle \quad \text{I.42}$$

Soit en kWh/m² :

$$\langle E \rangle = 3.25 \langle V^3 \rangle \quad \text{I.43}$$

Conclusion

Le soleil et le vent sont des sources d'énergie renouvelable, qui ne délivrent pas une puissance constante, ce qui nécessite une addition d'un système de stockage. Leur association avec des systèmes de stockage par hydrogène, permet d'obtenir un système de production électrique autonome.



Chapitre II

Système Photovoltaïque-Eolien-Pile à Combustible



Ce chapitre décrit le travail préliminaire qui a permis de dimensionner le système PV-W-FC. Après une description brève du système, nous présentons ses composants principaux : les panneaux photovoltaïques, les aérogénérateurs, les piles à combustible, les électrolyseurs et le système de stockage d'hydrogène.

II.1. Présentation générale du système

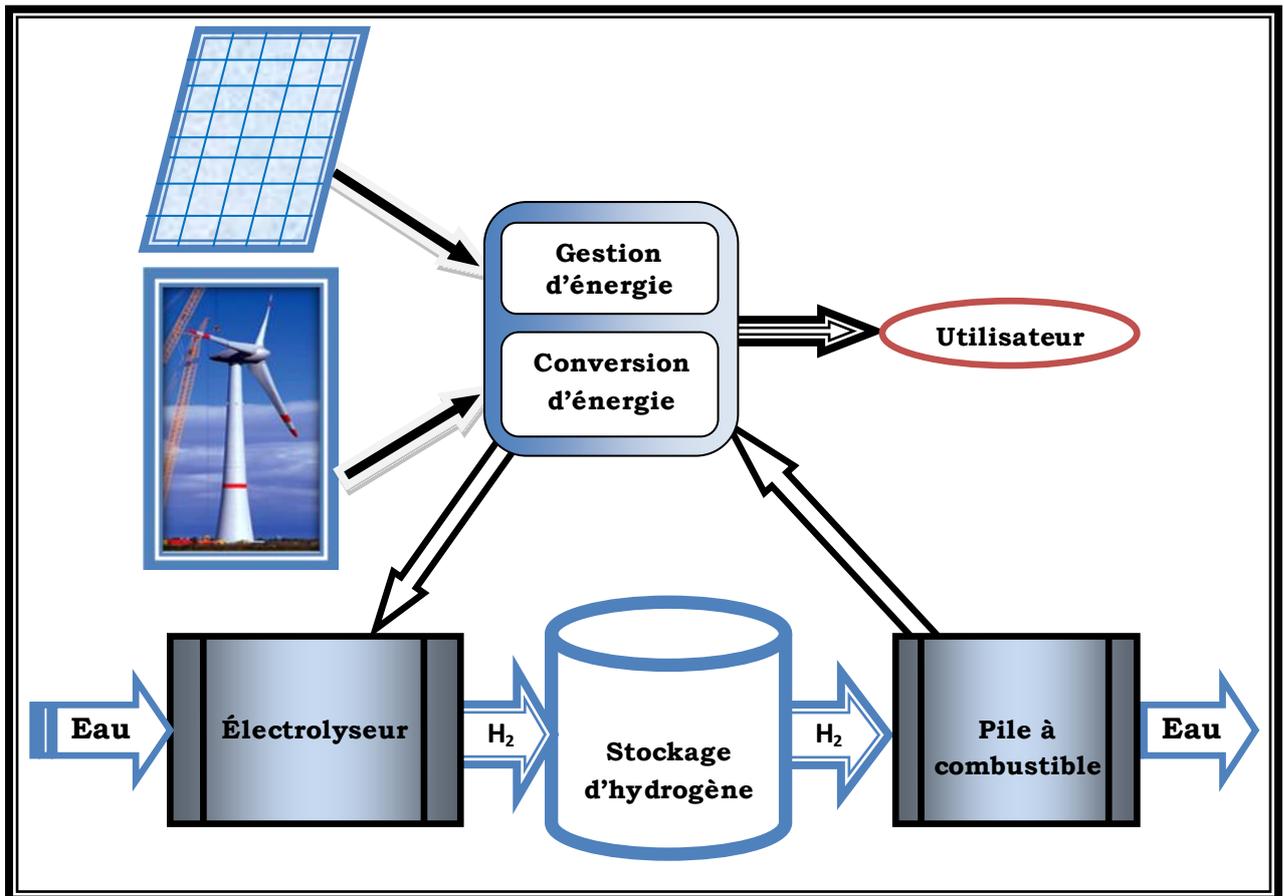


Figure II.1: Description du système PV-W-FC.

Dans le système étudié (Figure II.1), le champ photovoltaïque et les aérogénérateurs alimentent directement l'utilisateur. L'excédent énergétique est stocké sous forme chimique selon les besoins. Une unité d'électrolyseur dissocie l'eau en hydrogène et oxygène. L'hydrogène est stocké. Lorsque le champ photovoltaïque et les aérogénérateurs ne peuvent pas fournir la totalité de la demande d'électricité, la pile à combustible est connectée. Elle régénère l'électricité stockée en recombinant l'hydrogène et l'oxygène provenant directement de l'air. La pile à combustible produit de l'eau pure qui est stockée pour approvisionner l'électrolyseur.



II.2. Principaux composants

Ce système est composé d'un générateur solaire photovoltaïque, d'un générateur éolien et d'un système de stockage d'énergie constitué d'un électrolyseur, d'une unité de stockage d'hydrogène et d'une pile à combustible.

II.2.1. Modules photovoltaïques

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0.5 et 1.5V selon les technologies [9].

II.2.1.1. Principe de la conversion photovoltaïque

Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident, les électrons des bandes de valence du semiconducteur vont pouvoir passer dans la bande de conduction et devenir libres.

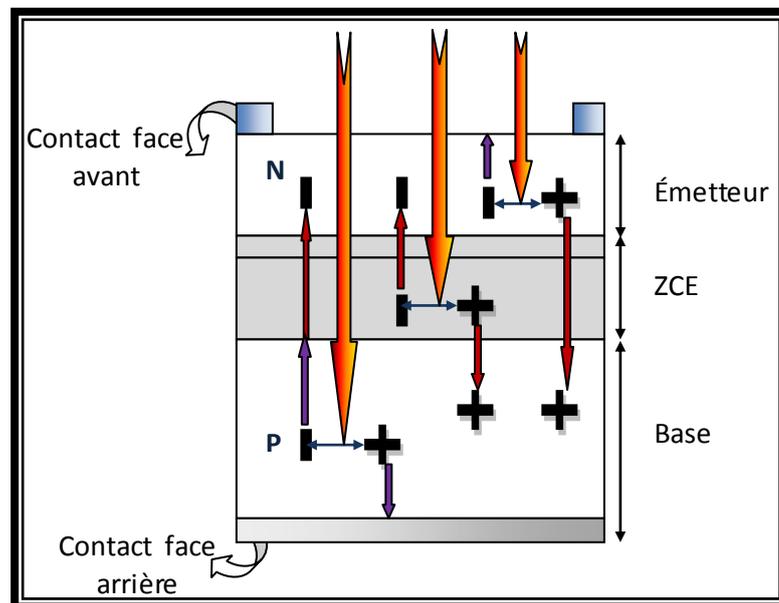


Figure II.2: Principe de l'effet photovoltaïque.

Ce phénomène va engendrer au sein de la structure du semiconducteur la création de paire électron-trou. Ceux-ci, sous l'effet de la barrière de potentiel, vont s'accumuler sur chacune des



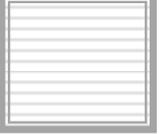
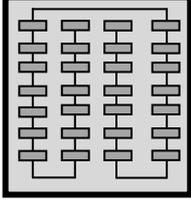
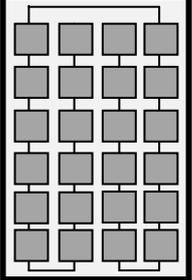
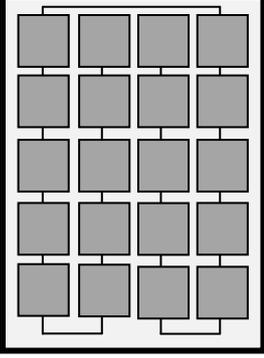
faces extérieures des zones P et N. Ainsi, une différence de potentiel entre les faces extérieures de la jonction est créée : la photopile est prête à fonctionner [23].

II.2.1.2. Types de modules photovoltaïques

a. Selon la taille

On présente ici un tableau récapitulatif des technologies existantes selon les puissances et l'utilisation que l'on en fait :

Tableau II.1: Principaux modules photovoltaïques [9].

0 - 2 W_c Micropuissance 0 - 500cm²	2 - 10 W_c Faible puissance 500 cm² - 0.2 m²	20 - 50 W_c Moyenne puissance 0.2 - 0.5 m²	50 - 150 W_c Forte puissance > 0.5 m²
 <p>Cellule solaire type « intérieur » de 1.5 à 6V</p>  <p>Petit module silicium amorphe de 4 à 12V</p>	  <p>Module en silicium amorphe, CIS ou silicium polycristallin de 6 ou 12V</p>	 <p>module en silicium cristallin, mono ou poly (et parfois CIS) 6 ou 12V</p>	 <p>Modules en silicium cristallin, mono ou poly 12, 24 et +</p>
<p>Calculettes, montres, jouets, mesures médicales, téléphones d'urgence, alarmes...</p>	<p>Instrumentation, signalisation routière, stations météo, parcmètres, clôtures électriques, petite électrification rurale, nautisme, caravaning...</p>	<p>Habitat isolé, électrification rurale, connexion au réseau, relais télécoms, protection cathodique, centrales solaires.</p>	

Certain fabricants proposent des panneaux solaires comportant des cellules solaires sur les deux faces (*modules PV double face*), sur la face avant exposée au soleil et sur la face arrière du panneau. La puissance du module double face est le double de la puissance du même module simple face mais l'énergie moyenne annuelle produite par le module double face n'est supérieure que de 10 % à celle produite par le même module simple face (le coût d'investissement par contre a presque doublé !!) [24].

b. Selon la technologie des cellules photovoltaïques

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de recherche et développement.



Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont: le silicium mono ou polycristallin et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium).

Silicium cristallin

Le silicium cristallin est de loin le matériau le plus utilisé dans l'industrie photovoltaïque. On en dénombre 3 types différents [25]:

- le silicium monocristallin est un matériau de très haute pureté. Ce type de matériau, qui présente d'excellentes qualités électroniques, permet la fabrication de cellules conventionnelles à haut rendement mais il est très coûteux.

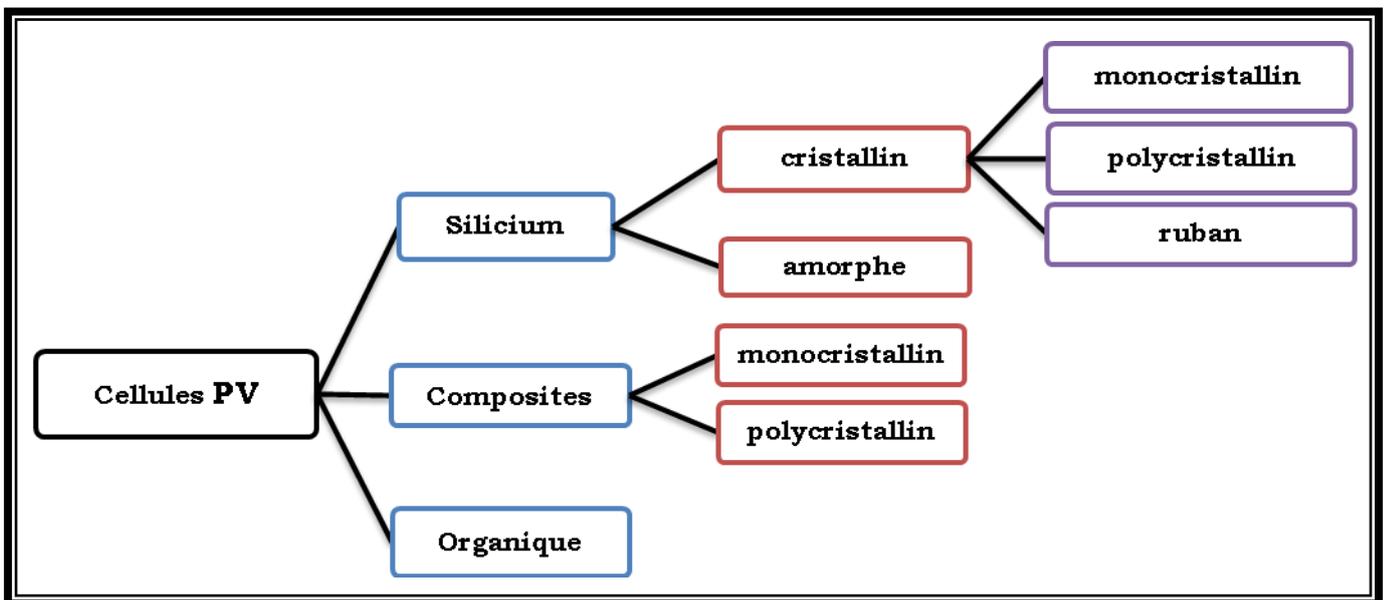


Figure II.3: Différentes technologies des cellules photovoltaïques.

- Le silicium polycristallin est fabriqué principalement à partir de sources de matériau moins raffinées. C'est le matériau qui conduit au coût le plus faible au watt crête.
- Le silicium en ruban: cette solution séduisante consiste à produire directement des plaques minces (<200µm) de silicium multicristallin. Cependant cette technique n'a pas réussi à s'imposer, en raison notamment de la moins bonne qualité du silicium obtenu et des vitesses de tirage trop faible. Cependant les meilleures cellules produites présentent des rendements de conversion moyens d'environ 14%.

Silicium amorphe

Une autre forme de silicium est également utilisée pour la fabrication de cellules photovoltaïques: le silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H). L'avantage du silicium amorphe est qu'il est déposé à basse température ce qui permet l'utilisation de substrats bas coût (verre). De



plus grâce à sa pseudo-largeur de bande interdite de 1.7 eV, et une absorption très importante, quelques microns suffisent [25]. Avec des jonctions multiples, on peut atteindre des rendements de 12 % à 13% au laboratoire [26].

Composites (CIS, CIGS et CdTe)

D'autres matériaux sont également utilisés : le tellure de cadmium (CdTe), le séléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS). Ces technologies basées sur des films minces sont encore très coûteuses mais elles laissent espérer des rendements et une durée de vie au moins équivalents au silicium [25].

Cellules organiques

Les cellules solaires à base de matériaux organiques ou de polymère sont caractérisées par leur faible coût, matière première illimitée, facilité de mise en œuvre, dispositifs souples... [25]. Il existe aujourd'hui des cellules photovoltaïques organiques dont le rendement de conversion dépasse la barre des 10% [25].

II.2.1.3. Caractéristiques des modules photovoltaïques

II.2.1.3.1. Caractéristiques I-V du module photovoltaïque

La tension et le courant d'un module photovoltaïque constitué de m cellules en parallèle et n cellules en série (Figure II.4) sont donnés par l'équation [27]:

$$I_{pv}^M = I_{SC}^M \left[1 - \left(\exp \frac{V_{pv}^M - V_{CO}^M + R_{pv}^M I_{pv}^M}{m V_t^C} \right) \right] \quad \text{II.1}$$

Où

V_t^C est la tension thermique d'une cellule $V_t^C = \frac{m \kappa_B T_C}{e}$;

R_{pv}^M est la résistance équivalente du module $R_{pv}^M = \frac{m}{n} R_{pv}^C$;

I_{pv}^M est le courant de sortie

V_{pv}^M est la tension de sortie du module ;

I_{cc}^M est le courant de court-circuit du module, $I_{cc}^M = m \cdot I_{cc}^C$, $I_{cc}^C = I_{ph}$;

V_{CO}^M est la tension en circuit ouvert du module qui est $V_{CO}^M = n \cdot V_{CO}^C$;

$$V_{CO}^C = V_t^C \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad \text{II.2}$$

I_s est le courant de saturation inverse de la jonction PN.

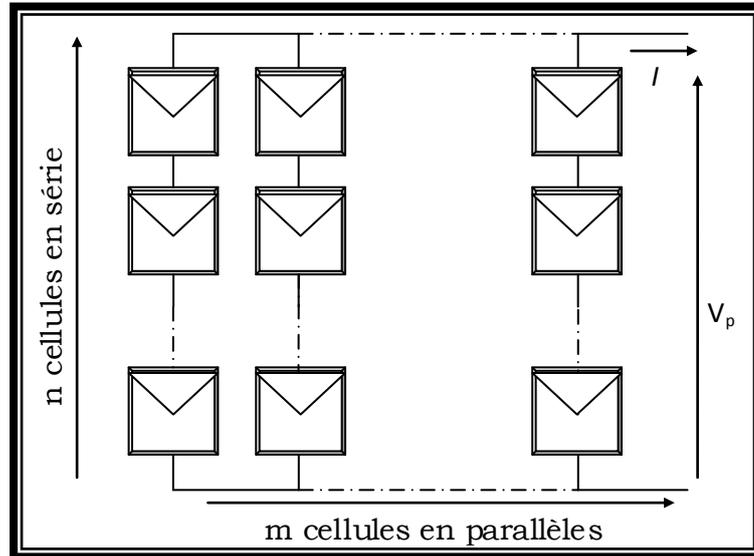


Figure II.4: Association de m cellules en série et n cellules en parallèle.

Les caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque constitué de n cellule en séries et m cellule en parallèle sont présentés par la figure (II.4):

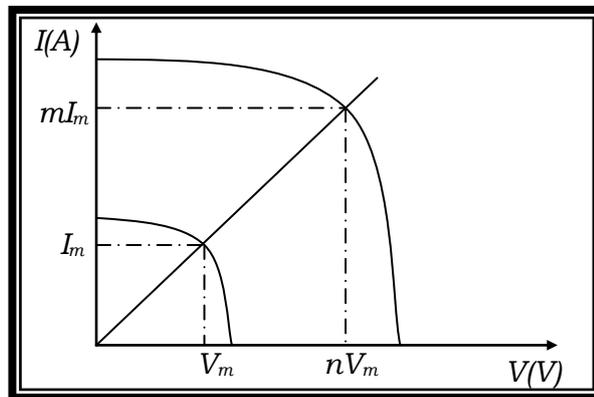


Figure II.5: Caractéristique de m cellules en série et n cellules en parallèle [27].

II.2.1.3.2. Puissance maximale

La puissance crête ou puissance maximale du module photovoltaïque sous ensoleillement est le paramètre essentiel. C'est le point idéal de la caractéristique courant-tension dans les conditions de référence.

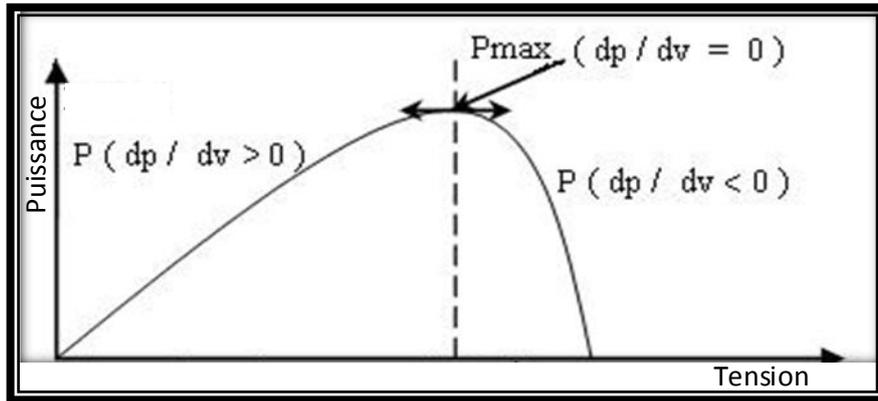


Figure II.6: Caractéristiques puissance-tension d'un module PV [28].

Pour un module photovoltaïque constitué de n cellule en série et m cellule en parallèle la puissance maximale est présentée par l'équation suivante :

$$P_m = n \cdot m \cdot V_m \cdot I_m \quad \text{II.3}$$

tel que :

V_m est la tension maximale de la cellule élémentaire.

I_m est le courant maximal de la cellule élémentaire.

II.2.1.3.3. Tension de circuit ouvert et courant de court-circuit

La tension de circuit ouvert V_{co}^M est mesurée sans aucune circulation de courant, c'est la tension à vide du module. Cette tension ne soit pas directement utile, mais elle apporte des informations [9].

Le courant de court-circuit I_{cc}^M est mesuré à tension nulle. Il n'est pas un paramètre très intéressant pris tout seul [9].

II.2.1.3.4. Facteur de forme

Lorsque la tension de circuit ouvert et le courant de court-circuit sont connus, on peut accéder au facteur de forme FF :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co}^M \cdot I_{cc}^M} \quad \text{II.4}$$

Ce paramètre compris entre 0 et 1, qualifie la forme plus ou moins carrée de la forme de la caractéristique courant-tension du module. Généralement ce facteur de forme est de 0.6 à 0.85 [9].



II.2.1.3.5. Rendement

Le rendement énergétique d'un module dépend de la nature des matériaux utilisés [29].

On peut calculer ce rendement d'une cellule solaire pour différents éclaircissement mais le plus souvent, c'est dans les conditions STC qu'il est donné. On le calcule donc avec la puissance crête :

$$\eta = \frac{P_c}{1000.S} \tag{II.5}$$

où : S est la surface de la cellule solaire.

Tableau II.2: Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques [30].

Type de cellule	Rendement des cellules			Domaines d'application
	Théorique	En laboratoire	Disponibles	
silicium monocristallin	27,0%	24,7%	14,0 - 16,0%	Modules de grandes dimensions, appareils de faibles puissances, espace
silicium polycristallin	27,0%	19,8%	12,0-14,0%	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles
Silicium amorphe	25,0%	13,0%	6,0-8,0%	Appareils de faible puissance production d'énergie embarquée. Modules de grandes dimensions
Arséniure de Gallium GaAs	29,0%	27,5%	18,0-20,0 %	Systèmes de concentrateur, espace
Cuivre-Indium Gallium-Sélénium CIGS	27,5%	18,2%	10,0-12,0%	Appareils de faibles puissances, modules de grandes dimensions
Tellure de Cadmium CdTe	28,5%	16,0%	8,0%	Modules de grandes dimensions
silicium en ruban	27,0%	27,0%	9,0-11,0%	Module non spécifique

II.2.1.3.6. Effet de la température et de l'éclaircissement

La température et l'éclaircissement ont une influence directe et importante sur l'énergie produite par le panneau PV. Cette influence est présentée par l'équation (II.6) [12].

$$\tau\alpha H_T = \eta H_T + U_L(T_C - T_a) \tag{II.6}$$

Avec :

τ est le coefficient de transmission de la couverture du panneau PV ;

α est le coefficient d'absorption du panneau PV ;



H_T est l'irradiation solaire totale au niveau du panneau PV ;

U_L est le coefficient de transfert thermique de la couverture du panneau PV ;

T_C est la température de la cellule PV ;

T_a est la température ambiante.

Dont la température de la cellule PV dépend de plusieurs paramètres (équation II.7) [12].

$$T_C = T_a + (NOTC - T_{a,NOTC}) \left(\frac{H_T}{H_{T,NOTC}} \right) \left(1 - \frac{\eta_{mp}}{\tau\alpha} \right) \quad \text{II.7}$$

Avec :

$NOTC$ est la température de la cellule PV dans son fonctionnement normale ;

$T_{a,NOTC}$ est la température ambiante avec $NOTC$ définie ;

$H_{T,NOTC}$ est l'irradiation solaire avec $NOTC$ définie ;

η_{mp} est le rendement de la cellule PV au point de fonctionnement maximum.

Un exemple de caractéristiques puissance-tension d'un panneau PV en silicium monocristallin à éclaircement constant en fonction de la température est présenté par la figure (II.7):

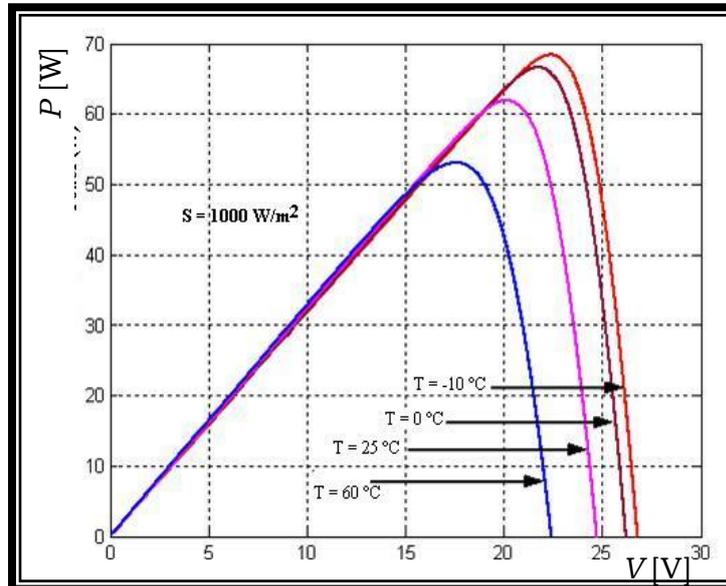


Figure II.8: Influence de la température sur la puissance de la jonction pour un éclaircement constant [28].

De plus, l'éclaircement a une influence très importante sur les caractéristiques puissance-tension d'une jonction, comme le montre la figure suivante :

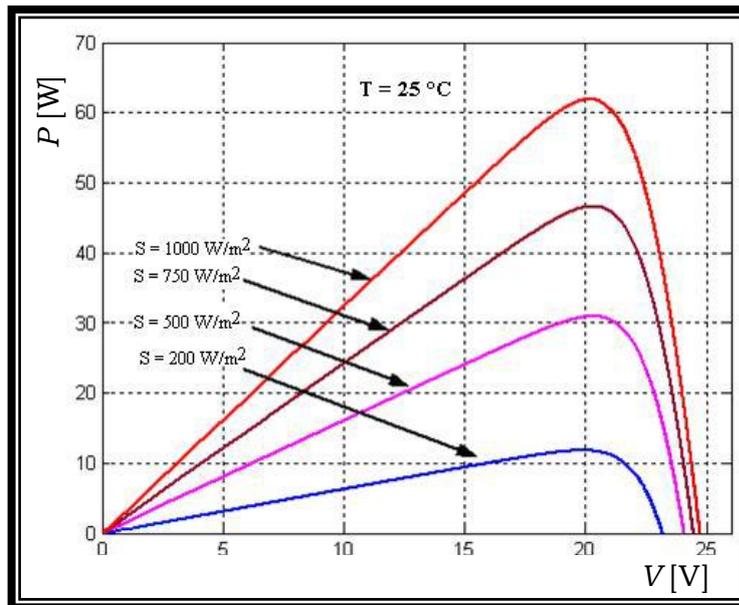


Figure II.10: Influence de l'éclairement sur les caractéristiques puissance-tension de la jonction pour une température constante [28].

II.2.2. Aérogénérateurs

II.2.2.1. Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur

Une éolienne à axe horizontal est constituée d'un *mât* qui permet de placer l'éolienne à une hauteur où la vitesse du vent est plus élevée et plus régulière qu'au sol.

Au sommet du mât se trouve une *nacelle* équipée d'un *rotor* à axe horizontal, sur lequel est monté une *hélice* généralement de trois *pâles*.

L'hélice entre en rotation par la force du vent et permet ainsi la production d'énergie mécanique en tout lieu suffisamment venté. Le vent fait tourner les pâles.

L'énergie mécanique ainsi produite est transformée en énergie électrique dans la nacelle grâce à une *génératrice*. L'énergie produite est fonction de la surface balayée.

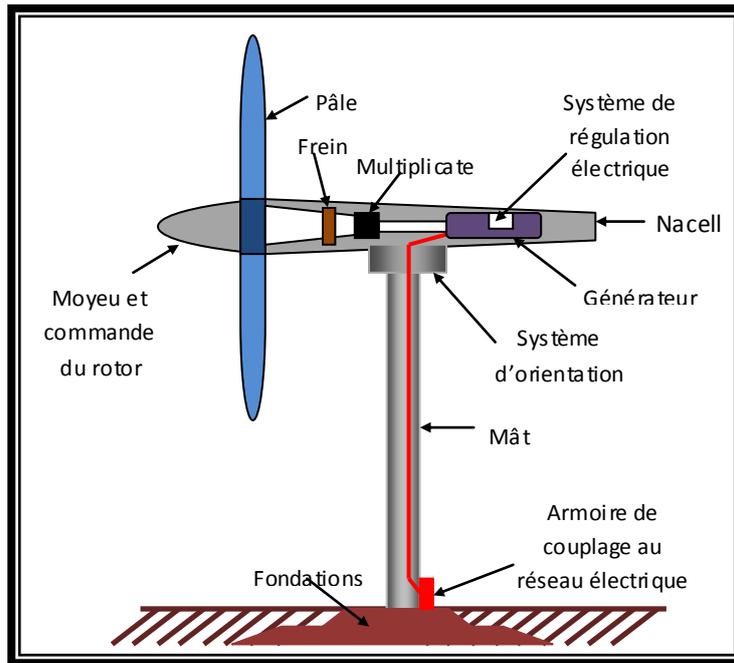


Figure II.11: Schéma descriptif d'une éolienne à axe horizontal.

Le diagramme ci-après représente le processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique pour les différentes configurations des machines électriques à vitesse variable utilisées dans les systèmes éoliens :

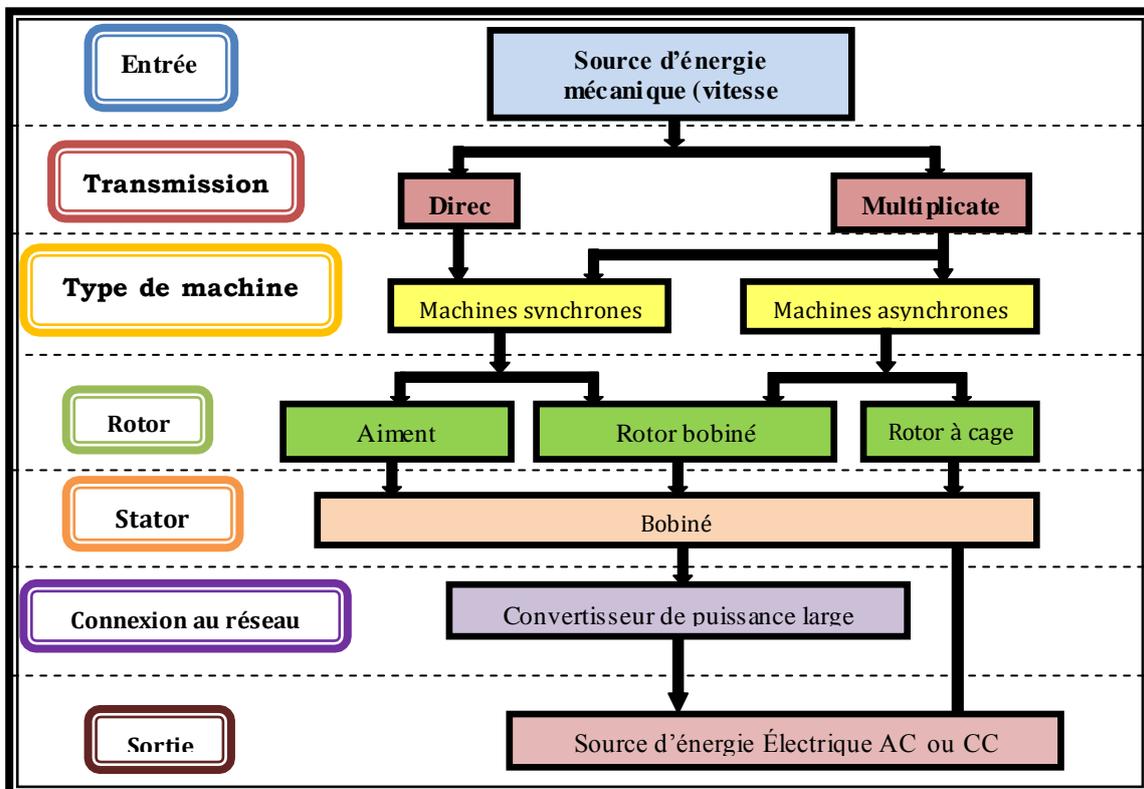


Diagramme II.1: Processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique [31].



II.2.2.2. Caractéristiques d'un aérogénérateur

La courbe de puissance convertie d'un aérogénérateur en fonction de la vitesse du vent est généralement fournie par les constructeurs. La Figure (II.12) montre la courbe typique d'un aérogénérateur.

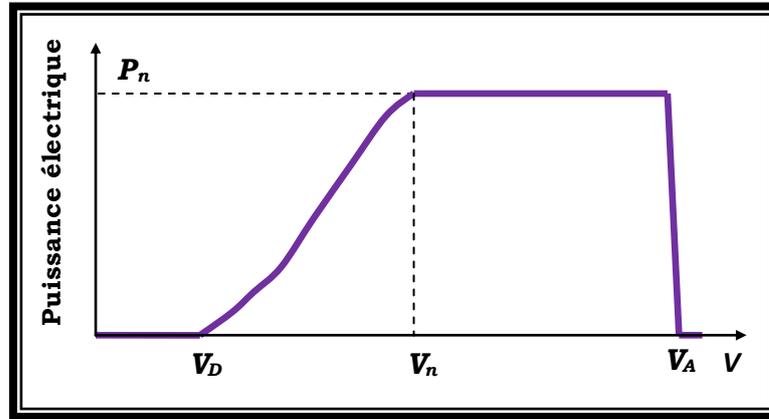


Figure II.12: Courbe typique de puissance d'un aérogénérateur en fonction de la vitesse du vent [32].

Un aérogénérateur est dimensionné pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse du vent nominale V_n . Il y a d'autres grandeurs dimensionnantes : V_D la vitesse du vent à partir de laquelle l'aérogénérateur commence à fournir de l'énergie et V_A la vitesse maximale du vent au-delà de laquelle l'aérogénérateur doit être stoppé pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

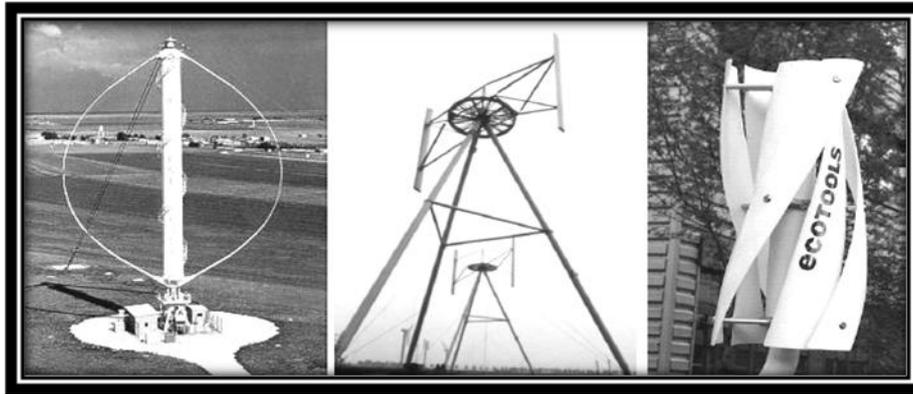
II.2.2.3. Types des aérogénérateurs

II.2.2.3.1. Selon l'axe de rotation

Les aérogénérateurs se divisent en deux grandes familles : celles à axe *vertical* et celles à axe *horizontal*.

a. Aérogénérateur à axe vertical

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles [31].



a) Darrieus, b) Darrieus de type H, c) Savonius

Figure II.13: Exemples des éoliennes à axe verticale [33].

Une nouvelle géométrie d'éolienne à axe verticale a été proposée (Burlot, 2004). Cette éolienne est composée de trois pales régulièrement réparties à 120° autour de l'axe vertical (figure II.14) [2].

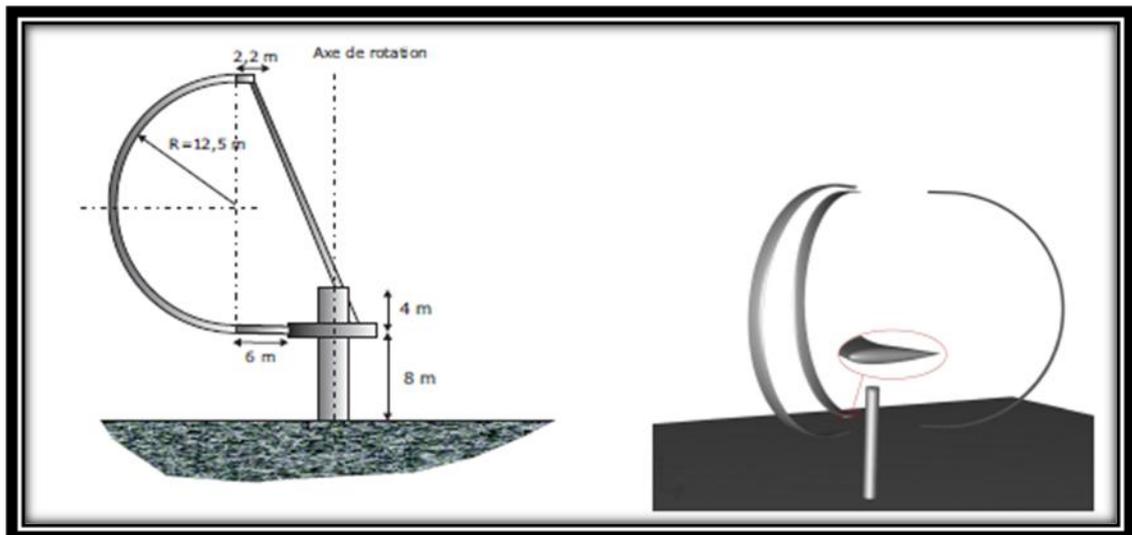


Figure II.14: Schéma de l'éolienne à axe verticale simulée [2].



b. Aérogénérateur à axe horizontal

Les aérogénérateurs à axe horizontal sont basés sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Ils sont constitués de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance est utilisée pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé. Ce type d'aérogénérateur a pris le dessus sur celles à axe vertical car ils représentent un coût moins important, ils sont moins exposés aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité [31].



Figure II.15: Éoliennes à axe horizontal.

II.2.2.3.2. Selon le type de la génératrice

Il existe deux types de génératrice [17] utilisée pour les aérogénérateurs:

- les *génératrices asynchrones* qui peuvent être utilisées en étant connectées directement au réseau électrique,
- les *génératrices synchrones* qui fonctionnent à une fréquence variable en fonction de la vitesse de rotation et donc de la vitesse du vent. Le raccordement au réseau s'effectue alors par un convertisseur électronique de puissance qui comporte un étage redresseur, un bus continu et un onduleur. L'onde sinusoïdale est reconstruite en gérant plus facilement la qualité de l'énergie produite.



II.2.2.4. Taille des aérogénérateurs

Les constructeurs et les chercheurs mettent au point des aérogénérateurs de plus en plus puissants et donc plus grands, comme le montre la figure (II.16). Pour utiliser le maximum de la force du vent, on cherche à ce que l'hélice balais une surface où le vent est maximum. Pour cela les aérogénérateurs sont très haut perchés pour ne pas subir les effets de sol qui freinent le vent.

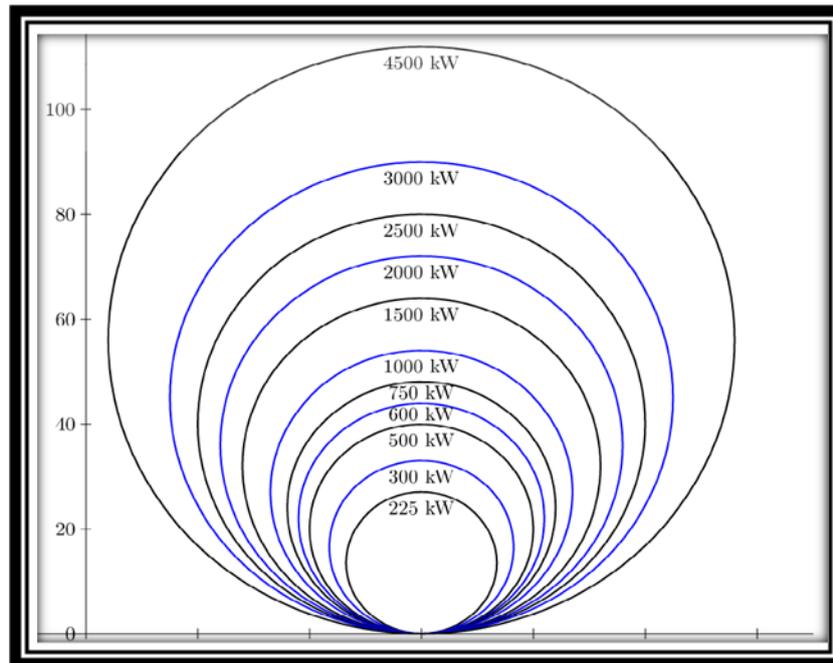


Figure II.16: Taille des hélices en m et puissance en kW [7].

La hauteur optimale d'une tour d'un aérogénérateur est donc fonction de :

- le diamètre du rotor ;
- le coût de la tour par mètre ;
- la rugosité du sol ;
- le prix que le propriétaire de l'aérogénérateur obtiendra par kWh d'électricité produite en plus.

Les constructeurs d'aérogénérateurs vendent souvent des aérogénérateurs dont la hauteur de la tour correspond au diamètre du rotor [17].

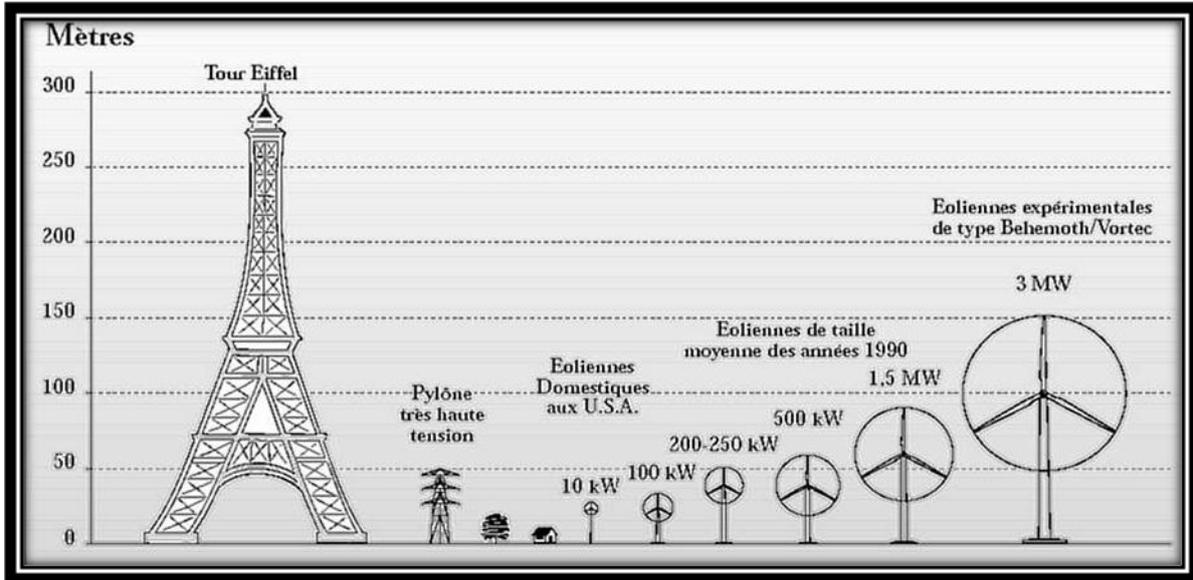


Figure II.17: Comparaison de la hauteur des éoliennes avec d'autres éléments du paysage [17].

II.2.2.5. Puissance d'un aérogénérateur [34]

a. Puissance éolienne moyenne utile

Une éolienne est caractérisée par une vitesse de démarrage V_D , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_A spécifiques, données par le constructeur. Attendu que seules les vitesses de vent comprises entre V_D et V_A contribuent à la conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique, la puissance récupérée à l'axe (puissance utile) est égale à:

$$\langle P_u \rangle = \frac{1}{2} \rho A' \langle V_u^3 \rangle \quad \text{II.8}$$

avec

A' est la surface balayée par l'hélice.

La vitesse V_u est déduite de la courbe représentative de la distribution de Weibull entre les limites de la machine (Figure II.18) et en tenant compte du fait que lorsque la vitesse nominale V_n est atteinte, l'augmentation de la vitesse du vent n'a aucun effet sur le régime de la roue. Ainsi, la densité de puissance utile est donc égale à:

$$P_u = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_D \\ \frac{1}{2} \rho V^3 & \text{pour } V_D \leq V \leq V_n \\ \frac{1}{2} \rho V_n^3 & \text{pour } V_n \leq V \leq V_A \\ 0 & \text{pour } V \geq V_A \end{cases} \quad \text{II.9}$$



La vitesse cubique utile moyenne est donnée par intégration de la vitesse cubique pondérée par la fonction de probabilité en considérant comme bornes d'intégration les limites imposées par la machine, soit:

$$\langle V_u^3 \rangle = \int_{V_D}^{V_n} f(V) V^3 dV + V_n^3 \int_{V_n}^{V_A} f(V) dV \quad \text{II.10}$$

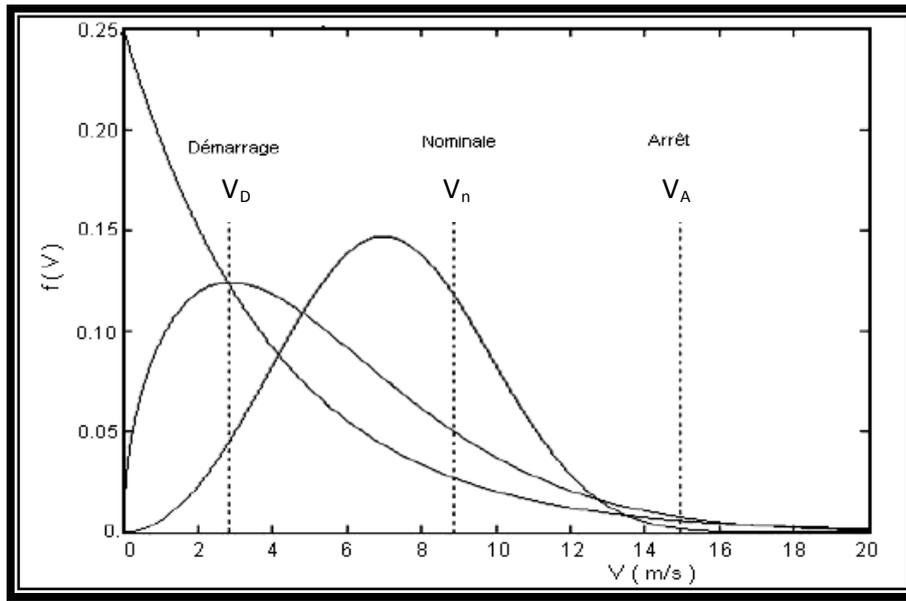


Figure II.18: Distributions de vitesses du vent et limites des vitesses caractéristiques d'une machine quelconque (démarrage, nominale et arrêt) [34].

b. Puissance éolienne moyenne utilisable

En considérant le rendement η' de la machine, la puissance éolienne moyenne réellement utilisable s'écrit:

$$\langle P_e \rangle = \eta' \langle P_u \rangle \quad \text{II.11}$$

Le rendement représente le rapport entre la puissance nominale donnée par le constructeur et la puissance théorique calculée pour une vitesse du vent constante et égale à la vitesse nominale.

Soit

$$\eta' = \frac{\langle P_n \rangle}{\langle P_{Théorique} \rangle} \quad \text{II.12}$$

avec

$$P_{Théorique} = \frac{1}{2} \rho A \langle V_n^3 \rangle \quad \text{II.13}$$



Les systèmes de conversion de l'énergie éolienne sont donc utilisés de façon optimale si leur choix est effectué, correctement, en fonction des paramètres du site d'implantation.

II.2.3. Électrolyseurs

Un électrolyseur est l'appareil inverse de la pile à combustible. Il décompose l'eau en hydrogène et en oxygène lorsqu'il est électriquement alimenté [35] (Figure II.19).

II.2.3.1. Description

Typiquement, la cellule d'électrolyse est constituée de deux électrodes (cathode et anode), d'un électrolyte et d'un générateur de courant.

II.2.3.2. Principe de fonctionnement des électrolyseurs

Dans l'électrolyseur de l'eau, le courant électrique dissocie la molécule d'eau en ions d'oxygène et d'hydrogène :

- A l'anode (électrode reliée au pôle positif), l'oxygène se dégage,
- A la cathode (électrode reliée au pôle négatif) l'hydrogène produit sera récupéré.

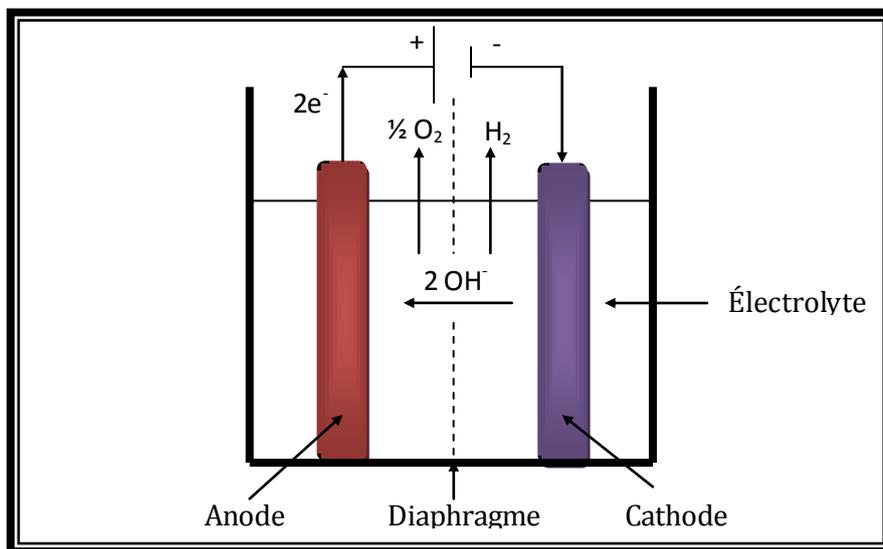


Figure II.19: Schéma de fonctionnement d'une cellule d'un électrolyseur.

Les réactions mises en jeu sont les suivantes :





II.2.3.3. Caractéristiques des électrolyseurs

II.2.3.3.1. Tension d'une cellule

La tension pratique d'une cellule d'électrolyseur est calculée de la manière suivante [29]:

$$U = E_{rev} + U_n + U_c + R_0 I' \quad \text{II.14}$$

avec

E_{rev} est la tension réversible [V] ;

U_c est la surtension cathodique [V];

U_n est la surtension anodique [V];

R_0 est la résistance électronique et ionique de l'ensemble électrodes-membranes-électrolyte [Ω];

I' est le courant des cellules [A].

II.2.3.3.2. Caractéristique I-V des électrolyseurs

La Figure (II.20) montre les caractéristiques électriques d'une cellule d'électrolyse de technologie alcaline améliorée. La tension à vide est d'environ 1,23 V. Lorsque l'intensité augmente, les pertes augmentent : la tension augmente. La tension d'une cellule est généralement limitée à 2 V [35].

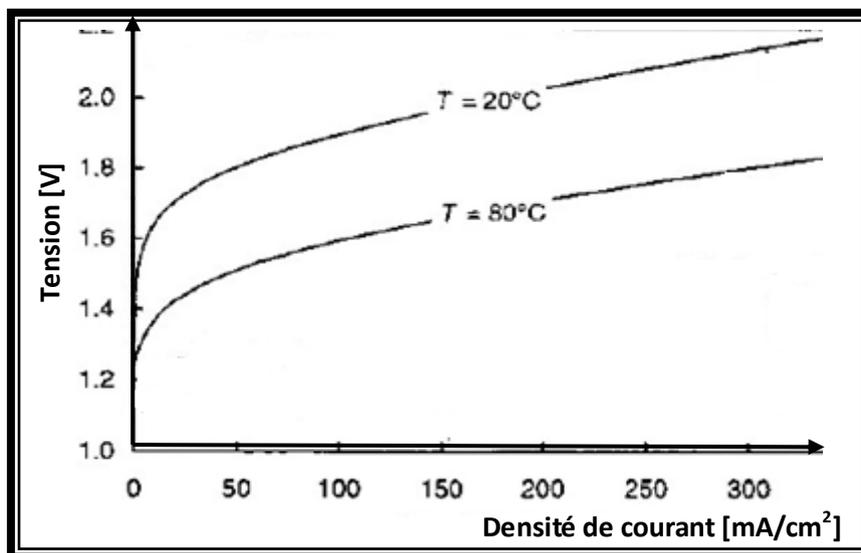


Figure II.20: Influence de la température sur la caractéristiques courant-tension d'un électrolyseur alcalin [35].



II.2.3.3.3. Rendement d'un électrolyseur

On obtient le rendement global ou rendement de puissance des cellules de l'électrolyseur en multipliant le rendement énergétique (η_{ee}) et le rendement faradique (η_F) [35].

$$\eta_{eic} = \eta_F \times \eta_{ee} \quad \text{II.15}$$

- Le rendement énergétique : le rapport de l'énergie globale mise en jeu sur l'énergie consommée. Il se calcule simplement en divisant le potentiel thermoneutre par la tension de la cellule :

$$\eta_{ee} = \frac{U_{th}}{U} \quad \text{II.16}$$

où

U est la tension de la cellule [V],
 U_{th} est le potentiel thermoneutre.

- Le rendement faradique : provient du flux de gaz produit par un électrolyseur.

$$\eta_F = \frac{n' \times F}{n_c \times I_a} \times F_{GAZ} \quad \text{II.17}$$

où

F_{gaz} est le flux de gaz [$mol.s^{-1}$];
 n_c est le nombre de cellules;
 I_a est l'intensité de l'électrolyseur [A];
 η_F est le rendement faradique [%];
 n' est le nombre de moles d'électrons échangées par mole d'eau ($n' = 2$ pour l'hydrogène, $n' = 4$ pour l'oxygène).



II.2.3.4. Types des électrolyseurs

Trois types d'électrolyseurs existent, mais avec différents niveaux de développement.

a. *Électrolyseur alcalin*

L'électrolyse alcaline est proposée en modules de petite ou moyenne capacité [36]. Elle repose sur l'utilisation d'une solution électrolytique pour la conductivité des ions. Elle représente des rendements allant de 75 à 90%. L'avantage de cette technologie est son efficacité à grande échelle de production et son plus faible coût par rapport à la technologie PEM [37].

b. *Électrolyse acide PEM*

L'électrolyseur PEM possède un électrolyte solide polymère à base de Nafion [6]. Les avantages de cette technologie sont la compacité, la simplicité du design et du fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion et des performances sensiblement supérieures. L'électrolyse PEM est considérée par beaucoup comme une technologie d'avenir, car elle peut bénéficier des nombreux développements sur les piles à combustibles de technologie PEM, et de la réduction des coûts associés [6].

c. *Électrolyse SOFC*

Cette technologie est directement issue des développements de la pile à combustible type SOFC, fonctionnant vers 900-1000°C. Elle se révèle intéressante si on l'alimente à la fois en électricité et en chaleur pour maintenir la température élevée souhaitée, le rendement peut alors être supérieur à 80%. Elle est essentiellement destinée à être couplée à un système solaire à concentration ou à un réacteur nucléaire à haute température [6].

Tableau II.3 : *Caractéristiques techniques des technologies PEM et alcaline* [37].

Technologie	Alcaline	PEM
Durée de vie [h]	100000 à 160000	80000 à 100000
Température [°C]	80-90	80-120
Consommation en eau	~1L/Nm ³ hydrogène produit	
Consommation électrique [kWh/Nm ³]	~4.5	4.8-6
Rendement [%]	75 - 90	75 - 80
Capacité de production [Nm ³ /h]	10 - 1000	2 - 200



II.2.4. Stockage de l'hydrogène

La possibilité de stockage rend l'hydrogène particulièrement attractif par rapport à l'électricité.

a. Stockage sous forme liquide

L'hydrogène est produit sous forme gazeuse, et à pression faible. La liquéfaction consiste à faire passer l'hydrogène de sa phase gazeuse à sa phase liquide. Cette technique est avantageuse car on dispose d'une grande quantité d'énergie pour un faible volume de stockage cependant la liquéfaction est très coûteuse en énergie [38].

b. Stockage gazeux sous haute pression

Le stockage de l'hydrogène sous forme gazeuse est une solution prometteuse mais avec de nombreuses contraintes. En effet, l'hydrogène léger et donc volumineux doit être comprimé pour réduire l'encombrement des réservoirs. Cette technique de stockage se heurte à deux problèmes : d'une part, la petite taille de la molécule de l'hydrogène induit des risques de fuites à travers les réservoirs, d'autre part, l'hydrogène fragilise certains matériaux. Pour répondre à ces contraintes, des réservoirs en matériaux polymères sont étudiés pour remplacer les réservoirs métalliques actuels [39].

c. Stockage par hydrures

Ce mode de stockage fait l'objet de nombreuses études : il s'agit de stocker l'hydrogène dans certains matériaux carbonés ou dans des alliages métalliques capables d'absorber l'hydrogène. Ces matériaux sont connus sous le nom d'hydrures. Il est restitué à la demande par effet thermique entretenu [39].

II.2.5. Piles à combustible

Une pile à combustible est un générateur qui convertit directement l'énergie interne d'un combustible en énergie électrique, en utilisant un procédé électrochimique contrôlé. Elle met en jeu, sans les mélanger, un combustible (hydrogène, méthanol, monoxyde de carbone ...) et un comburant (généralement de l'oxygène pris dans l'air).



II.2.5.1. Description

La pile à combustible se compose de multiples cellules électrochimiques composées de deux électrodes (une anode, chargée négativement, et une cathode chargée positivement) séparées par un électrolyte.

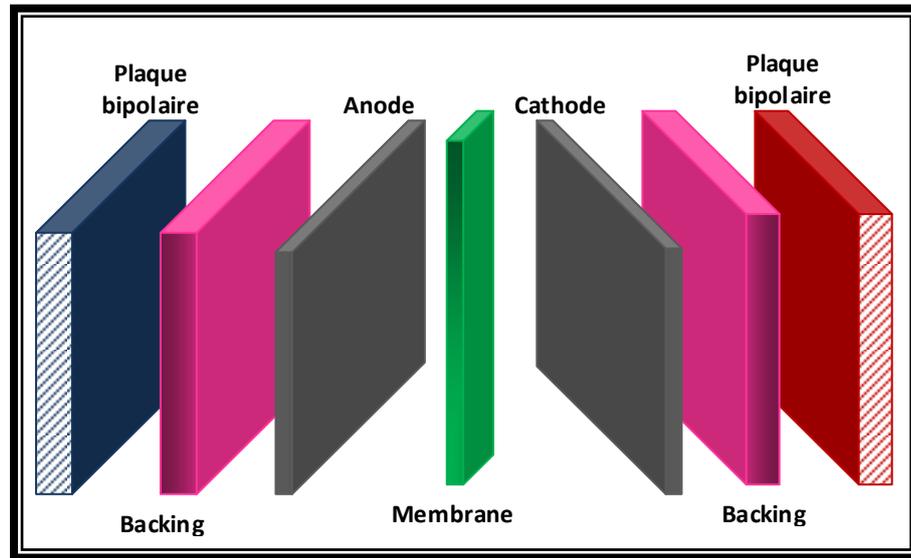
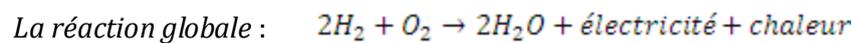


Figure II.21: Principaux composants d'une pile à combustible.

II.2.5.2. Principe de fonctionnement d'une pile à combustible

La pile à combustible fonctionne sur le mode inverse de l'électrolyse de l'eau. Tandis que l'électrolyse décompose l'eau en hydrogène et en oxygène sous l'action d'un courant électrique, la pile à combustible recombine l'hydrogène et l'oxygène pour produire de l'électricité, de l'eau et de la chaleur selon les équations :



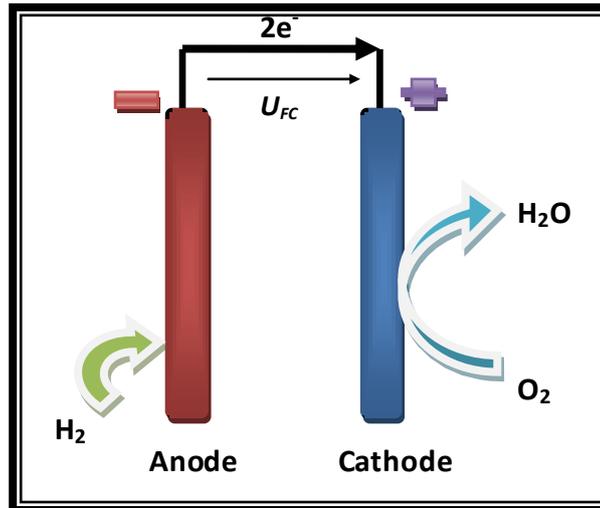


Figure II.22: Principe de fonctionnement d'une pile à combustible de type PEM alimentée en hydrogène et en oxygène.

II.2.5.3. Types de piles à combustible

On compte actuellement 7 types de pile à combustible:

- AFC (Pile à combustible alcaline),
- PEMFC (Pile à combustible à membrane à échange polymère),
- DMFC (Pile à combustible à méthanol direct),
- DEFC (Pile à combustible à éthanol direct),
- PAFC (Pile à combustible à acide phosphorique),
- MCFC (Pile à combustible à carbonate fusionnée),
- SOFC (Pile à combustible à oxyde solide).

Tableau II.4: Différents types de piles à combustible [40].

	AFC	PAFC	PEMFC	DMFC	MCFC	SOFC
	Basse température			Haute température		
Température	50 à 250°C	150 à 220°C	70 à 200°C	70 à 90°C	600 à 800°C	700 à 1050°C
Électrolyte	Potasse liquide	acide phosphorique liquide	membrane en polymère solide	membrane en polymère solide	sel de carbonate fondu liquide	céramique solide
combustibles possibles	hydrogène	hydrogène, gaz naturel (reformage)	hydrogène	méthanol	hydrogène, gaz naturel, méthanol...	hydrogène, gaz naturel, méthanol...
Gamme de puissance	1W à 100kW	200 kW à 10MW	1W à plusieurs kW	500kW à 10 MW	1kW à 100MW	1kW à 100MW
Rendement électrique	55 à 60%	35- 45% +75% en cogénération	30-45%	-	50- 60%	50-55% 70% en cogénération
Applications	spatial, défense, équipements portables	stationnaire, cogénération, transport	spatial, transport, stationnaire, équipements portables	transport, équipements portables	stationnaire, transport, cogénération, production décentralisée	stationnaire, cogénération



II.2.5.4. Caractéristiques des piles à combustible

II.2.5.4.1. Caractéristiques I-V d'une pile à combustible

Dans une pile à combustible, l'énergie libérée par les réactions électrochimiques sous la condition standard de température et de pression est de 56.32 kCal/mole . La tension réversible est 1.229 [14].

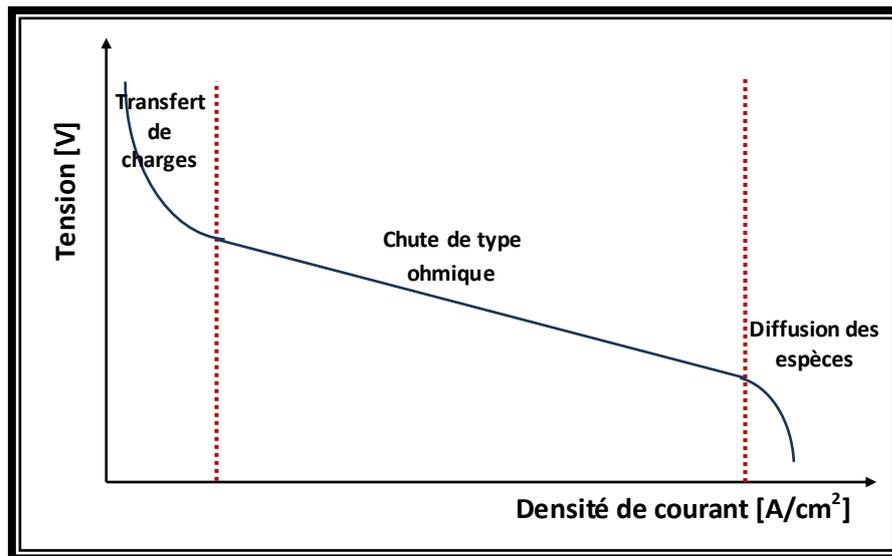


Figure II.23: Caractéristiques "Tension-Densité de courant" de la pile à combustible.

II.2.5.4.2. Pertes d'énergie d'une pile à combustible

Lorsque la pile débite, la tension E_{rev} est diminuée par les surtensions. Celles ci dépendent directement de la valeur de la densité de courant.

a. Pertes d'activation : sont dues au démarrage des réactions chimiques à l'anode et à la cathode [41].

b. Pertes ohmiques : sont causées par la résistance électrique de la membrane et par la résistance électrique de l'ensemble électrodes/plaques bipolaires [42].

c. Pertes par diffusion : s'effectuent quand le courant augmente à une valeur très grande, les réactions qui ont lieu atteignent un taux très grand comparé au taux auxquels les réactifs peuvent transporter aux électrodes. Par conséquent, les réactions sont amorties résultant une perte par diffusion [41].



II.2.5.4.3. Rendement d'une pile à combustible

On obtient le rendement global des piles à combustible, ou rendement de puissance, en multipliant le *rendement faradique* (η_{F_i}) et le *rendement énergétique* (η_e) [35] :

$$\eta_{FC} = \eta_{F_i} \times \eta_e \quad \text{II.18}$$

- *rendement faradique* : provient du fait qu'une partie de l'hydrogène et de l'oxygène migre à travers la membrane et se recombine sans que l'on puisse récupérer l'énergie. Ce rendement est généralement très proche de 1.

$$\eta_{F_i} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \frac{1}{F_{gaz}} \quad \text{II.19}$$

- *rendement énergétique* : égal au rapport de l'énergie délivrée sur l'énergie globale mise en jeu.

$$\eta_e = \frac{U}{U_{th}} \quad \text{II.20}$$

où

U est la tension de la cellule [V],

U_{th} est le potentiel thermoneutre (1.48V).

Conclusion

Dans ce chapitre, on a décrit dans un premier temps la description générale du système PV-W-FC. On a présenté ensuite le principe de fonctionnement, les caractéristiques, les performances et les différents types de chaque composant de ce système.

Le choix optimal d'un tel système doit tenir en compte du coût global du système, la performance, les coûts engendrés par la maintenance et la durée de vie de chaque composant.

Pour arriver au meilleur choix, il faut faire une brève comparaison entre les différents types de chaque composant du système PV-W-FC du point de vue technologique et du point de vue économique.

Chapitre III

Design et Dimensionnement du Système PV-Eolien-Pile à combustible



Le système hybride PV-W-FC utilise deux sources d'énergie : éolienne et photovoltaïque, avec un système de stockage par hydrogène. Ce type de système peut présenter une solution pour les régions éloignées d'un grand réseau interconnecté. Dans ce contexte, un dimensionnement correct et rentable du système PV-W-FC est très important.

Le dimensionnement d'un tel système implique la détermination des caractéristiques des sources et du système de stockage pour des ressources énergétiques données.

Ce chapitre présente les caractéristiques géographiques et météorologiques du site de Chlef, le site dans lequel on a proposé l'installation du système qu'il faut subvenir aux besoins électriques de l'université de Chlef.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, on va décrire les caractéristiques techniques et économiques de chaque composant du système.

III.1. Description du système PV-W-FC

La Figure III.1 est un schéma simplifié pour décrire le fonctionnement annuel du système PV-W-FC. Le fonctionnement du système et l'influence de ses paramètres, proviennent de l'analyse de l'ensemble des simulations réalisées.

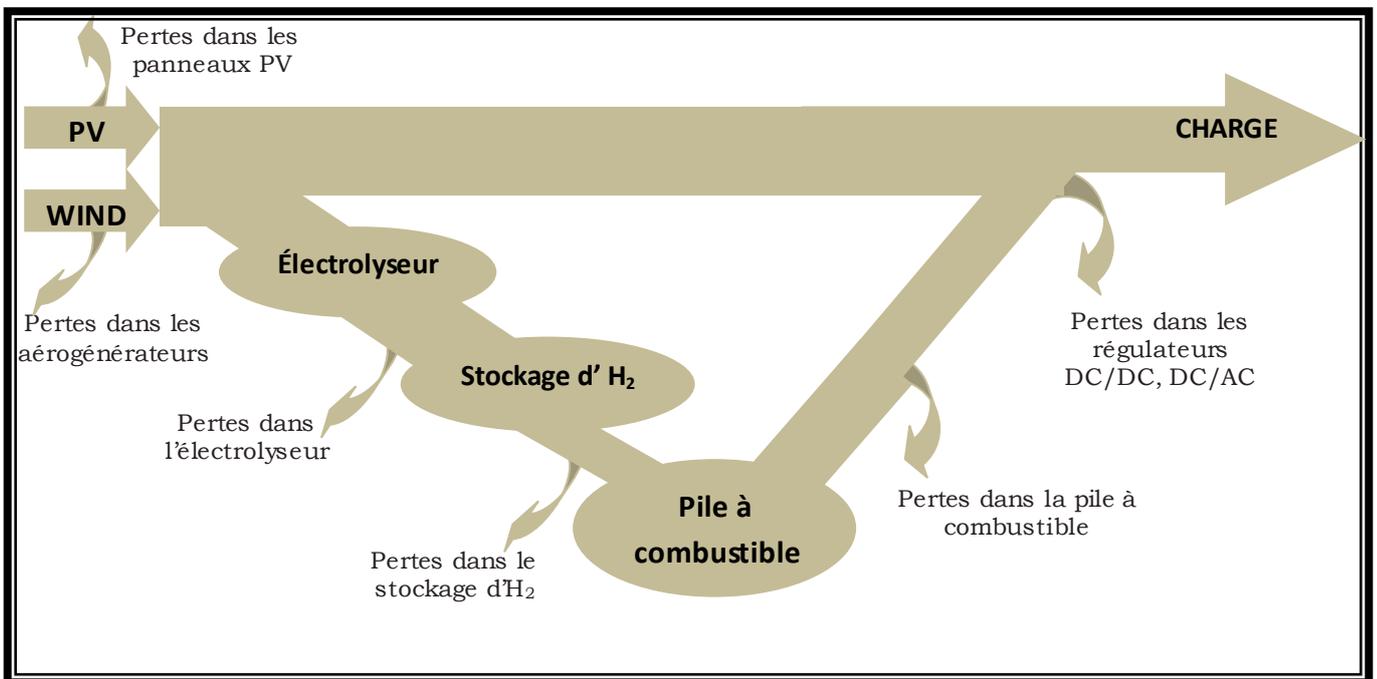


Figure III.1: Bilan énergétique du système PV-W-FC.

La somme des énergies annuelles photovoltaïque et éolienne est l'énergie totale qui entre dans le système. Une partie de cette énergie est fournie directement à la charge. La seconde partie passe par le système de stockage d'hydrogène et réduite par les pertes dans les



cellules électrochimiques liées aux rendements énergétiques et faradiques. La somme de ces deux énergies est encore diminuée par la perte dans les convertisseurs et par la perte due à la consommation intrinsèque. Le rendement du système dépend de l'ensemble de ces pertes.

Le volume de stockage est dimensionné pour que l'énergie stockée au cours du mois le plus défavorable soit égale à l'énergie consommée au cours de ce mois.

III.2. Utilisation du logiciel HOMER

HOMER, c'est un outil développé par « National Renewable Energy Laboratory » (NREL), capable de dimensionner et optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries [3]. Le modèle doit renseigner les ressources disponibles, les options technologiques, les coûts et les charges à respecter par le système.

Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année [42].

En ce qui concerne les composants, des fonctions de coût linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme [42].

HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital-annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle et celui de remplacement, fonctionnement et entretien).

Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple des coûts de carburant, la vitesse moyenne annuelle du vent).

Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenus [42].

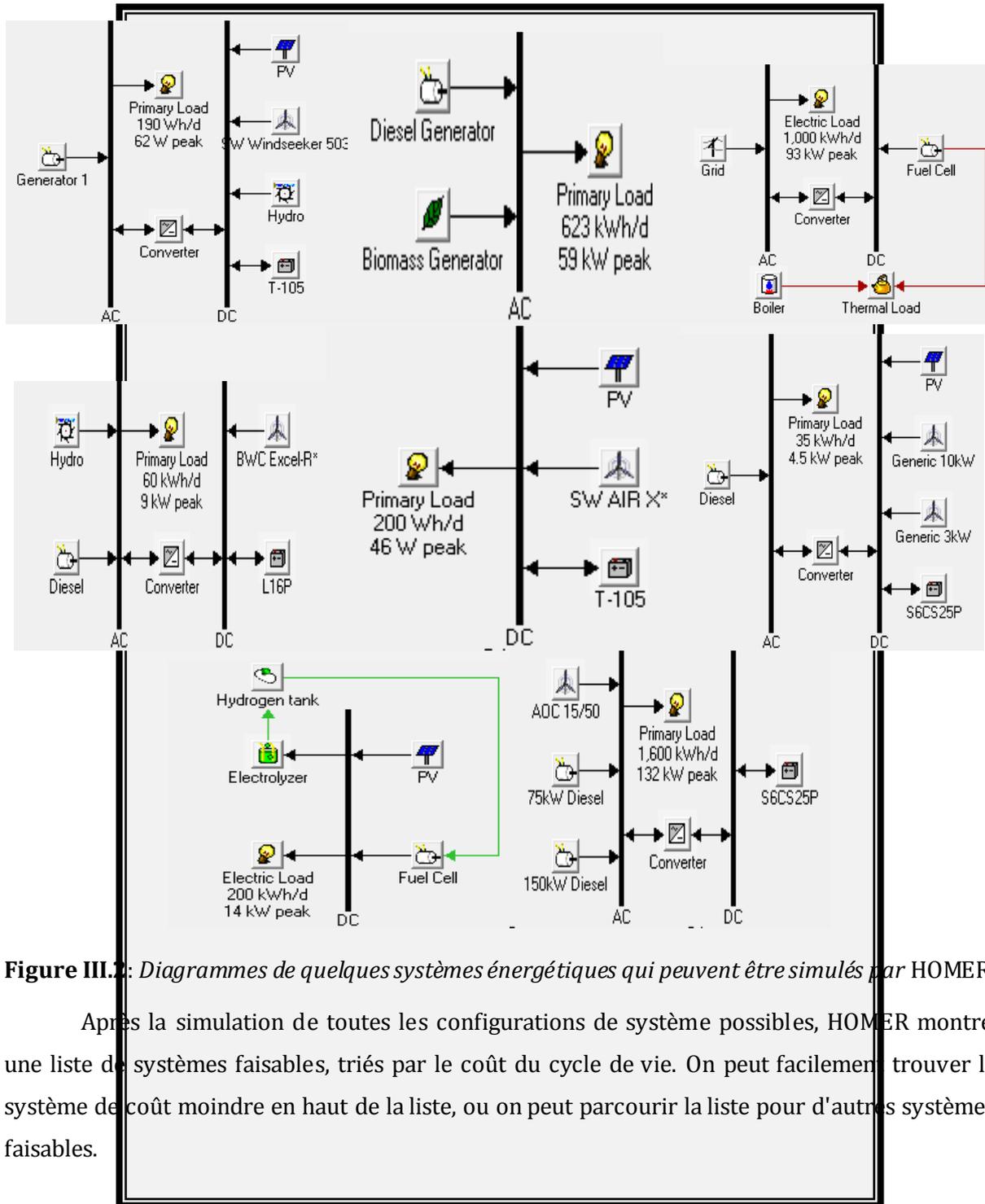


Figure III.2: Diagrammes de quelques systèmes énergétiques qui peuvent être simulés par HOMER.

Après la simulation de toutes les configurations de système possibles, HOMER montre une liste de systèmes faisables, triés par le coût du cycle de vie. On peut facilement trouver le système de coût moindre en haut de la liste, ou on peut parcourir la liste pour d'autres systèmes faisables.

III.3. Création du système hybride

D'après la bibliothèque de logiciel HOMER, on peut insérer les différents éléments de notre système hybride tel que la charge, les modules photovoltaïques, les aérogénérateurs, les



pires à combustible, les électrolyseurs, les convertisseurs et les systèmes de stockage d'hydrogène.

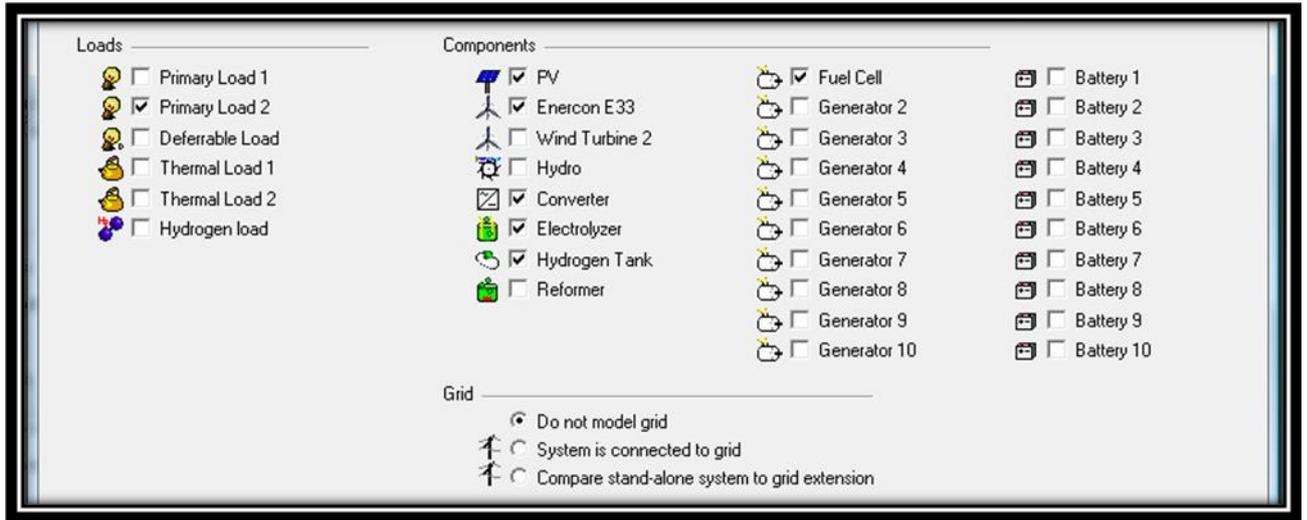


Figure III.3: Bibliothèque HOMER.

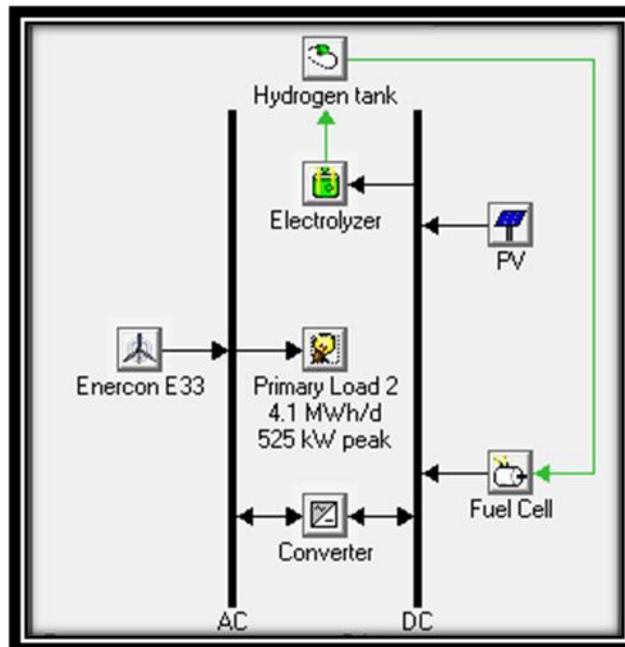


Figure III.4: Diagramme du système hybride PV-W-FC simulé par HOMER.

III.4. Caractéristiques de la région de Chlef

Le dimensionnement du système hybride PV-W-FC est basé sur les données météorologiques et géographiques effectuées pour le site de Chlef. Pour cette étude, nous nous



sommes procurés, auprès de l'ONM, les données météo de ces dix dernières années (1999-2008). Ces relevés sont effectués à Chlef (aéroport, à quelques km au Nord-est du centre-ville de Chlef).

III.4.1. Données géographiques

Le tableau ci-après, représente les différentes caractéristiques géographiques de la station de mesure de Chlef.

Tableau III.1: Caractéristiques géographiques de la station météorologique de Chlef.

Latitude	Longitude	Altitude	Rugosité	Albédo
36°12' N	1°20' E	143m	0.05	20%

III.4.2. Données météorologiques

III.4.2.1. Variation mensuelle de l'irradiation

Pour l'ensoleillement, nous avons acquis, auprès de l'ONM, les données mensuelles de la durée d'insolation de ces dix dernières années.

Le facteur d'éclairement est déterminé en utilisant l'équation (I.9). La durée d'insolation est prise à partir des données. La durée d'insolation maximale est déterminée en utilisant l'équation (I.7) et les données astronomiques du lieu.

A l'aide du logiciel HOMER et des valeurs du facteur d'éclairement et des caractéristiques du site de mesure (tableau III.1), l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année est déterminée. Les résultats sont reportés au tableau (III.2). En figure (III.5), l'évaluation mensuelle de l'irradiation (en jaune) ainsi que celle du facteur d'éclairement (en rouge) sont représentées.

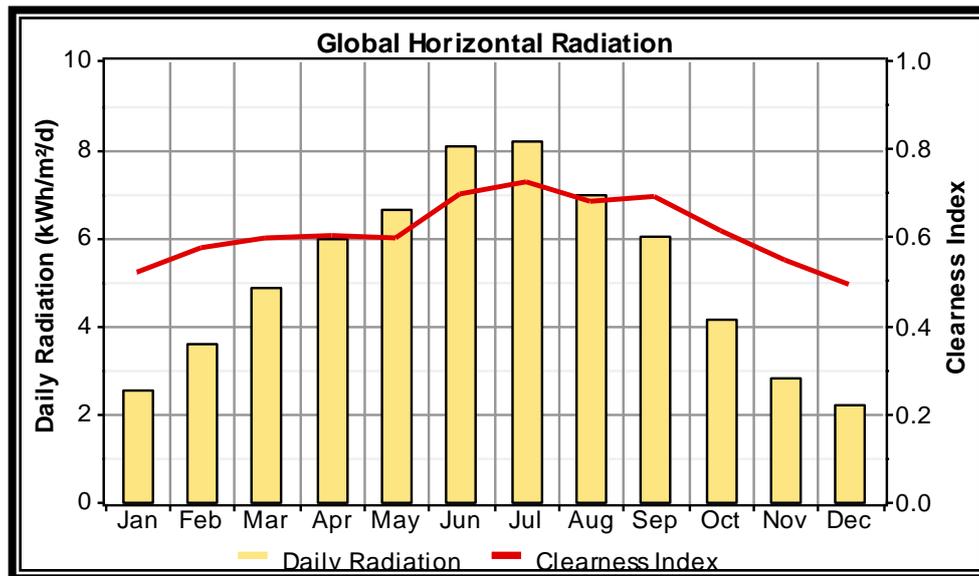


Figure III.5 : Évolution de l'ensoleillement mensuelle.

Tableau III.2: Données du rayonnement solaire de la région de Chlef.

Mois	Facteur d'éclairément	Irradiation (kWh/m²/j)
Janvier	0.520	2.538
Février	0.573	3.568
Mars	0.598	4.835
Avril	0.602	5.950
Mai	0.598	6.632
Juin	0.697	8.054
Juillet	0.723	8.170
Aout	0.677	6.973
Septembre	0.693	6.013
Octobre	0.612	4.142
Novembre	0.547	2.830
Décembre	0.490	2.192

III.4.2.2. Données de la température

Pour la température de la région de Chlef, de la même manière, nous nous sommes procurés, auprès de l'ONM, les valeurs mensuelles moyennes de la température pour 15 ans de mesure (de 1993 à 2007). L'ONM a enregistré des températures très élevées, que l'on ne peut pas les négliger dans notre étude.



Les graphes (III.6 et III.7) représentent la variation de la température mensuelle moyenne pour les 15 ans (de 1993 à 2007).

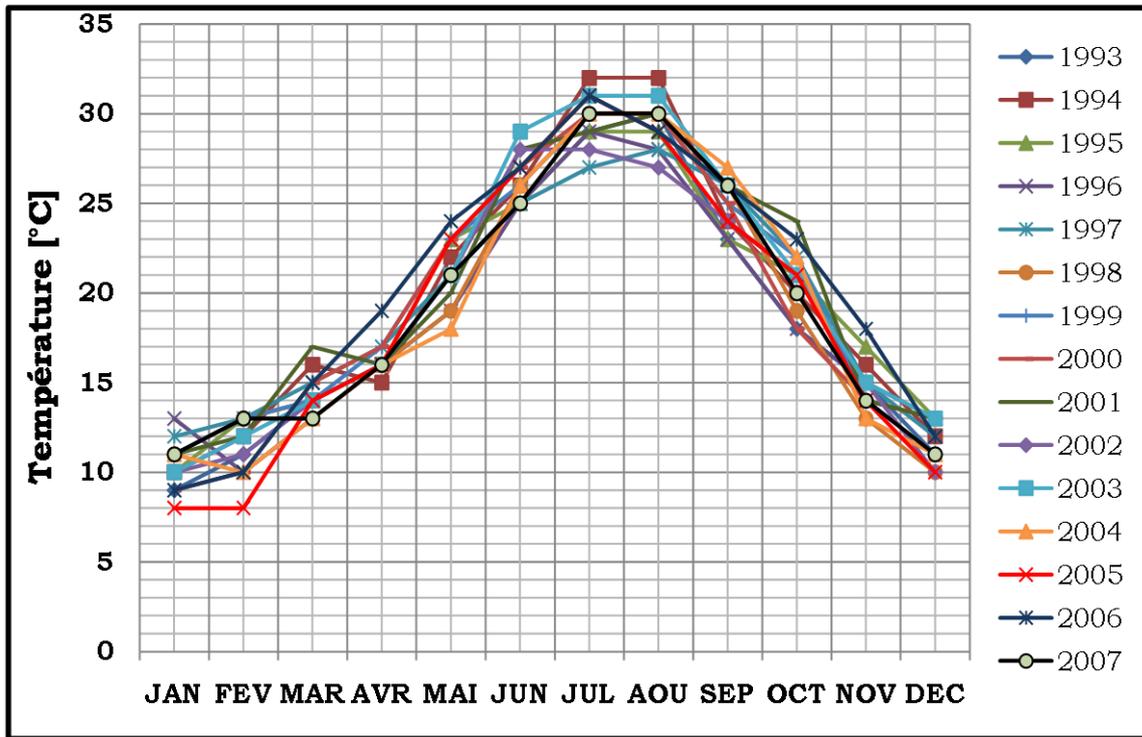


Figure III.6: Variation de la température mensuelle moyenne de la région de Chlef.

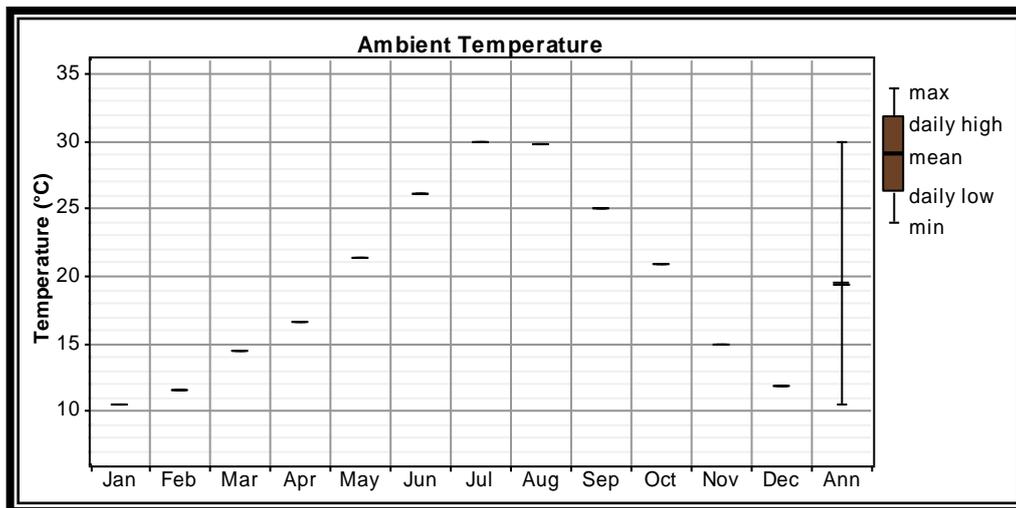


Figure III.7: Température mensuelle moyenne de la région de Chlef.



III.4.2.3. Données du vent

Pour le gisement éolien nous avons procédé de la même manière, à partir des données tri-horaires des vitesses du vent de l’ONM de ces cinq dernières années (de 2004 à 2008). Nous pouvons voir dans la figure (III.8) l’évolution de la vitesse moyenne mensuelle du vent.

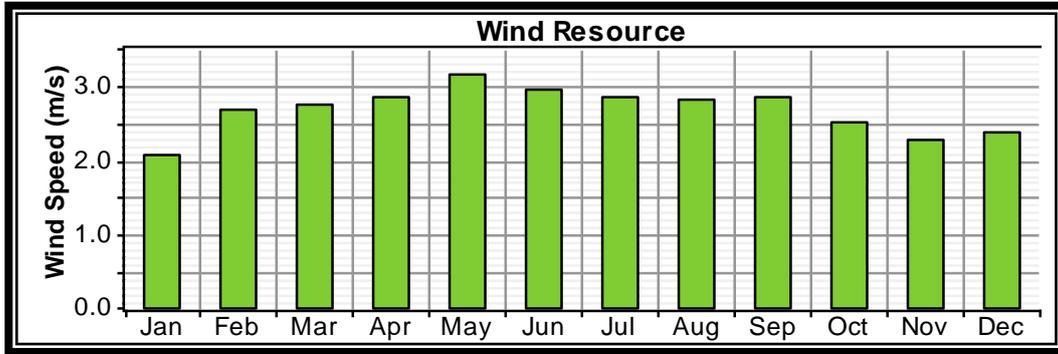


Figure III.8 : Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour la région de Chlef à 10m du sol.

Une analyse statistique des données tri-horaires des vitesses et leurs distributions pour des classes données ont été effectuées pour le site de Chlef à l’aide de logiciel HOMER.

La classification des fréquences du vent effectuée à l’échelle annuelle pour le site de Chlef est représentée par l’histogramme de la figure (III.9) donné par HOMER.

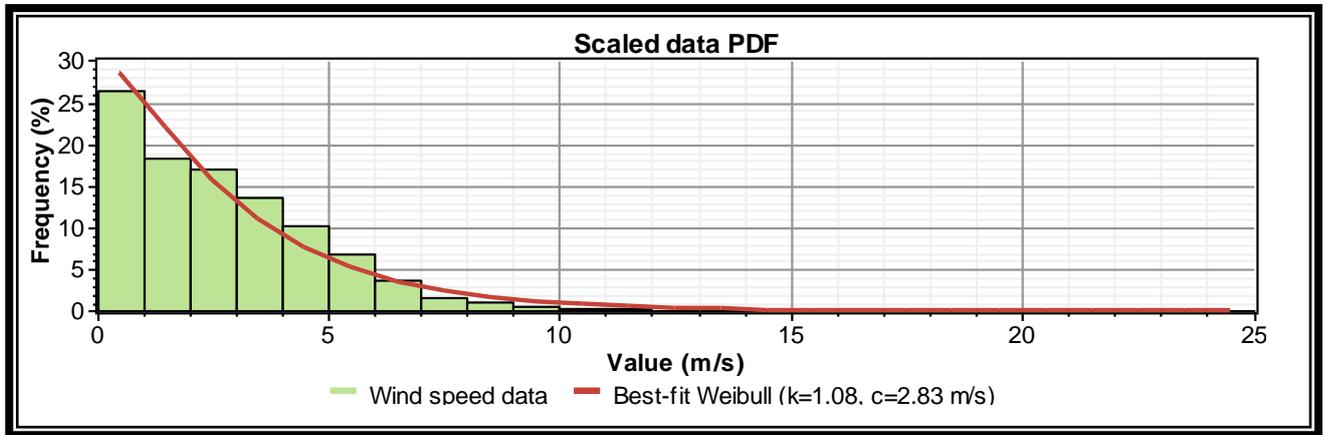


Figure III.9: Variation de la fréquence des vitesses du vent mesurées pour la région de Chlef.

Les valeurs des paramètres de Weibull k et C ainsi que la vitesse moyenne du vent pour la station de Chlef ont été déterminées par HOMER (Tableau III.3).

Tableau III.3 : Résultats de l’étude statique de la vitesse du vent.

k	C [m/s]	$\langle V \rangle$ [m/s]
1.08	2.83	2.732



La situation topographique de la station de Chlef (située dans une cuvette) est vérifiée par la faible valeur de la vitesse moyenne enregistrée.

La vitesse du vent varie avec la hauteur en fonction de la rugosité du sol. Le logiciel HOMER utilise la loi logarithmique (représentée dans chapitre I) de la variation verticale de la vitesse en fonction de la rugosité du sol du site d'installation du système à dimensionner. En figure (III.10), les variations de la vitesse du vent en fonction de la hauteur du mât et de la rugosité du sol du lieu sont reportées.

Pour le cas de Chlef (station de mesure), on a pris une rugosité de 0.05m.

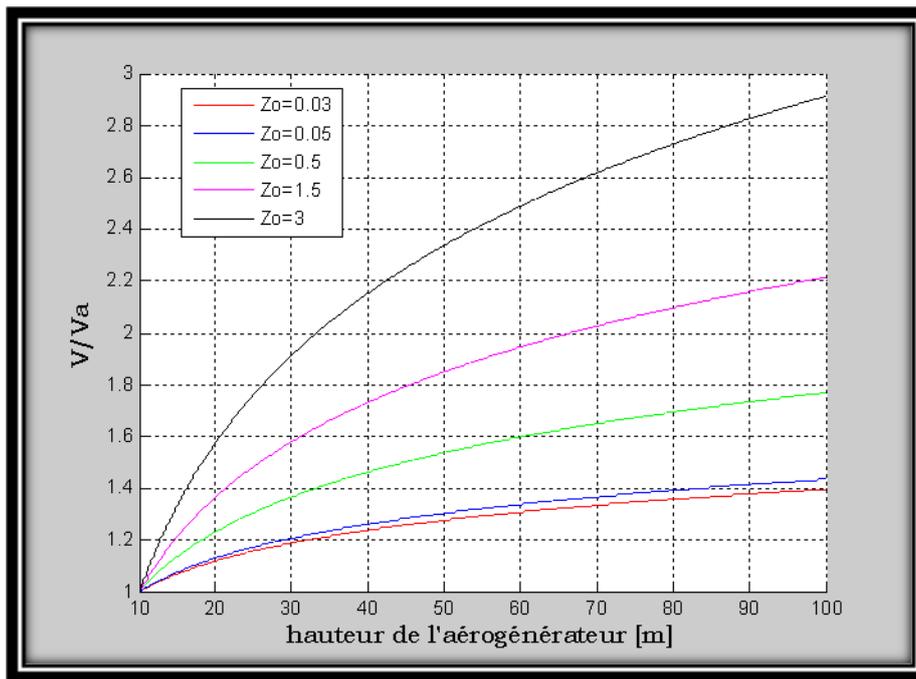


Figure III.10: Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur de l'aérogénérateur.

III.5. Profils de charge de l'université de Chlef

Pour le profil de consommation, nous avons utilisé les données fournies par la société SONELGAZ. Elles correspondent à la puissance électrique mensuelle consommée pour l'université de Chlef durant l'année 2008.

La consommation électrique de l'université de Chlef répartie sur sept compteurs d'enregistrement de la consommation. Le tableau (III.4) représente la consommation enregistré par chaque compteur durant l'année 2008.



Tableau III.4 : Consommation énergétique enregistrés par les compteurs de l'université de Chlef.

Post	Energie consommée [kWh]
1	56711
2	197440
3	388222
4	130285
5	163664
6	208533
7	364728

Nous pouvons voir sur la figure (III.11) l'évolution mensuelle de la puissance sur une année.

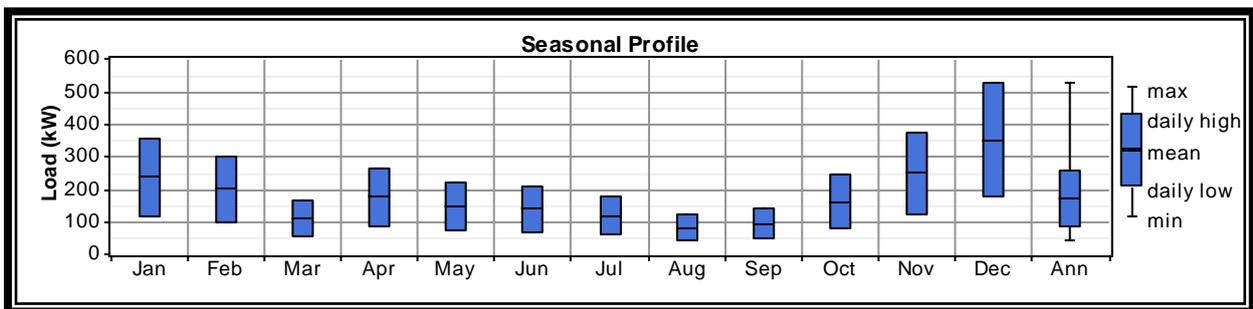


Figure III.11 : Évolution mensuelle de la consommation électrique pour l'université de Chlef pour l'année 2008.

La figure (III.12) représente la consommation énergétique moyenne mensuelle de l'université de Chlef durant l'année 2008.

On note, que l'énergie consommée est alors d'environ 4.1 MWh/j sur l'année 2008, soit une puissance crête de 525 kW.

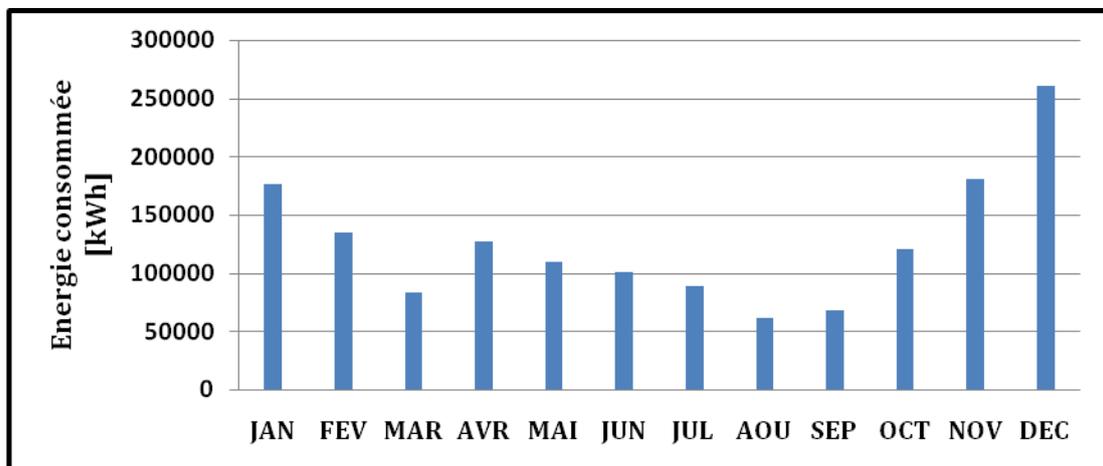


Figure III.12: Consommation mensuelle de l'université de Chlef pour l'année 2008.



La consommation électrique de l'université de Chlef diffère, d'un mois à un autre et d'une saison à une autre. Cela est dû au fait que le travail au niveau de l'université n'est pas régulier. Les week-ends et les vacances scolaires influent sur la consommation.

La diminution de la consommation pendant l'été (principalement le mois d'août) est dû ainsi bien au congé annuel des travailleurs et qu'aux vacances des étudiants.

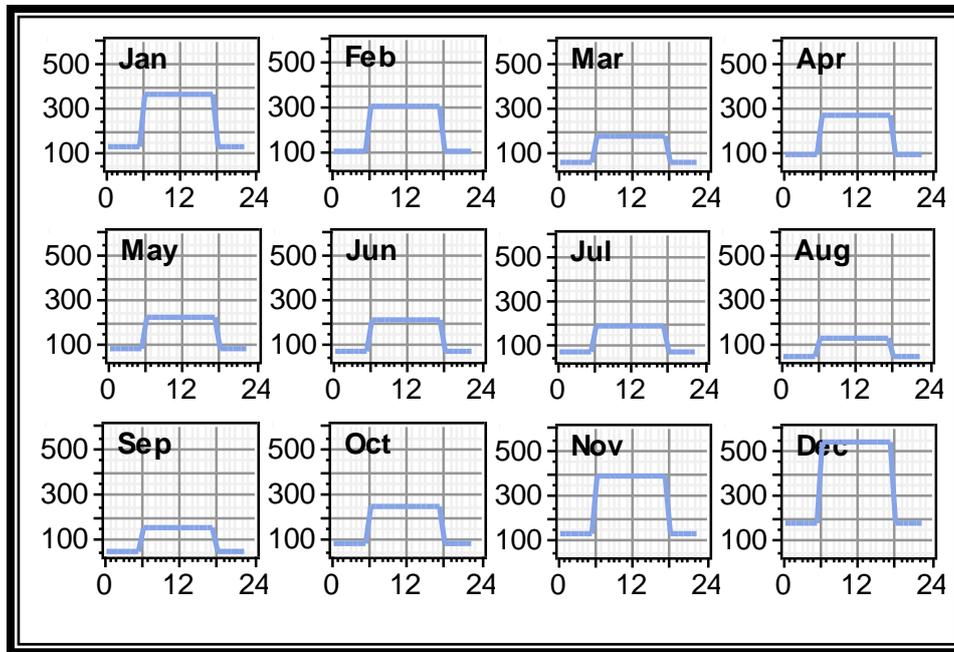


Figure III.13 : Profil de charge mensuel d'un jour typique de l'université de Chlef.

III.6. Caractéristiques techniques des composants utilisés

III.6.1. Surface du panneau photovoltaïque

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités [9]. Deux paramètres définissent la position des modules photovoltaïques :

- ↪ l'*orientation* (azimut): le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (Sud, Nord, Sud-Ouest...);
- ↪ l'*inclinaison* : l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal.

III.6.1.1. Choix de l'inclinaison

Le choix de l'inclinaison des panneaux dépend du profil de consommation énergétique de l'utilisateur final, mais aussi du système de stockage considéré.

Si un stockage saisonnier est utilisé, l'inclinaison des panneaux solaires est fixée de manière à maximiser la captation de l'énergie sur l'année.



Dans le cas du stockage journalier, l'inclinaison est alors fixée de manière à maximiser la captation de l'énergie durant les périodes les plus défavorables en termes de disponibilité de la ressource renouvelable associée à une forte consommation de l'utilisateur final. En l'occurrence, ces périodes correspondent généralement à un mois d'hiver, où la disponibilité de la ressource est faible (journées d'ensoleillement courtes, conditions météorologiques défavorables) tandis que la consommation est plus importante [29].

Pour notre système, on a proposé plusieurs valeurs d'inclinaison.

III.6.1.2. Choix de l'orientation

L'azimut permet d'ajuster la captation au niveau journalier. L'irradiation solaire maximale survenant généralement le midi (soleil au zénith), une orientation plein sud (dans l'hémisphère nord) permet donc de collecter le maximum d'énergie solaire au moment où l'irradiation est maximale. En utilisant directement l'énergie captée par le panneau, si les besoins d'un utilisateur sont plus importants le matin, on préférera orienter les panneaux au sud-est pour maximiser la captation à cet instant de la journée [29].

Pour le dimensionnement de notre système on a choisi une orientation en plein Sud, c'est-à-dire à un azimut de 0°.

III.6.1.3. Effet de la température

Dans notre étude on utilise les panneaux photovoltaïques fabriqués par la société française AEV (Accord Eco Vert).

Les caractéristiques de ces panneaux sont présentées dans le tableau (III.5).

Tableau III.5: Caractéristiques des panneaux PV [43].

Technologie	Silicium multicristallin
Coefficient thermique de la cellule	- 0.5 %/°C
NOCT	47°C
Rendement dans les conditions standards	13%

III.6.2. Aérogénérateurs

Les aérogénérateurs utilisés dans ce projet sont de la société allemande ENERCON. C'est l'E33 qui a les caractéristiques présentés sur les figures (III.14) et (III.15). Sa puissance peut atteindre 330 kW (AC) à la vitesse de 12m/s ce qui est équivalent à 46.8 km/h. La durée de vie considérée pour ces aérogénérateurs est de 20 ans.



Aérogénérateur ENERCON E-33				
	Puissance nominale	330kW	Coût	900 000\$
	Vitesse nominale	12m/s	Nombre de pales	3
	Vitesse de démarrage	2.5m/s	Génératrice	Synchrone
	Vitesse d'arrêt	28-34m/s		
	Diamètre	33.4m		
	Surface	876m ²		
	Hauteur du mât	34-50m		

Figure III.14: Caractéristiques d'aérogénérateur ENERCON E-33 (ENERCON 2004) [44].



Figure III.15: Propriétés de l'aérogénérateur utilisé.

III.6.3. Électrolyseurs

Les électrolyseurs utilisés pour produire de l'hydrogène nécessaire pour alimenter les piles à combustible suffisantes pour alimenter les charges maximales de l'université de Chlef.

Deux technologies d'électrolyse peuvent répondre aux spécifications d'entrée de l'étude : l'électrolyse alcaline et l'électrolyse PEM.

Les autres technologies d'électrolyse, notamment la technologie SOFC ou la technologie de dissociation par l'effet de la température, ont été sciemment écartées d'emblée du champ de



la présente étude car leurs caractéristiques techniques ne les rendent pas compatibles avec les paramètres de fonctionnement du système [37].

Le tableau (II.6) présente les caractéristiques techniques des technologies alcalines et PEM des électrolyseurs.

Ainsi, il est possible de mettre en évidence les avantages de chaque technologie [37]:

- La technologie PEM possède l'avantage principal de répondre instantanément aux variations de la source énergétique en entrée.
- La technologie alcaline présente les rendements et durées de vie les plus élevés ce qui permet un meilleur amortissement de l'investissement initial. Par ailleurs, à l'heure actuelle, les plus grandes installations de production sont de type alcalin.

Le tableau ci-dessous représente les caractéristiques techniques de l'électrolyseur utilisé.

Tableau III.6: *Caractéristiques des électrolyseurs.*

Caractéristique	Valeur
Type	Alcalin/PEM
Rendement	75%
Mode de fonctionnement	DC
Durée de vie	25 ans

III.6.4. Convertisseurs

Dans les systèmes PV-W-FC, les convertisseurs sont utilisés pour transformer le courant continu (CC) en courant alternatif (CA) et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les systèmes hybrides [3]: les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans notre système, ils sont utilisés pour convertir le CA produit par les aérogénérateurs à un CC qui est utilisé par les électrolyseurs pour produire de l'hydrogène.

Les onduleurs convertissent le CC en CA, ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil [3].



Dans le système étudié, on a utilisé les onduleurs pour transformer le CC produit par les générateurs photovoltaïques et les piles à combustible en CA pour alimenter la charge.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC [3]. Dans notre cas on y les utilise pour adapter entre deux sources d'énergie, par exemple, entre les générateurs photovoltaïques et les piles à combustible, ou entre les redresseurs et les générateurs photovoltaïques.

Le tableau (III.7) représente les caractéristiques techniques du convertisseur utilisé.

Tableau III.7: *Caractéristiques des convertisseurs.*

<i>Caractéristique</i>	<i>Valeur</i>
<i>Durée de vie</i>	15 ans
<i>Rendement (DC/AC)</i>	90%
<i>Rendement (AC/DC)</i>	90%

III.6.5. Réservoirs d'hydrogène

L'hydrogène stocké doit être suffisant pour subvenir aux besoins des piles à combustible. Les réservoirs doivent être suffisants pour stocker le gaz d'hydrogène en respectant les caractéristiques citées dans le tableau suivant.

Tableau III.8: *Caractéristiques des réservoirs d'hydrogène.*

Caractéristique	valeur
<i>Durée de vie</i>	20 ans
<i>Volume réservé</i>	95%

III.6.6. Piles à combustible

Les piles à combustible doivent être d'une puissance suffisante pour alimenter le maximum de la demande énergétique de la charge, en respectant les caractéristiques du tableau (III.9).

Tableau III.9: *Caractéristiques des piles à combustible.*

Caractéristique	valeur
<i>Durée de vie</i>	43800 heures
<i>Consommation spécifique</i>	0,03 kgH ₂ / kWh
<i>Mode de fonctionnement</i>	DC



Les polluants émis par la pile à combustible dépendent du carburant utilisé. Le tableau suivant représente les polluants produits par différents carburants.

Tableau III. 10: Polluants émis par différents carburants [45].

<i>Polluant</i> (Kg/Gj)	<i>Hydrocarbure</i>	<i>Charbon</i>	<i>Hydrogène</i>
CO₂	72.40	100	0
CO	0.80	0.65	0
SO₂	0.38	0.50	0
NO_x	0.34	0.32	0.10

III.7. Paramètres économiques

L'optimisation des puissances installées va se faire selon des critères économiques. Il nous faut donc prendre en considération le coût d'installation de chaque élément du système complet.

Le tableau (III.11) représente les coûts d'investissement initial, de remplacement et d'opération et maintenance des différents composants du système PV-W-FC en dollars américain ainsi que les autres caractéristiques techniques tel que la durée de vie et le rendement de ces composants.

Tableau III.11: Caractéristiques économiques de chaque composant du système PV-W-FC [46], [47].

<i>Composant</i>	<i>Aérogénérateurs</i>	<i>Modules PV</i>	<i>Électrolyseur</i>	<i>Stockage d'hydrogène</i>	<i>Piles à combustible</i>	<i>Convertisseurs</i>
<i>Coût d'Investissement Initial</i> [US\$/unité]	3500	6500	2000	1300	3000	800
<i>Coût de remplacement</i> [US\$/unité]	2000	5500	1500	1200	2500	750
<i>O&M</i> [US\$/unité-an]	95	65	25	15	175	8
<i>Durée de vie</i> [ans]	20	20	20	20	5	15
<i>Rendement</i> [%]	-	13	75	95	50	90
<i>Unité</i>	1 kW	1kW	1kW	1 kg	1kW	1kW

Il est à noter comme la technologie du photovoltaïque ainsi que la technologie de l'hydrogène est en pleine mutation, les caractéristiques économiques sont en pleine évolution. Il a été montré



[47] que les coûts des panneaux photovoltaïques est en plein décroissance. Les valeurs prises dans le tableau (III.11) correspondent à des valeurs maximales.

III.8. Optimisation du système

Le but des procédés d'optimisation du système est de déterminer la valeur optimale de chaque composant pour la meilleure solution de dimensionnement de notre système.

Les variables de dimensionnement qu'il faut introduire dans notre simulation sont :

- ↪ La puissance crête de la surface photovoltaïque ;
- ↪ Le nombre des aérogénérateurs ;
- ↪ La puissance nominale des piles à combustible ;
- ↪ La puissance nominale des convertisseurs AC/CC et CC/AC ;
- ↪ La puissance nominale des électrolyseurs ;
- ↪ La taille du système de stockage d'hydrogène.

Dans le processus d'optimisation, HOMER simule plusieurs possibilités de dimensionnement et trie les meilleurs résultats pour chaque scénario, selon le point de vue économique.

Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les principales données nécessaires pour faire le dimensionnement du système hybride PV-W-FC qui est capable de fournir de l'énergie nécessaire pour alimenter la charge, qui est dans notre cas l'université de Chlef. Les résultats de cette simulation seront présentés dans le chapitre suivant.

Chapitre IV

Résultats de Simulation



Dans ce chapitre on va présenter les résultats de dimensionnement du système hybride PV-W-FC. Les résultats présentés dans ce chapitre sont basées sur une analyse technico-économique effectuée sous HOMER. On a considéré trois scénarios capables pour subvenir au besoin énergétique de l'université de Chlef.

IV.1. Configuration du système

La simulation par HOMER donne une liste des différentes possibilités d'installation du système hybride PV-W-FC (Figure IV.1), dont le trie des possibilités se fait selon un critère économique. Tous ces systèmes permettent d'alimenter l'université de Chlef d'une façon continue.

	PV (kW)	E33	FC (kW)	Conv. (kW)	Elec. (kW)	2 Tar (kg)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/k...)	Ren. Frac.	FC (hrs)
	2750	5	600	600	2...	5...	CC	\$ 37,427,500	979,358	\$ 57,014,660	1.8...	1.00	4.0...
	4500		600	600	2...	5...	CC	\$ 44,740,000	1,119,402	\$ 67,128,032	2.2...	1.00	5.2...
		20	600	2500	2...	1...	CC	\$ 44,250,000	1,530,845	\$ 74,866,888	2.4...	1.00	5.1...

Figure IV.1: Configuration du système hybride en fonction du coût net actuel.

IV.2. Différents scénarios

On a proposé trois scénarios différents pour le système autonome:

- ↪ Photovoltaïque - Éolien- Pile à combustible (PV-W-FC) ;
- ↪ Photovoltaïque - pile à combustible (PV-FC) ;
- ↪ Éolien - Pile à combustible (W-FC).

IV.2.1. Scénario N°1 : PV-FC

Dans cette partie, nous allons étudier le cas d'un système alimenté par une source renouvelable fluctuante (le soleil). Dans ce cas, la présence d'un dispositif de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire, à tout instant, la demande du consommateur. Le mode de stockage utilisé dans ce cas est le stockage par hydrogène.

Dans cette configuration du système, nous avons optimiser le dimensionnement pour minimiser le coût total de l'installation. Nous avons alors fait un calcul systématique du coût total de se système sur 20 ans, pour plusieurs valeurs de la capacité de stockage de l'hydrogène, de la puissance crête photovoltaïque et la puissance des électrolyseurs.



Cette étude est faite pour une puissance des piles à combustible constante. La puissance des piles à combustible doit être suffisante pour alimenter la charge pendant sa consommation maximale (600 kW).

Dans un système PV autonome, la puissance nominale de l'onduleur est adaptée à la puissance maximale demandée par l'utilisateur [35]. Pour cela un onduleur de 600 kW a été choisi.

Afin de déterminer l'effet de l'inclinaison des panneaux PV, on a considéré plusieurs valeurs de l'angle d'inclinaison du panneau dans notre modélisation.

PV Slope (deg)	PV (kW)	FC (kW)	Conv. (kW)	Elec. (kW)	H2 Tank (kg)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	FC (hrs)
20.0	5300	600	600	2700	5000	CC	\$ 48,630,000	1,317,344	\$ 81,563,600	2.163	1.00	5,171
25.0	5000	600	600	2800	5200	CC	\$ 47,140,000	1,307,586	\$ 79,829,648	2.117	1.00	5,195
30.0	4800	600	600	2800	5300	CC	\$ 45,970,000	1,297,096	\$ 78,397,408	2.079	1.00	5,208
36.0	4700	600	600	2700	5500	CC	\$ 45,380,000	1,292,667	\$ 77,696,680	2.061	1.00	5,220
40.0	4600	600	600	2800	5600	CC	\$ 45,060,000	1,294,095	\$ 77,412,376	2.053	1.00	5,236
45.0	4500	600	600	2900	5700	CC	\$ 44,740,000	1,295,802	\$ 77,135,040	2.046	1.00	5,254
50.0	4500	600	600	2800	5800	CC	\$ 44,670,000	1,301,882	\$ 77,217,040	2.048	1.00	5,307
55.0	4500	600	600	2800	5800	CC	\$ 44,670,000	1,307,869	\$ 77,366,736	2.052	1.00	5,350
60.0	4400	600	600	3000	6000	CC	\$ 44,680,000	1,321,985	\$ 77,729,624	2.061	1.00	5,409

Figure IV.2 : Configuration des meilleurs résultats pour chaque inclinaison des panneaux photovoltaïques du système PV-FC.

La figure (IV.3) donne l'évaluation du coût de production d'électricité par le système en fonction de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

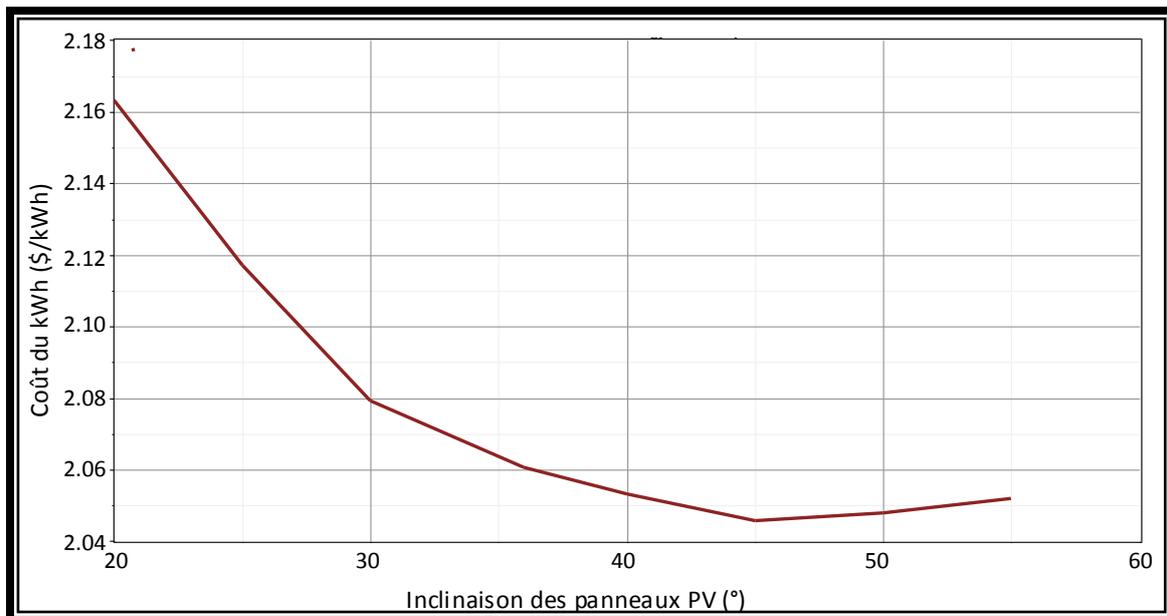


Figure IV.3: Coût du kWh d'énergie électrique produite par le système PV-FC en fonction de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.



Les coûts de productions décroissent avec une augmentation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV. La valeur minimale est atteinte pour un angle d'inclinaison de 45°. A partir de cette valeur de l'angle d'inclinaison, le coût augmente lentement avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison.

La moyenne mensuelle de l'éclairement journalier du rayonnement global solaire reçue sur un plan horizontal au niveau de la région de Chlef est reporté en figure (IV.4).

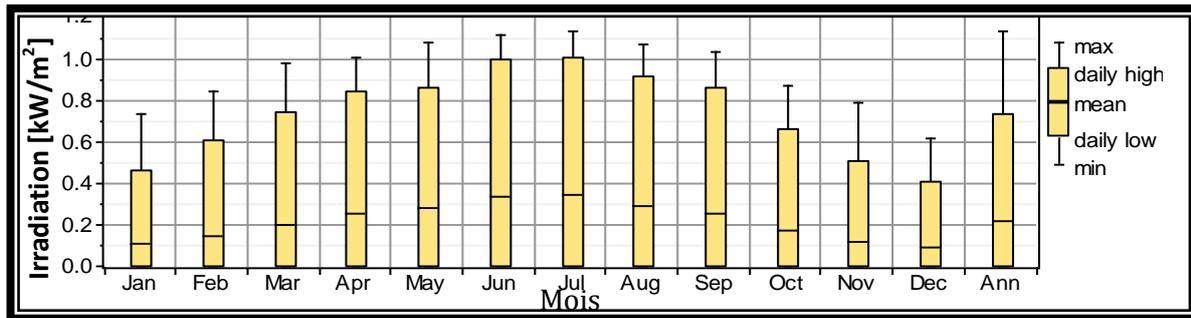


Figure IV.4: Irradiation solaire mensuelle globale pour la région de Chlef.

La figure (IV.5) représente la moyenne mensuelle de l'éclairement journalier du rayonnement global solaire reçue sur un plan incliné de 45° au niveau de la région de Chlef.

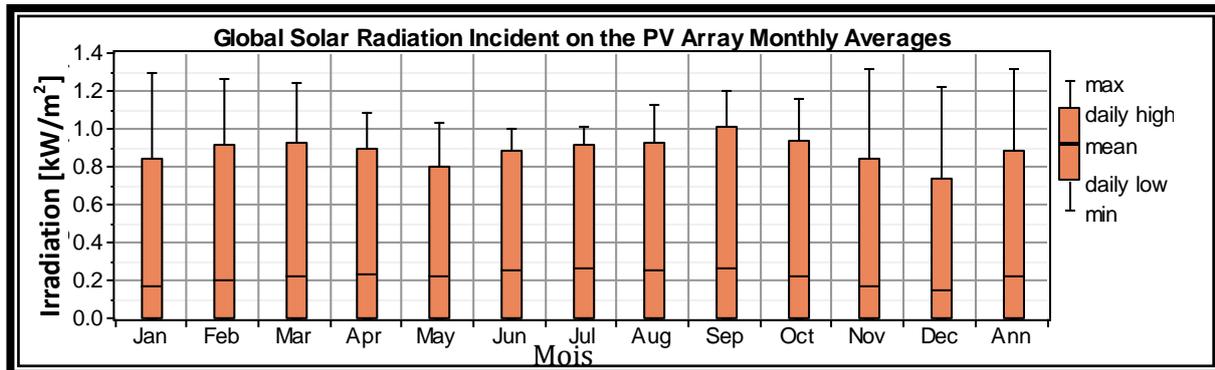


Figure IV.5: Irradiation solaire mensuelle incidente pour une inclinaison de 45° pour la région de Chlef.

IV.2.1.a. Composition du système

Pour le système PV-FC, la position optimale des panneaux PV est fixée à une inclinaison de 45°. Ce système est composé d'un champ PV, d'une unité d'électrolyseurs et d'une unité de piles à combustible.

Le tableau (IV.1) représente la composition de ce système ainsi que la taille de chaque élément.



Tableau IV.1: Composition du système PV-FC.

Puissance crête du champ PV [kW]	Puissance nominale du convertisseur [kW]	Puissance nominale de l'électrolyseur [kW]	Taille du réservoir d'H ₂ [kg]	Puissance nominale de la PAC [kW]
4,500	600	2,900	5,700	600

IV.2.1.b. Bilan énergétique

↳ **Production du système PV-FC**

La figure (IV.6) présente la production énergétique du système hybride PV-FC.

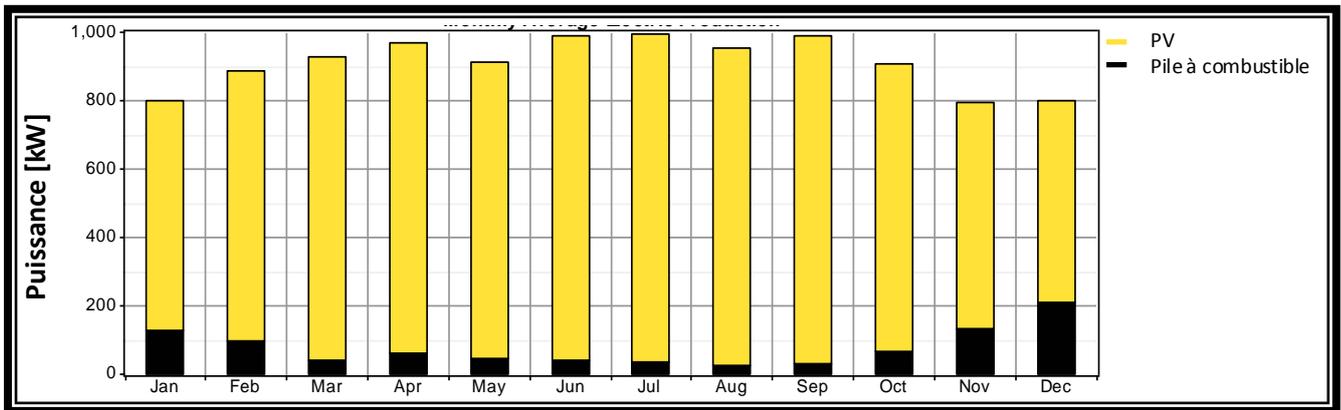


Figure IV.6: Production énergétique mensuelle du système PV-FC.

Le tableau (IV.2) présente le bilan énergétique du système PV-FC autonome.

Tableau IV.2 : Bilan énergétique du système PV-FC.

Composant	Production		Consommation		Excès
	PV	PAC	Elec	Charge	
Énergie [kWh/an]	7,303,934	674,588	1,064,448	1,508,294	5,238,289
[%]	92	8	41	59	65.7

De ce tableau, on note que 92% de l'énergie annuelle produite par le système est une énergie photovoltaïque, tandis que seulement 8% de cette énergie est produite par les piles à combustible. La charge consomme 59% de l'énergie totale consommée et 41% est consommée par l'électrolyseur pour produire l'hydrogène nécessaire pour alimenter la pile à combustible pendant la nuit et les jours non ensoleillés.

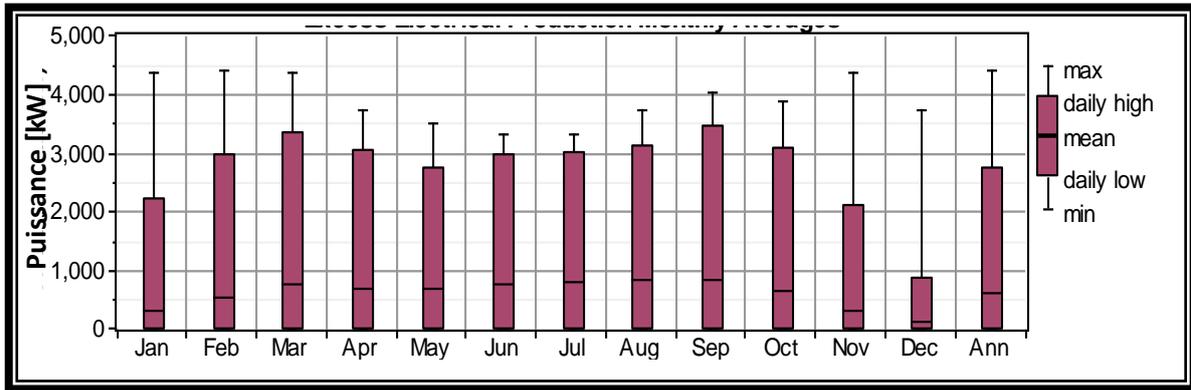


Figure IV.7: Excès énergétique mensuelle pour le système PV-FC.

L'excès énergétique est important (figure IV.7). Il est de l'ordre de 65.7%. Il est dû au dimensionnement du volume de stockage pendant le mois le plus défavorable.

↳ Production du champ PV

En figure (IV.8), la production énergétique mensuelle du champ PV est reportée.

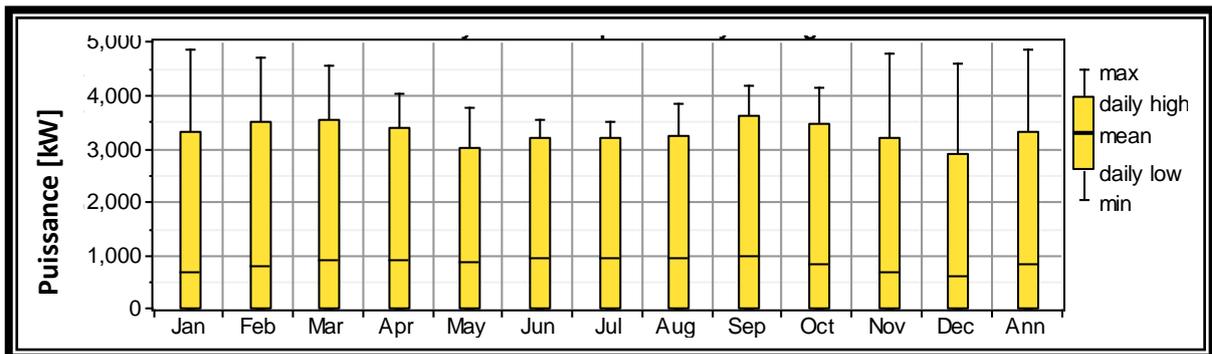


Figure IV.8: Energie photovoltaïque mensuelle produite par les panneaux photovoltaïques dans le système PV-FC.

↳ Production d'hydrogène

Les électrolyseurs fonctionnent quand la production photovoltaïque est supérieure à la demande énergétique de la charge.

La figure (IV.9) représente la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur.

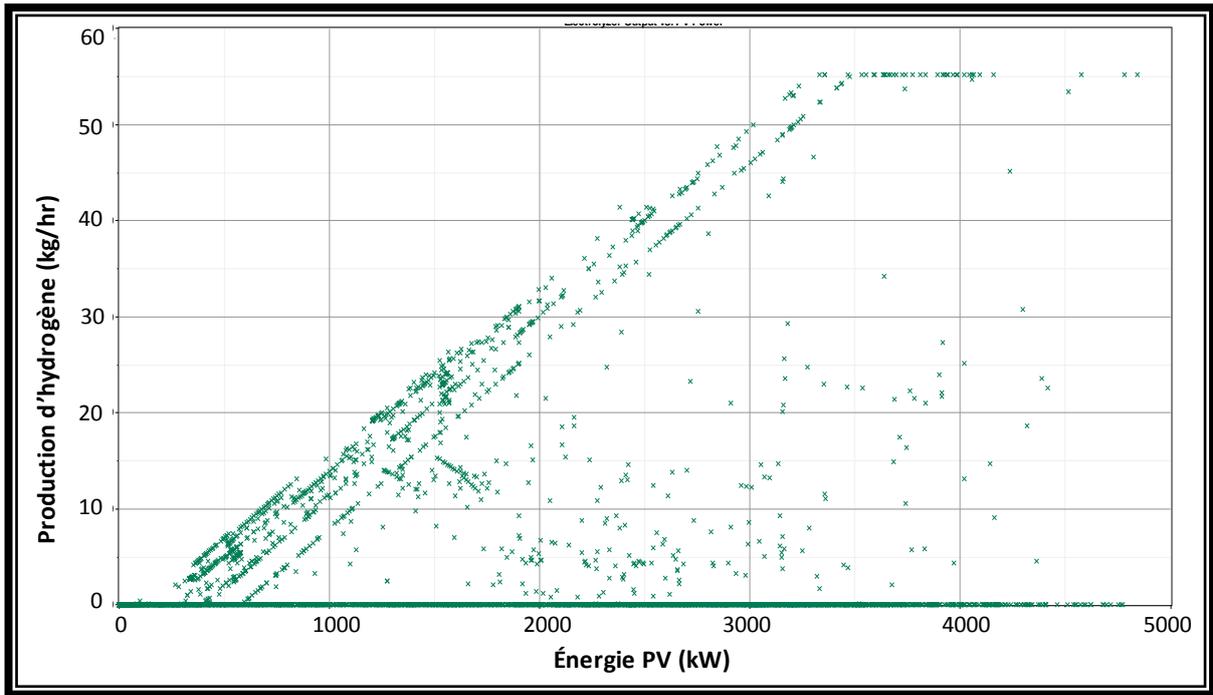


Figure IV.9: Quantité horaire d'hydrogène produite en fonction de l'énergie photovoltaïque du système PV-FC.

L'électrolyseur consomme plus d'énergie pendant le mois de janvier à cause de la demande importante de l'hydrogène pour le fonctionnement de la pile à combustible. La figure (IV.10) représente la consommation mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-FC.

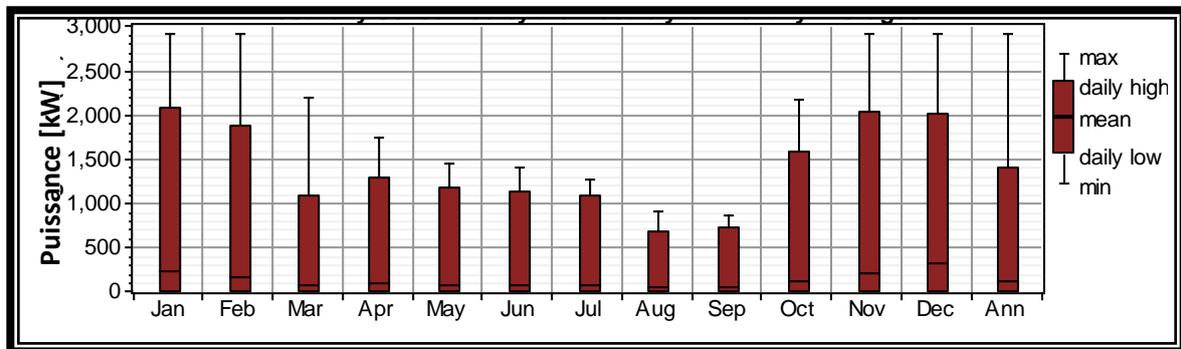


Figure IV.10: Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-FC.

La quantité d'hydrogène produite dépend de l'énergie consommée par les électrolyseurs. La figure (IV.11) représente la moyenne mensuelle de la production horaire d'hydrogène.

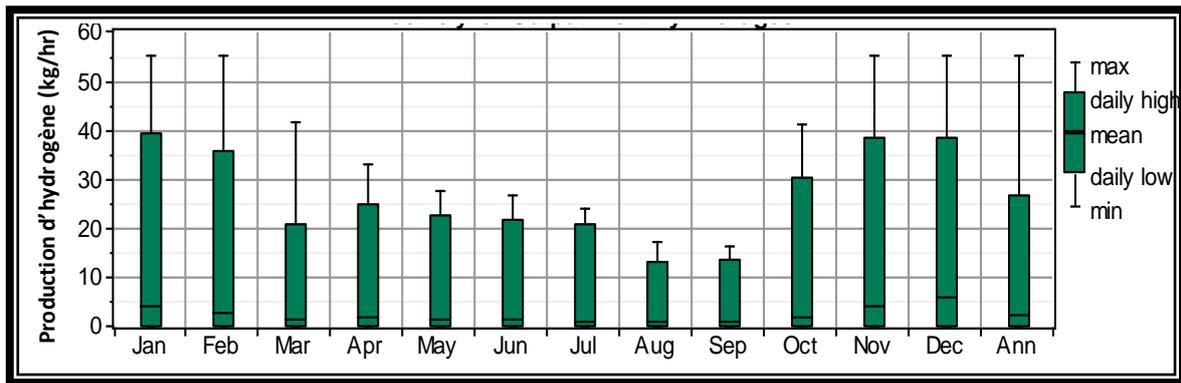


Figure IV.11: Quantité mensuelle d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système PV-FC.

La figure (IV.12) représente la moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène au cours de chaque mois de l'année.

Dans ce scénario, le système de stockage peut subvenir aux besoins électriques de la charge pendant 1103 heures.

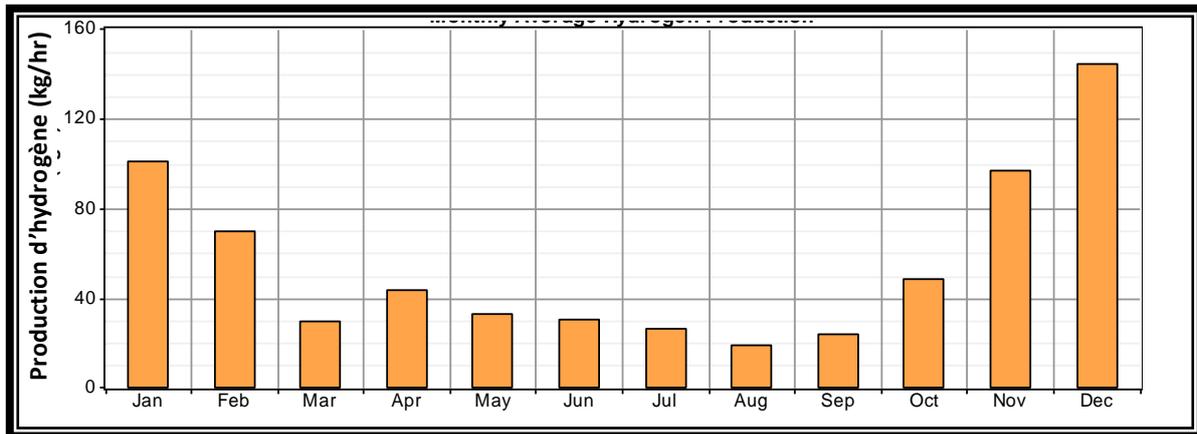


Figure IV.12: Production journalière d'hydrogène pour chaque mois de l'année pour le système PV-FC.

↳ Production énergétique des piles à combustible

Les piles à combustible fonctionnent quand la demande énergétique est supérieure à la production photovoltaïque. La figure (IV.13) représente l'énergie produite par les piles à combustible en fonction de l'énergie fournie par le champ photovoltaïque.

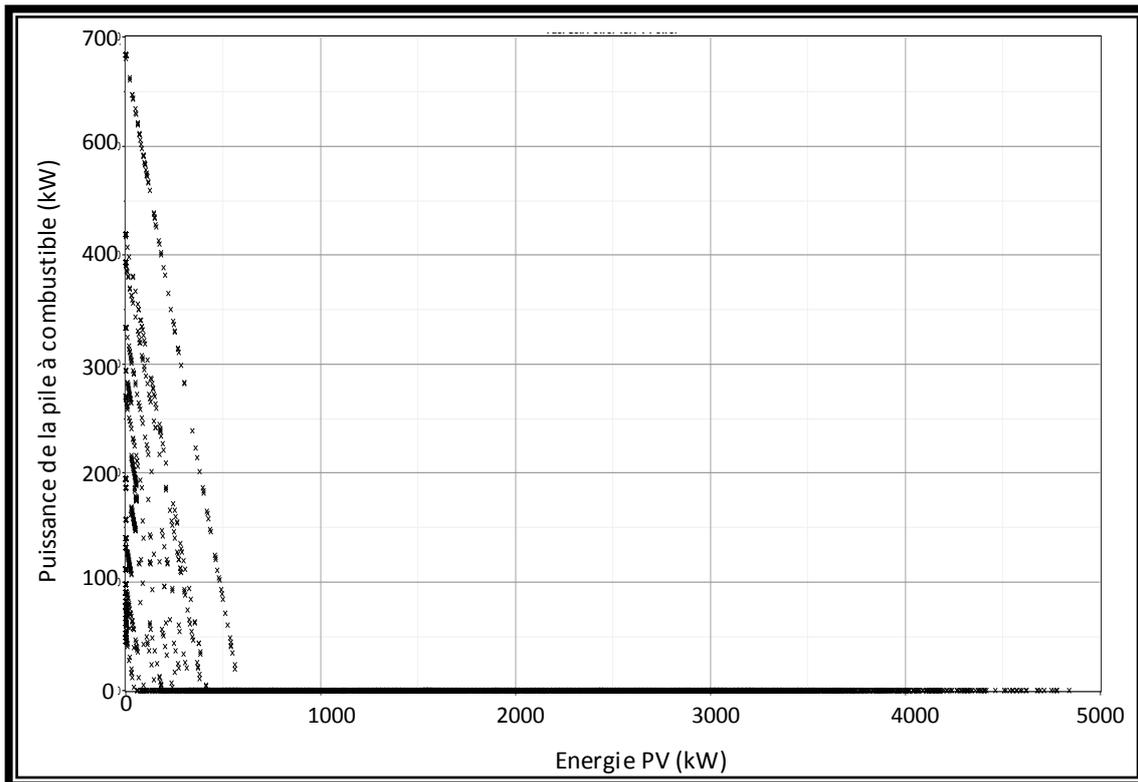


Figure IV.13: Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-FC en fonction de l'énergie photovoltaïque.

Le fonctionnement maximum de la pile à combustible est durant le mois le plus défavorable. Dans notre cas, le mois le plus défavorable est le mois de décembre.

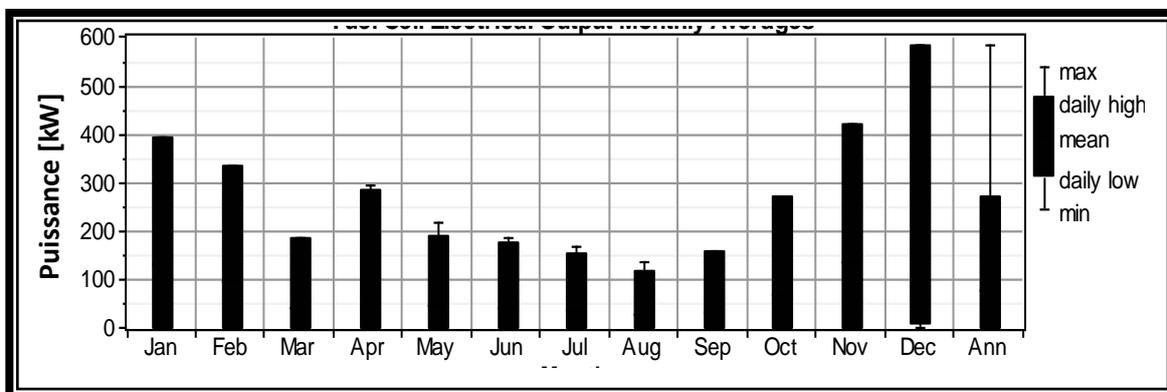


Figure IV.14: Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système PV-FC.

Il y a donc un besoin de recours à la pile à combustible par suite de la non disponibilité du soleil.

IV.2.1.c. Étude économique

L'étude économique de ce système est détaillée au tableau (IV.3). Le coût de chaque élément du système ainsi que le coût total en kWh pour un taux d'intérêt nul et une durée de vie de 20 ans sont reportés.



Tableau IV.3 : Coût de chaque composant du système PV-FC.

Composant	PV	Conv	Hydrogène		PAC	Système
			Elec	Res H ₂		
Coût [\$]	35,100,000	726,000	7,250,000	9,120,000	14,932,030	67,127,992
Coût élémentaire	0.240 \$/kWh	-	166 \$/kg H ₂		139 \$/h	2.225 \$/kWh

L'influence du taux d'intérêt et de la durée de vie est présentée dans le tableau (IV.4).

Tableau IV.4 : Prix du kWh photovoltaïque en DA.

Taux d'Intérêt [%]	Durée de vie de l'installation (année)			
	10	15	20	25
0	183	171	166	162
5	266	246	233	232
10	355	330	315	315
15	447	422	427	407

D'après le tableau (IV.4), on remarque que le prix du kWh photovoltaïque augmente avec l'augmentation du taux d'intérêt, tandis qu'il diminue avec l'augmentation de la durée de vie du système photovoltaïque.

IV.2.2. Scénario N°2 : W-FC

Dans cette partie, on a utilisé le vent comme la seule ressource énergétique. Et comme le vent est une ressource énergétique renouvelable fluctuante, elle nécessite un système de stockage. Et de la même façon que dans le cas précédent, on a utilisé un système de stockage par hydrogène.

Dans ce cas on a essayé de minimiser le coût totale de l'installation d'un système W-FC autonome en variant le nombre des aérogénérateurs, la puissance des convertisseurs et la taille du système de stockage.

De la même façon que pour le système PV-FC, la puissance de la pile à combustible est fixée à 600 kW.

IV.2.2.a. Composition du système

Ce système est composé des aérogénérateurs, d'une unité d'électrolyseurs et d'une unité de piles à combustible.

La taille de chaque élément du système énergétique W-FC autonome simulé par HOMER est présentée par le tableau (IV.5).



Tableau IV.5 : Composition du système W-FC.

Nombre des aérogénérateurs	Puissance nominale du convertisseur [kW]	Puissance nominale de l'électrolyseur [kW]	Taille du réservoir d'H ₂ [kg]	Puissance nominale de la PAC [kW]
20	2,500	2,200	10,000	600

IV.2.1.b. Bilan énergétique

↳ **Production du système W-FC**

La figure (IV.15) présente la production énergétique du système hybride W-FC.

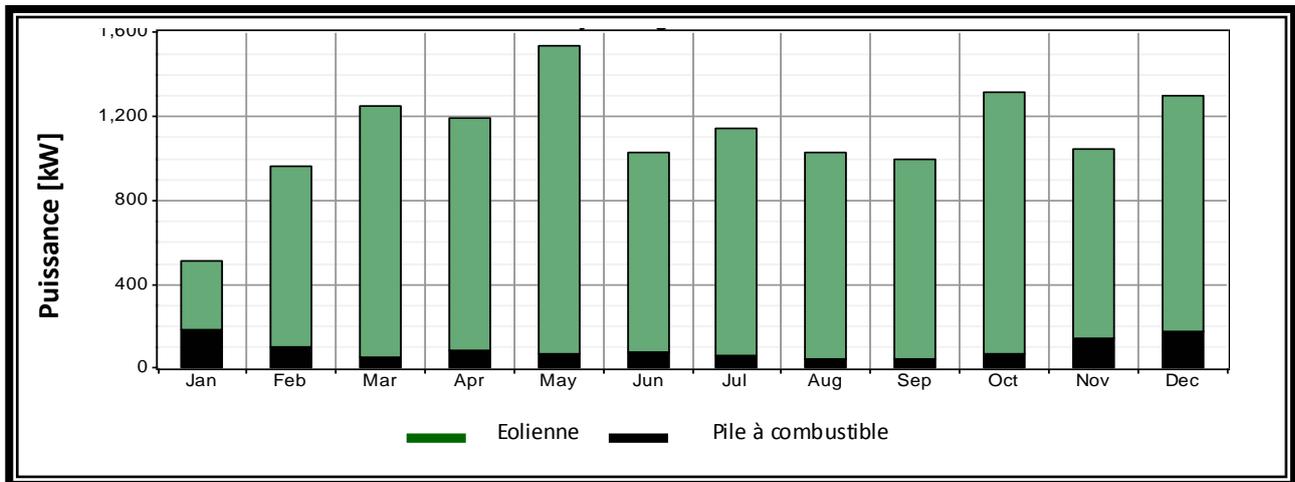


Figure IV.15: Production énergétique mensuelle du système W-FC.

L'énergie éolienne présente 91% de l'énergie annuelle produite par le système, tandis que 9% de cette énergie est produite par les piles à combustible. La charge consomme 53% de l'énergie totale consommée et 47% est consommée par l'électrolyseur pour produire l'hydrogène nécessaire pour alimenter la pile à combustible quand la vitesse du vent est insuffisante.

Le bilan énergétique du système W-FC autonome est présenté par le tableau (IV.6).

Tableau IV.6 : Bilan énergétique du système W-FC.

Composant	Production		Consommation		Excès
	WG	PAC	Elec	Charge	
Énergie [kWh/an]	8,542,577	862,254	1,263,599	1,508,294	6,298,481
[%]	92	8	46	54	67



L'excès énergétique important (67%) est dû au dimensionnement du volume de stockage pendant le mois le plus défavorable (figure IV.16).

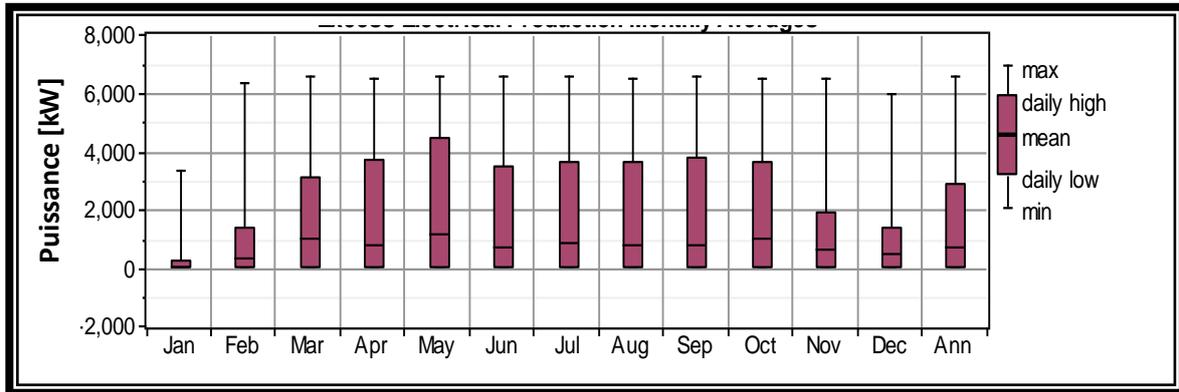


Figure IV.16: Excès énergétique mensuelle du système W-FC.

↳ Production des aérogénérateurs

La production d'énergie éolienne mensuelle présentée par la figure (IV.17).

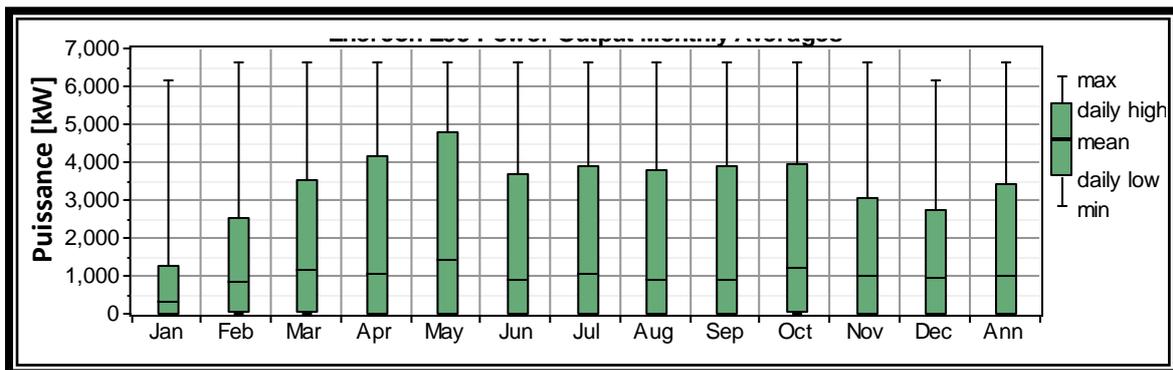


Figure IV.17: Énergie éolienne mensuelle produite par les aérogénérateurs du système W-FC.

La figure (IV.18) représente les limites de la production de l'énergie éolienne par le système W-FC composé de 20 aérogénérateurs de type Enercon E-33 en fonction du gisement éolien disponible dans la région de Chlef.

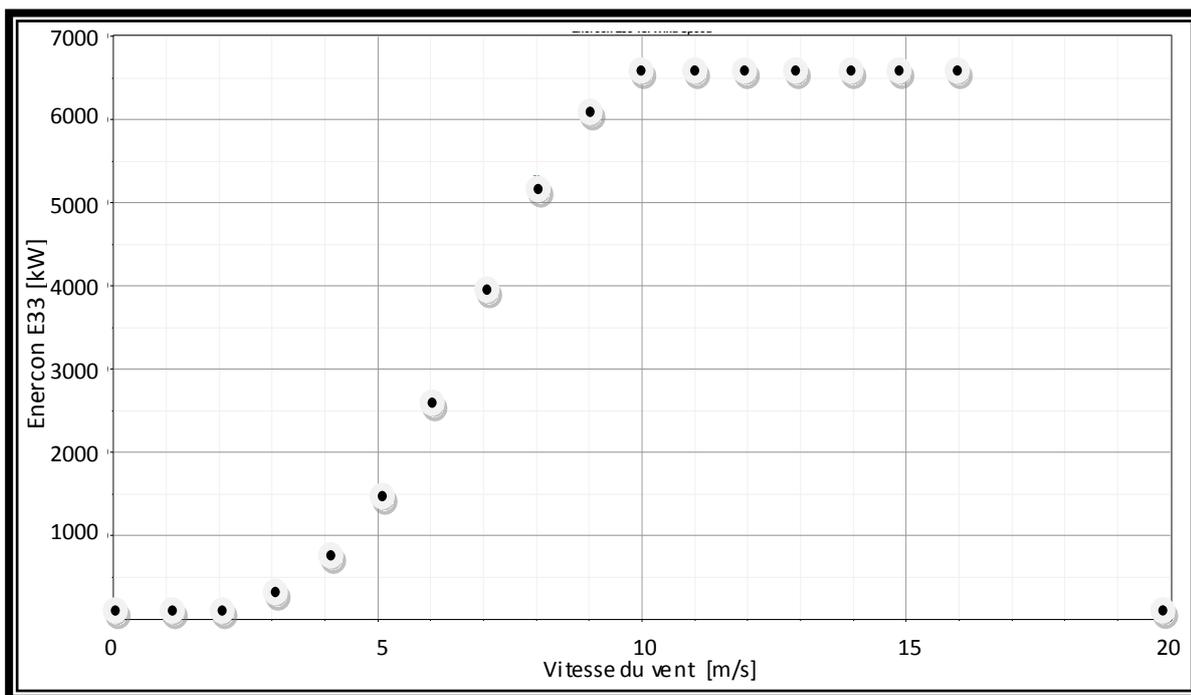


Figure IV.18: Énergie éolienne produite par les aérogénérateurs dans le système W-FC en fonction de la vitesse du vent.

↳ **Production d'hydrogène**

Les électrolyseurs fonctionnent quand la production éolienne est supérieure à la demande énergétique de la charge.

La figure (IV.19) représente la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur en fonction de la vitesse du vent.

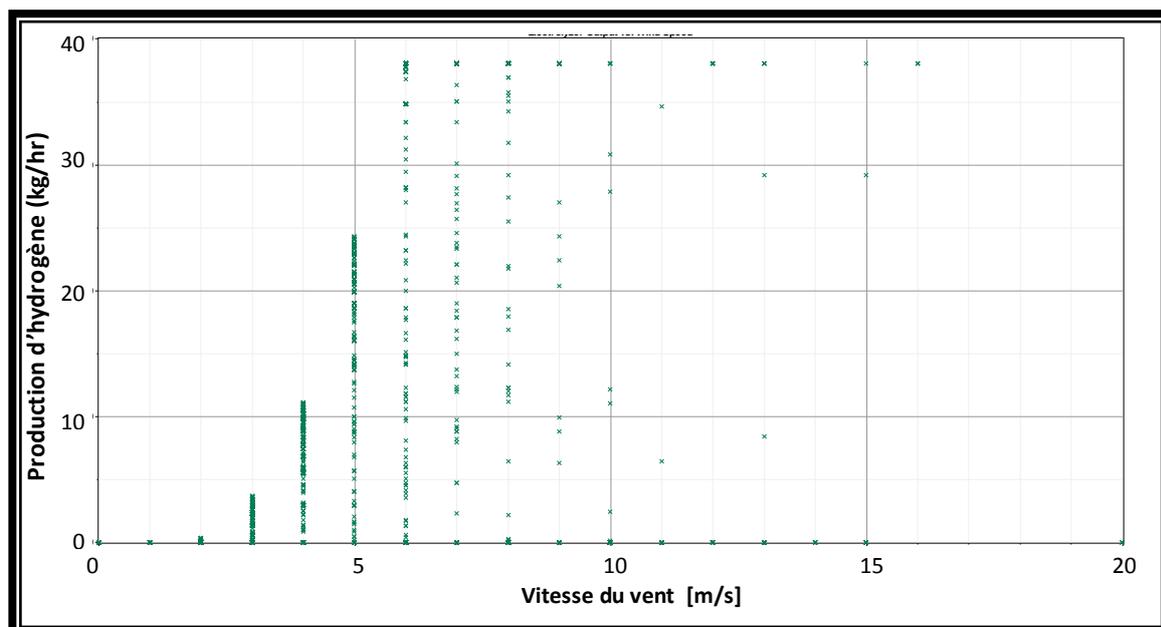


Figure IV.19: Quantité horaire d'hydrogène produite en fonction de la vitesse du vent dans le système W-FC.



L'électrolyseur consomme plus d'énergie pendant le mois de décembre à cause de la demande importante de l'hydrogène pour le fonctionnement de la pile à combustible. La figure (IV.20) représente la consommation mensuelle de l'électrolyseur pour le système W-FC.

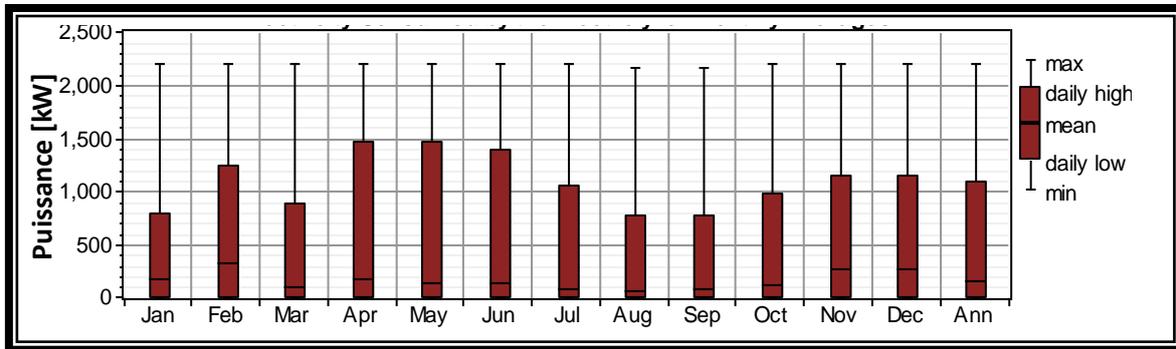


Figure IV.20: Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système W-FC.

La moyenne mensuelle de la production horaire d'hydrogène (figure IV.21) dépend de l'énergie consommée par les électrolyseurs (figure IV.20).

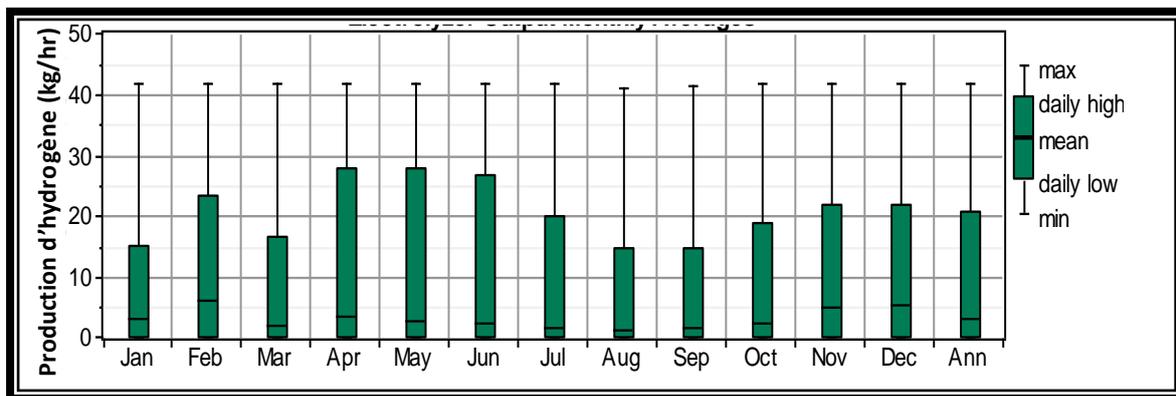


Figure IV.21: Moyenne mensuelle de la quantité horaire d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système W-FC.

La figure (IV.22) représente la moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène produite au cours de chaque mois de l'année.

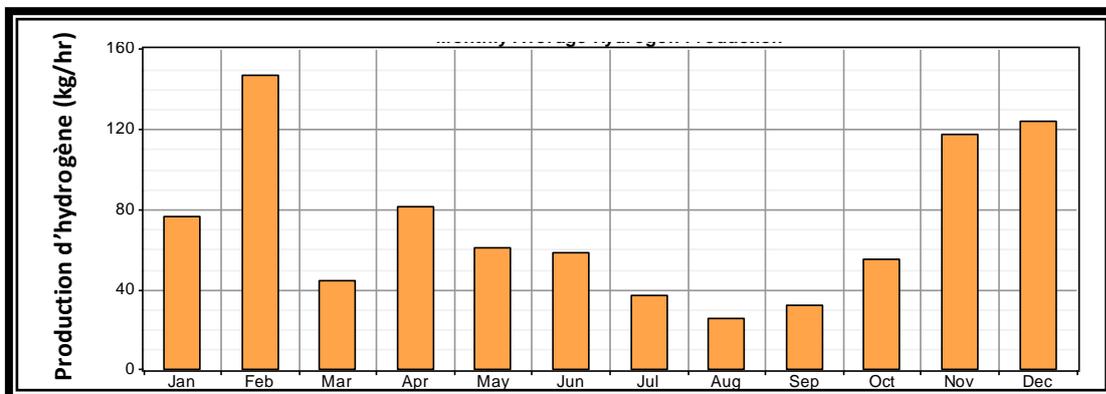


Figure IV.22: Moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène du système W-FC.

L'autonomie du système de stockage dans ce scénario est de 1936 heures.



↳ **Production énergétique des piles à combustible**

Les piles à combustible fonctionnent quand la demande énergétique est supérieure à la production éolienne. La figure (IV.23) représente l'énergie produite par les piles à combustible en fonction de la vitesse du vent.

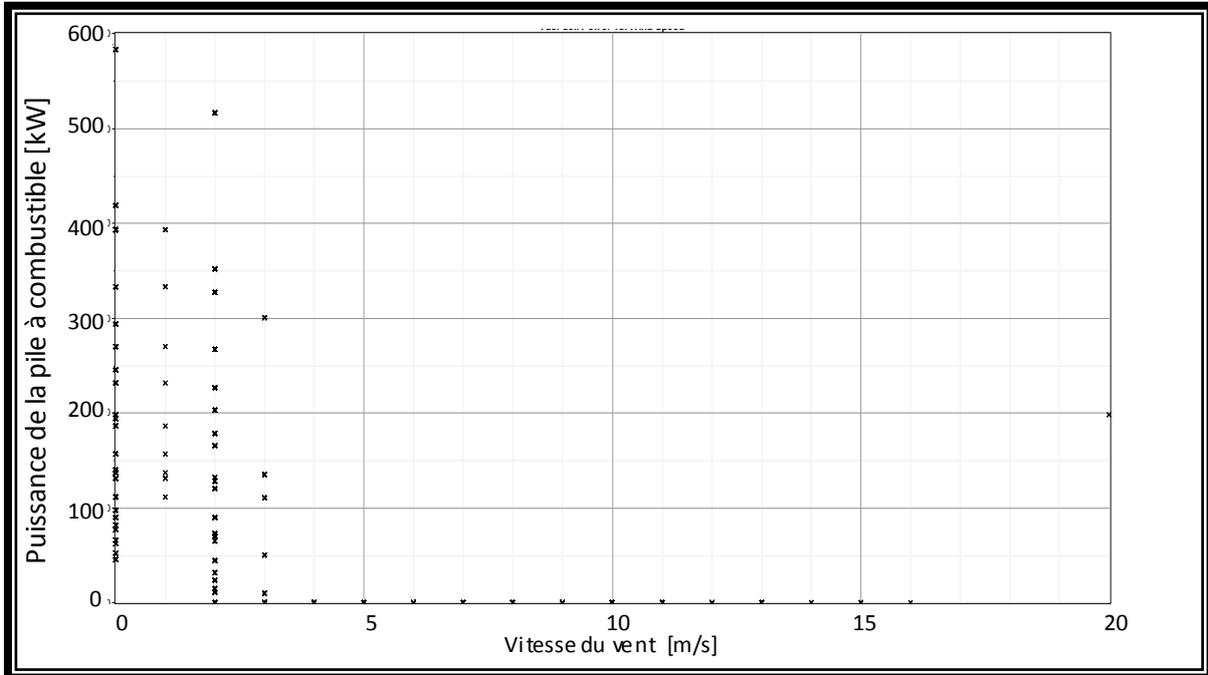


Figure IV.23: Énergie produite par les piles à combustible dans le système W-FC en fonction de la vitesse du vent.

Le fonctionnement maximum de la pile à combustible est durant le mois le plus défavorable. Dans notre cas, le mois le plus défavorable est le mois de décembre (figure IV.24).

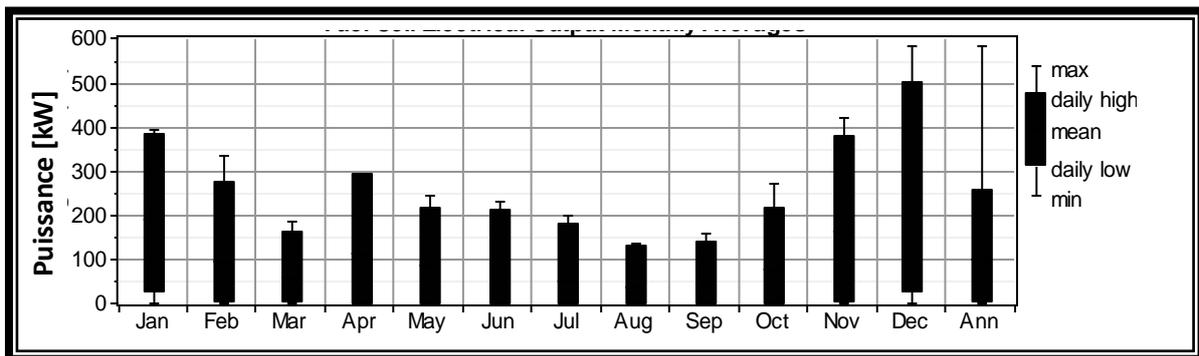


Figure IV.24: Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système W-FC.



IV.2.2.c. Étude économique

L'étude économique de ce système est présentée au tableau (IV.7). Les résultats présentés dans ce tableau sont calculés pour un taux d'intérêt nul et une durée de vie de 20 ans.

Tableau IV.7 : Détail du coût de chaque composant du système W-FC.

Composant	WG	Conv	Hydrogène		PAC	Système
			Elec	Res H ₂		
Coût [\$]	36,180,000	3,025,000	5,500,000	16,000,000	14,650,752	75,355,752
Coût élémentaire	0.212 \$/kWh	-	146 \$/kg		139 \$/h	2.498 \$/kWh

Le tableau (IV.8) représente l'influence du taux d'intérêt et de la durée de vie de l'installation sur le prix du kWh éolien.

Tableau IV.8 : Prix du kWh éolien en DA.

Taux d'Intérêt [%]	Durée de vie de l'installation (année)			
	10	15	20	25
0	217	196	186	180
5	298	269	253	249
10	383	352	334	332
15	474	442	427	425

IV.2.3. Scénario N°3 : PV-W-FC

Ce système de productions exploite les ressources fluctuantes (le soleil et le vent). Leurs fluctuations de production peuvent donc être largement supportées par le système de stockage. Comme dans les deux cas précédents, on utilise un système de stockage par hydrogène.

Nous avons fait le calcul du coût total d'un tel système pour plusieurs configurations de capacités de production éolienne et solaire et de capacité de stockage par hydrogène.

Pour déterminer l'effet de l'inclinaison des panneaux PV, on a considéré plusieurs valeurs de l'angle d'inclinaison.

La simulation par HOMER nous donne la configuration des meilleurs résultats d'un système PV-W-FC pour des différentes inclinaisons.



PV Slope (deg)			PV (kW)	E33	FC (kW)	Conv. (kW)	Elec. (kW)	H2 Tank (kg)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	FC (hrs)
20.0			3200	5	600	600	18...	5000	CC	\$ 39,142,500	976,952	\$ 58,681,544	1.945	1.00	3,959
25.0			3000	5	600	600	20...	5100	CC	\$ 38,272,500	970,873	\$ 57,689,960	1.912	1.00	3,971
30.0			2900	5	600	600	19...	5250	CC	\$ 37,617,500	965,377	\$ 56,925,028	1.887	1.00	3,980
36.0			2850	5	600	600	18...	5300	CC	\$ 37,257,500	963,437	\$ 56,526,228	1.874	1.00	3,993
40.0			2750	5	600	600	20...	5450	CC	\$ 37,102,500	965,165	\$ 56,405,788	1.870	1.00	4,009
45.0			2800	5	600	600	18...	5400	CC	\$ 37,062,500	972,687	\$ 56,516,240	1.874	1.00	4,072
50.0			2800	5	600	600	18...	5450	CC	\$ 37,127,500	977,475	\$ 56,677,004	1.879	1.00	4,101
55.0			2800	5	600	600	18...	5500	CC	\$ 37,192,500	981,707	\$ 56,826,628	1.884	1.00	4,126
60.0			2700	5	600	600	19...	6000	CC	\$ 37,292,500	987,159	\$ 57,035,680	1.891	1.00	4,149

Figure IV.25 : Configuration des meilleurs résultats pour chaque inclinaison des panneaux photovoltaïques du système PV-W-FC.

L'allure de la figure (IV.26) donne l'évaluation du coût de production d'électricité par le système PV-W-FC en fonction de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

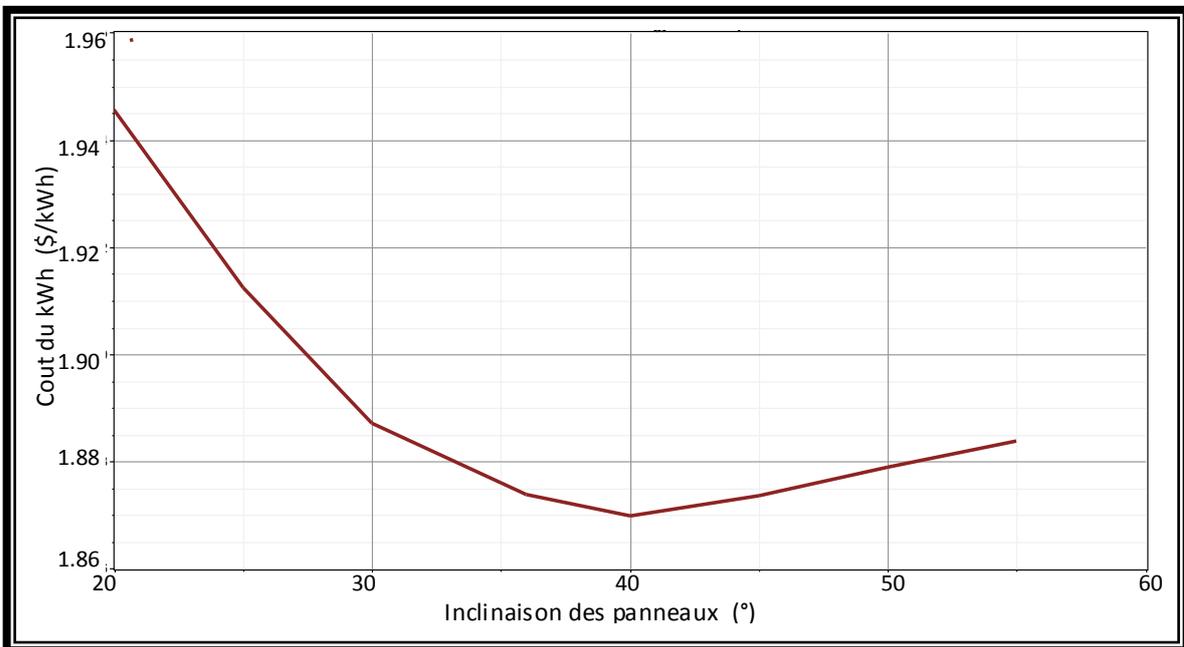


Figure IV.26: Coût du kWh d'énergie électrique produite par le système PV-W-FC en fonction de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

Les coûts de productions décroissent avec une augmentation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV. La valeur minimale est atteinte pour un angle d'inclinaison de 40°. A partir de cette valeur de l'angle d'inclinaison, le coût augmente lentement avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison.

La figure (IV.27) représente la moyenne mensuelle de l'éclairement journalier du rayonnement global solaire reçue sur plan incliné de 40° au niveau de la région de Chlef.

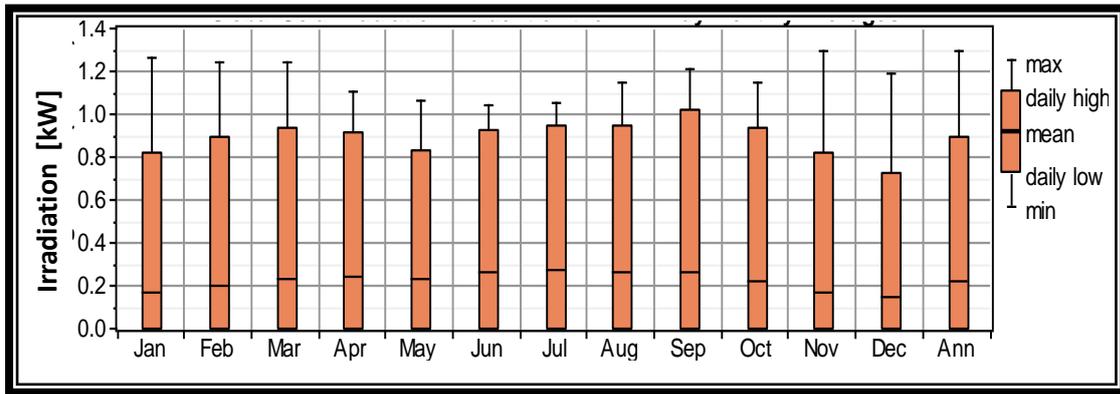


Figure IV.27: Irradiation solaire mensuelle incidante pour une inclinaison de 40° pour la région de Chlef.

IV.2.3.a. Composition du système

Pour le système PV-W-FC, la position optimale des panneaux PV est fixée à une inclinaison de 40°. Ce système est composé d'un champ de module PV, des aérogénérateurs, d'une unité d'électrolyseurs et d'une unité de piles à combustible.

Le tableau (IV.9) représente la composition de ce système ainsi que la taille de chaque élément.

Tableau IV.9 : Composition du système PV-W-FC.

Puissance crête du champ PV [kW]	Nombre des aérogénérateurs	Puissance nominale du convertisseur [kW]	Puissance nominale de l'électrolyseur [kW]	Taille du réservoir d'H ₂ [kg]	Puissance nominale de la PAC [kW]
2,750	5	600	2000	5450	600

IV.2.3.b. Bilan énergétique

↳ Production du système PV-W-FC

La figure (IV.28) présente la production énergétique du système hybride PV-W-FC.

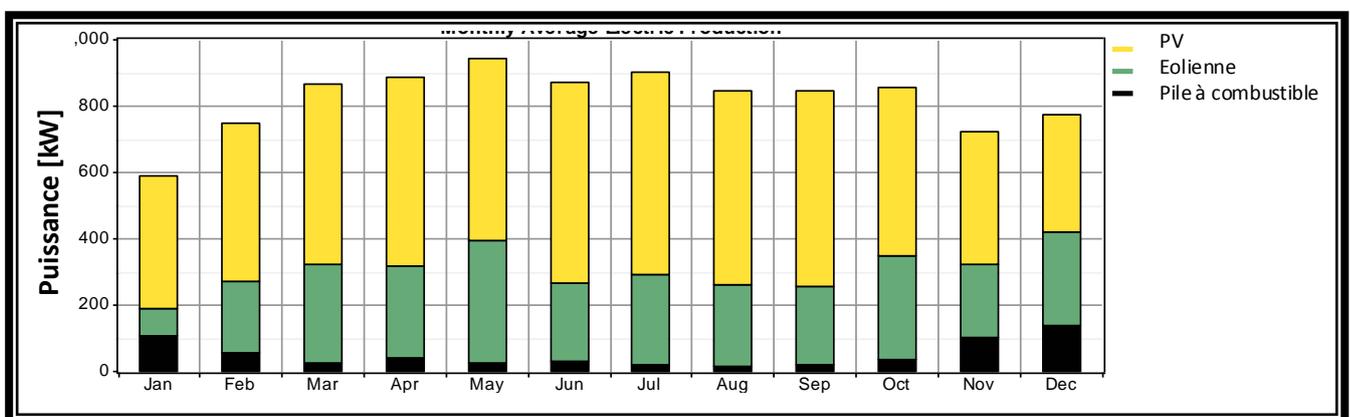


Figure IV.28: Production énergétique mensuelle du système PV-W-FC.



Le tableau (IV.10) présente le bilan énergétique du système PV-W-FC autonome.

Tableau IV.10 : Bilan énergétique du système PV-W-FC.

Composant	Production			Consommation		Excès
	PV	WG	PAC	Elec	Charge	
Énergie [kWh/an]	4,519,715	2,226,789	453,313	715,233	1,508,294	4,867,401
[%]	63	31	6	32	68	67.6

Dans le tableau (IV.10), on note que 63% de l'énergie annuelle produite par le système est une énergie photovoltaïque, tandis que 31% de cette énergie est une énergie éolienne. Les 6% restantes sont produites par les piles à combustibles. La charge consomme 68% de l'énergie totale consommée et 32% est consommée par l'électrolyseur pour produire l'hydrogène nécessaire pour alimenter la pile à combustible.

L'excès énergétique est important. Il est de l'ordre de 67.6%. Il est dû au dimensionnement du volume de stockage pendant le mois le plus défavorable.

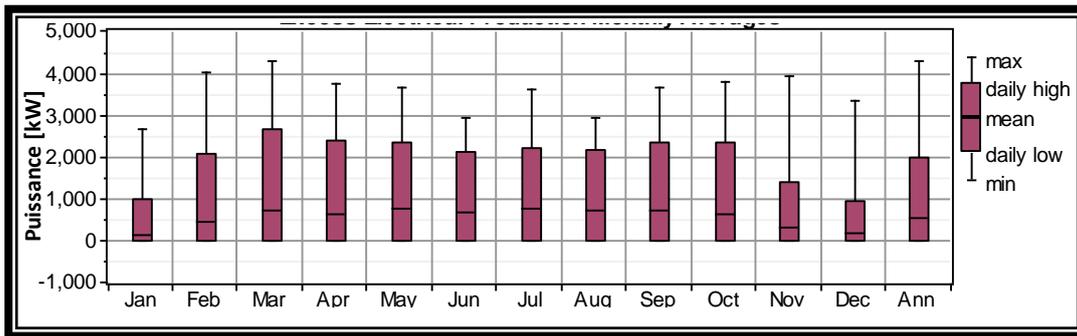


Figure IV.29: Excess énergétique mensuelle du système PV-W-FC.

↪ **Production du champ PV**

En figure (IV.30), la production énergétique mensuelle du champ PV est reportée.

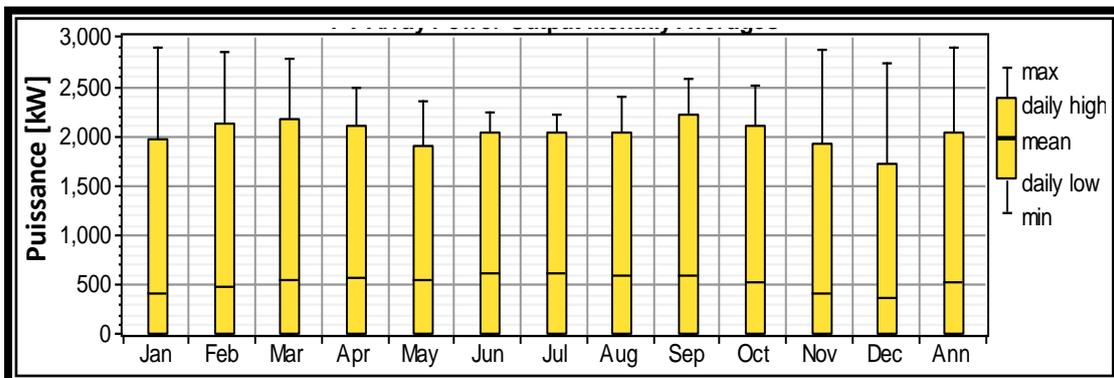


Figure IV.30: Energie photovoltaïque mensuelle produite par les panneaux photovoltaïques dans le système PV-W-FC.



↳ **Production des aérogénérateurs**

La figure (IV.31) représente les limites de la production de l'énergie éolienne par le système PV-W-FC composé de 5 aérogénérateurs de type Enercon E-33 en fonction du gisement éolien disponible dans la région de Chlef.

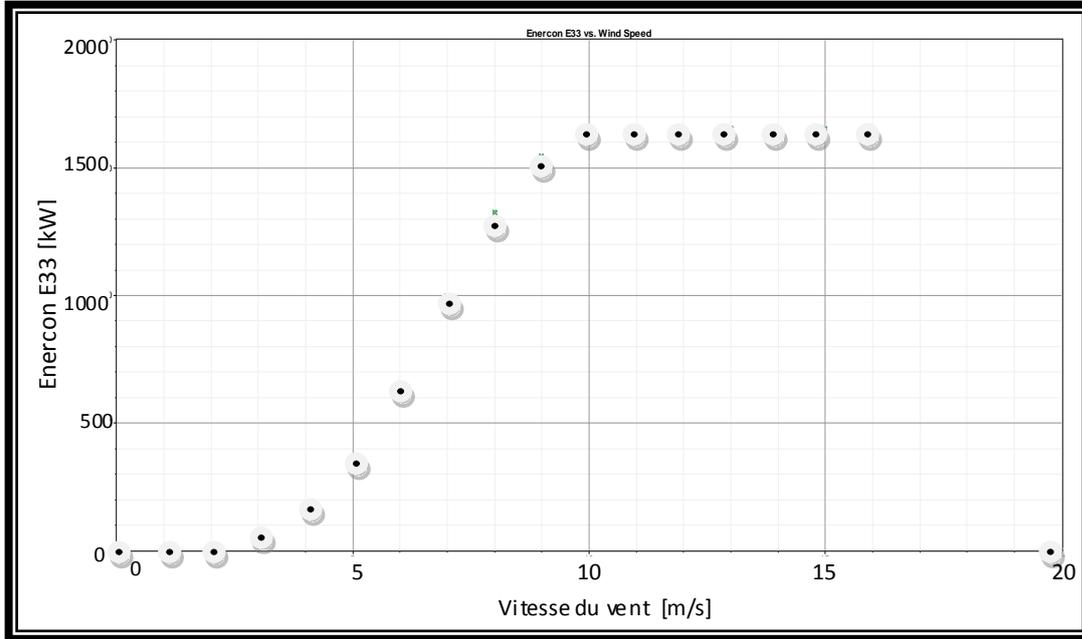


Figure IV.31: Énergie éolienne produite par les aérogénérateurs dans le système PV-W-FC en fonction de la vitesse du vent.

La production d'énergie éolienne mensuelle présentée par la figure (IV.32).

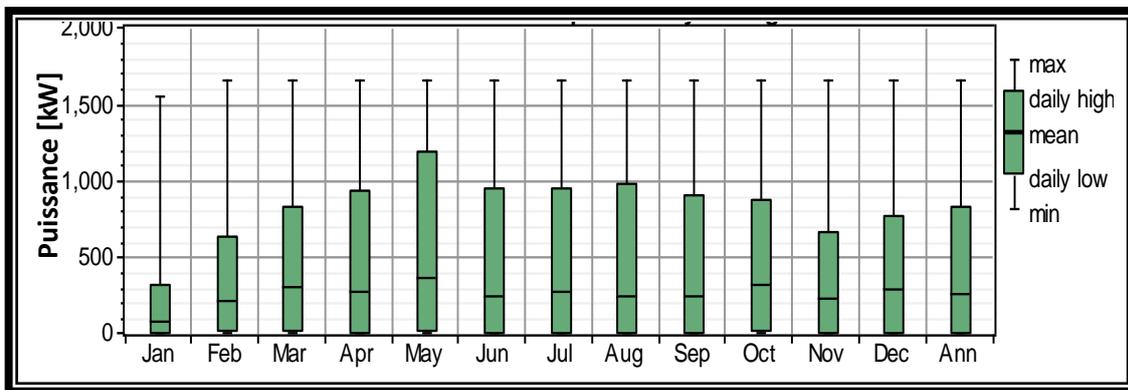


Figure IV.32: Énergie éolienne mensuelle produite par les aérogénérateurs du système PV-W-FC.

↳ **Production d'hydrogène**

Les électrolyseurs fonctionnent quand l'énergie produite par le système (panneaux PV et aérogénérateurs) est supérieure à la demande énergétique de la charge.

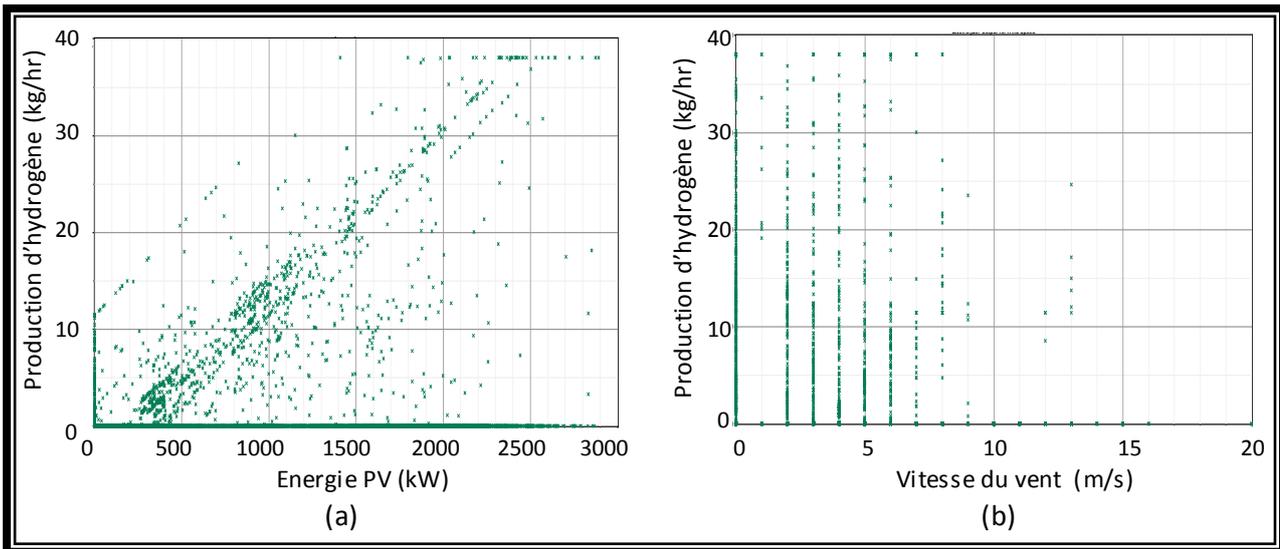


Figure IV.33: Quantité horaire d'hydrogène produite dans le système PV-W-FC en fonction de l'énergie photovoltaïque (a) et la vitesse du vent (b).

La consommation moyenne de l'électrolyseur est plus importante durant le mois de décembre à cause de la demande importante de l'hydrogène pour le fonctionnement de la pile à combustible. La figure (IV.34) représente la consommation mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.

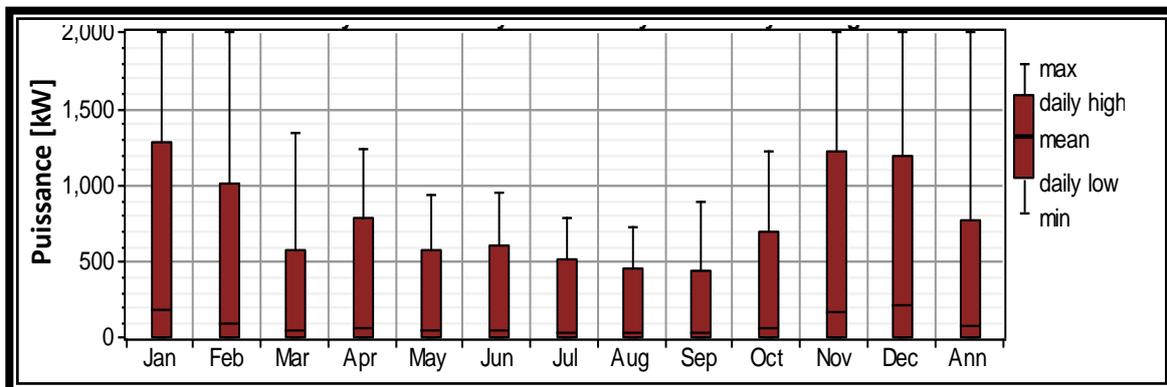


Figure IV.34: Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.

La quantité d'hydrogène produite dépend de l'énergie consommée par les électrolyseurs. La figure (IV.35) représente la moyenne mensuelle de la production horaire d'hydrogène.

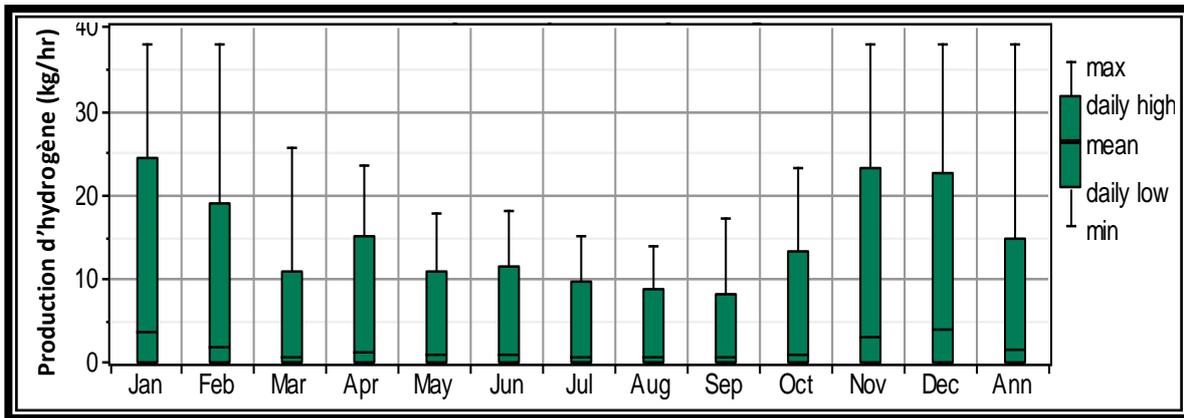


Figure IV.35: Quantité mensuelle d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.

La figure (IV.36) représente la moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène produite au cours de chaque mois de l'année.

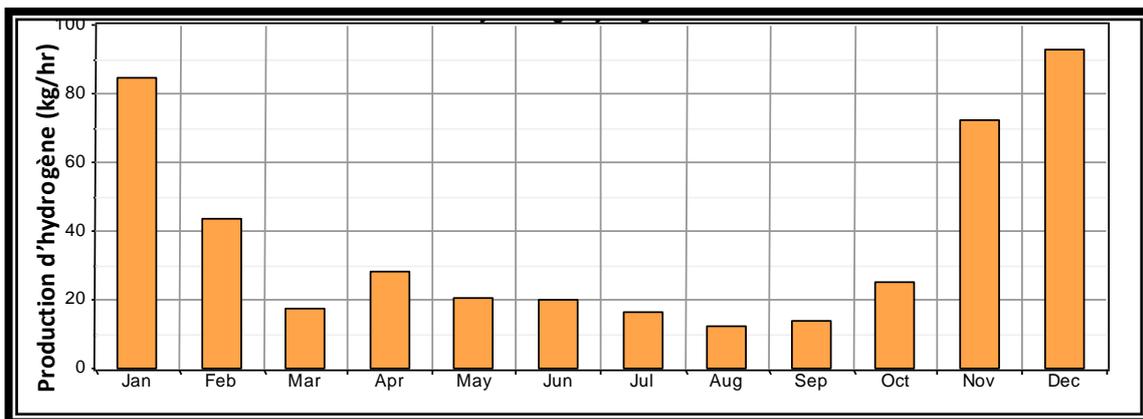


Figure IV-36: Production journalière d'hydrogène pour chaque mois de l'année pour le système PV-W-FC.

Dans ce cas, le système de stockage par hydrogène a une autonomie de 1055 heures.

↳ Production énergétique des piles à combustible

Les piles à combustible fonctionnent quand l'énergie produite par le système PV-W-FC (champ PV + aérogénérateurs) n'est pas suffisante pour alimenter la charge (l'université de Chlef).

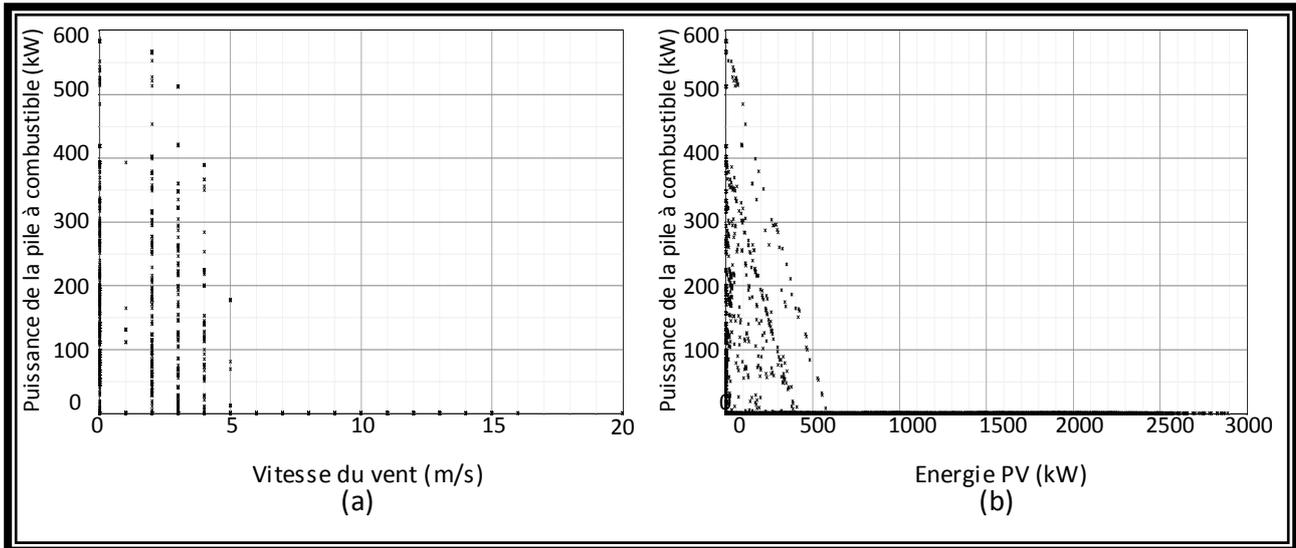


Figure IV.37: Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-W-FC en fonction de la vitesse du vent (a) et l'énergie photovoltaïque (b).

Le fonctionnement maximum de la pile à combustible est durant le mois le plus défavorable. Dans notre cas, le mois le plus défavorable est le mois de décembre.

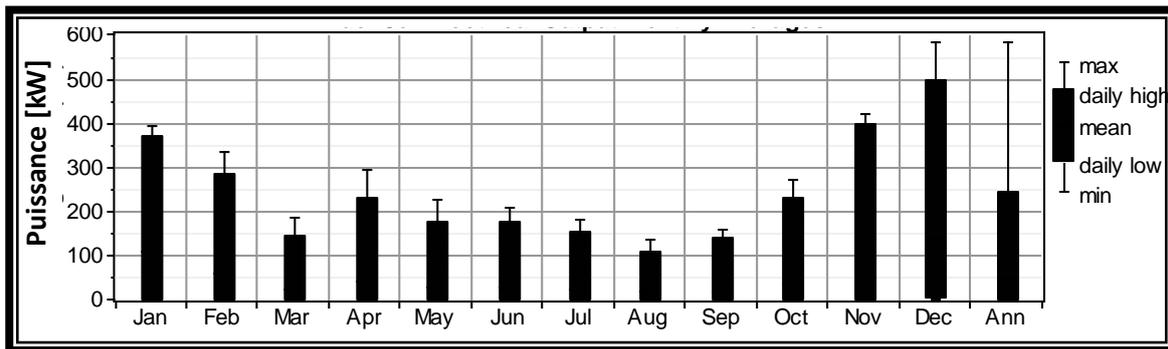


Figure IV.38: Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système PV-W-FC.

IV.2.3.c. Étude économique

L'étude économique de ce système est détaillée au tableau (IV.11) en précisant le coût total de chaque élément du système ainsi que le coût total au kWh pour un taux d'intérêt nul et une durée de vie de 20 ans.

Tableau IV.11 : Coût de chaque composant du système PV-W-FC.

Composant	PV	WG	Conv	Hydrogène		PAC	Système
				Elec	Res H ₂		
Coût [\$]	21,450,000	9,045,000	726,000	5,000,000	8,720,000	11,464,790	50,858,808
Coût élémentaire	0.237 \$/kWh	0.203 \$/kWh	-	207 \$/kg		139 \$/h	1.870 \$/kWh



Le tableau (IV.12) représente l'influence du taux d'intérêt et de la durée de vie de l'installation sur le prix du kWh du système hybride PV-W-FC.

Tableau IV.12 : Prix du kWh hybride en DA.

Taux d'Intérêt [%]	Durée de vie de l'installation (année)			
	10	15	20	25
0	157	145	139	136
5	225	207	194	193
10	298	276	263	262
15	374	352	340	339

IV.3. Comparaison entre les scénarios

D'après les résultats de la simulation par HOMER, on a observé que la meilleure installation énergétique pour l'université de Chlef est celle d'un système hybride composé d'un champ photovoltaïque, des aérogénérateurs et des piles à combustible. Mais le coût du kWh reste très important pour les trois scénarios. D'après le tableau (IV.13), on observe que l'augmentation du coût du kWh est due au coût important du système de stockage.

Tableau IV.13 : Comparaison entre les différents scénarios.

Système	Coût du kWh [\$]	Coût du kWh produit [\$]		Coût du stockage		Durée de fonctionnement FC [h/an]	Excès d'énergie [kWh/an]
				H ₂ produit [\$/kg]	FC [\$/h]		
PV-W-FC	1.870	W	0.203	207	139	4 009	4,867,401
		PV	0.237				
PV-FC	2.225	0.240		166	139	5 254	5,238,289
W-FC	2.498	0.212		146	139	5 153	6,298,481

Les installations du système hybride PV-W-FC par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie continuellement durant toute l'année. Ce qui exige la détermination des caractéristiques de ses composants nécessaires pour le mois le plus défavorable de l'année. Et par conséquent, on assiste à un excédent énergétique important pour le reste des mois et à une augmentation considérable du coût du kWh. La figure (IV.39) montre que le coût du kWh augmente avec l'augmentation de l'excès d'énergie.

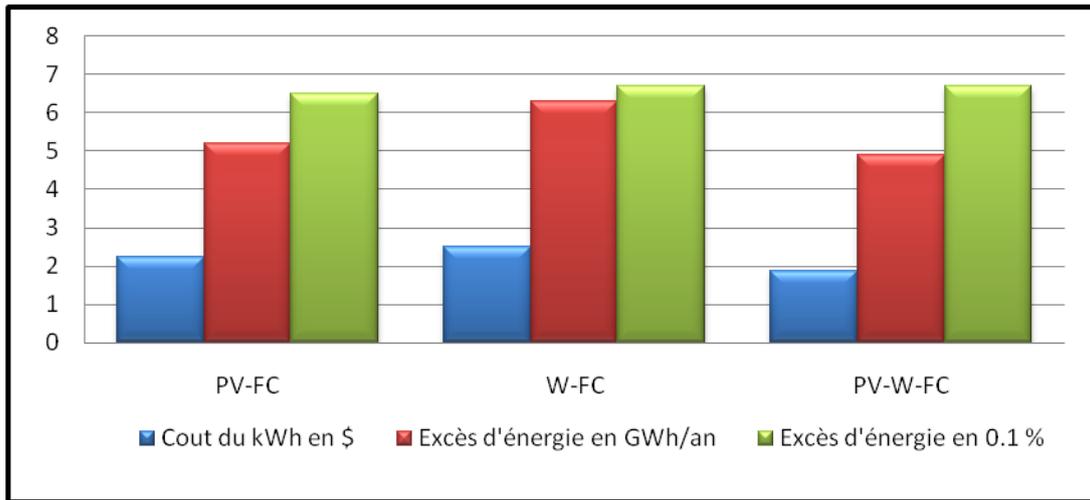


Figure IV.39: Coût du kWh et l'excès d'énergie pour les différents scénarios.

IV.4. Émissions des gaz à effet de serre

Les émissions des gaz à effet de serre de notre système énergétique hybride PV-W-FC est négligeable, à cause du carburant utilisé qui est l'hydrogène produit par les électrolyses de l'eau par voie solaire et éolienne. Le tableau (IV.14) représente les quantités des gaz à effet de serre émis par chaque système.

Tableau IV.14 : Gaz à effet de serre émis par chaque scénario.

Émissions [kg/an]	CO ₂	CO	SO ₂	NO _x
PV-FC	0	0	0	243
W-FC	0	0	0	310
PV-W-FC	0	0	0	163

La du NO_x émis dépend de la quantité d'hydrogène consommée par les piles à combustible. Le tableau (IV.15) représente la quantité d'hydrogène consommée par chaque scénario.

Tableau IV.15 : Quantité annuelle d'hydrogène consommée par chaque scénario.

Scénario	PV-FC	W-FC	PV-W-FC
Quantité d'H ₂ consommée [kg/an]	20 237	25 867	13 599



VI.5. Études comparatives des coûts

A fin de mettre en relief les coûts obtenus dans cette étude, on a comparé nos résultats aux travaux menés ultérieurement.

Il est à noter qu’aucune étude sur des systèmes hybrides impliquant l’hydrogène n’ont été fait pour des cas en Algérie. Notre comparaison est faite avec des systèmes faisant appel aux énergies renouvelables.

Pour des cas en Algérie, D. SAHEB-KOUSSA et al. [48] ont fait une étude technico-économique d’une installation photovoltaïque/éolienne/diesel avec un système de stockage par batteries pour différents sites algériens. La charge considérée dans le dimensionnement est supposée fixes pour tous les sites (2547 kWh/ m² en hiver 3027 kWh/m² en été)

Les caractéristiques du système étudié par D. SAHEB-KOUSSA et al. sont présentés dans le tableau (IV.16).

Tableau IV. 16: Caractéristiques des composants du système hybride proposé par D. SAHEB-KOUSSA et al. [48].

Photovoltaïque	Éolien	Batteries	Groupe Électrogène
Rendement 11.3%.	Type d’aérogénérateur Darius VAWT puissance nominale 3,5 kW $V_D=4\text{m/s}$, $V_n=27\text{ m/s}$, $V_a=35\text{m/s}$.	Rendement 85%, décharge maximale 50%, nombre de jours de stockage 3 jours	Puissance 5kW

Sur la figure (IV.40) nous avons comparé le prix du kWh produit par un système hybride PV-W-Diesel obtenu par D. SAHEB-KOUSSA et al. Et celui que l’on a trouvé dans la présente étude (PV/Eolien/Hydrogène).

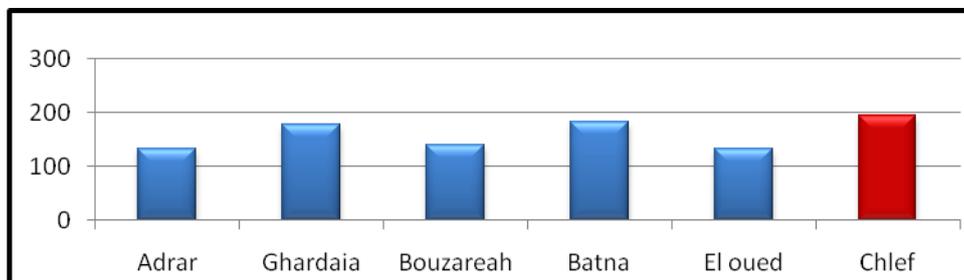


Figure IV.40: Comparaison du Coût du kWh obtenus par D. SAHEB-KOUSSA et al. (PV/Eolien/diesel/batteries) [48] à celui trouvé dans la présente étude (PV/Eolien/Hydrogène) (taux d’intérêts =5%, durée de vie=20 ans).



On constate que les coûts unitaires que nous avons obtenus sont du même ordre que ceux obtenus l'étude antérieure menée en Algérie.

Il est à noter qu'il y a une différence entre les deux études. Dans notre cas, on a utilisé un système muni d'une pile à combustible et d'un électrolyseur. Dans le cas de l'étude de D. SAHEB-KOUSSA et al., il y a un stockage d'énergie utilisant les batteries. En plus, il y a une énergie d'appoint. C'est un générateur diesel.

Le diesel a contribué certainement à réduire le coût unitaire trouvé par SAHEB-KOUSSA et al. Toutefois il est source de pollution. Si le coût de la pollution est pris en compte, les coûts trouvés par SAHEB-KOUSSA et al. seraient plus élevés.

J. LAGORSE et al. [49] ont montré que le coût important de ces types d'installations autonomes serait dû à l'utilisation d'un système de stockage par hydrogène. La figure (IV.41) représente les résultats obtenus par J. LAGORSE et al. pour trois configurations d'un système photovoltaïque capable de subvenir aux besoins électriques d'une maison de consommation pic de 50 W, qui représente une consommation annuelle de 438 kWh pendant 20 ans. Cette étude est faite pour les conditions météorologiques du site d'Odeillo en France dont l'irradiation annuelle moyenne sur un plan horizontal est de 1.6 MWh/m². Pour les panneaux photovoltaïques, ils ont utilisé la technologie polycristalline avec un rendement de 10%.

- ↪ **Scénario 1** : utilise une pile à combustible de production fixe (20%) avec un système photovoltaïque connecté à un système de stockage par batteries.
- ↪ **Scénario 2** : utilise un système photovoltaïque autonome avec stockage par hydrogène.
- ↪ **Scénario 3** : utilise deux formes de stockage (par batteries et par hydrogène).

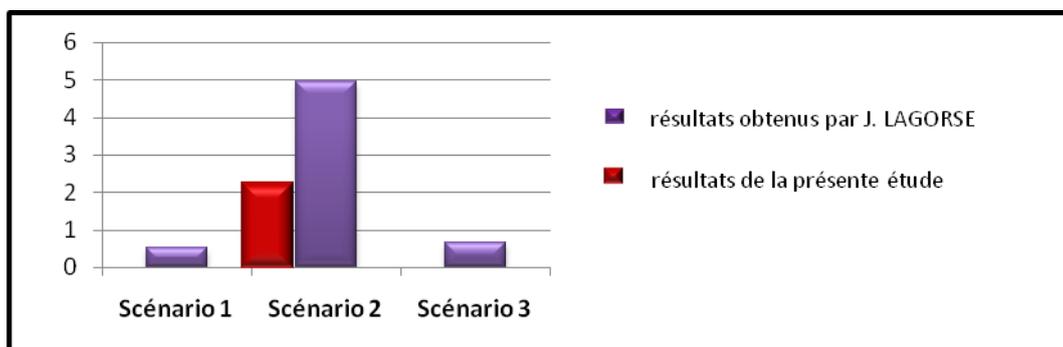


Figure IV.41: Comparaison du coût du kWh obtenus par J. LAGORSE et al. [49] et celui obtenu dans la présente étude (PV/Hydrogène).



Par comparaison à l'étude de J. LAGORSE et al, on a trouvé un coût unitaire pour le scénario similaire, un coût moins important.

Ceci peut être expliqué par l'insolation dont on jouit et qui est beaucoup plus importante que dans leur cas.

Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté les résultats de la simulation par HOMER. Trois possibilités d'installation sont données après la simulation: le système PV-W-FC, le système PV-FC et le système W-FC. Le système PV-W-FC est le système dont le coût est le plus faible. Les inconvénients de l'installation d'un système PV-FC autonome ou un système W-FC autonome sont le coût élevé de la technologie photovoltaïque et le faible gisement éolien de la région de Chlef.

Les faibles émissions des gaz à effet de serre est l'avantage le plus important des trois installations, tandis que le système de stockage, avec son coût élevé pose la plus grande contrainte aux systèmes.

Conclusion Générale



Le dimensionnement d'un tel système d'énergie hybride est toujours nécessaire pour rendre plus compétitive l'intégration des sources d'énergies alternatives dans le bilan des grands systèmes de production d'énergie. Dans ce contexte, le travail présenté dans ce mémoire est la contribution d'un système hybride constitué des panneaux photovoltaïques, des aérogénérateurs et d'un système de stockage par hydrogène. L'utilisation de l'hydrogène pour le stockage d'électricité nous a donné une autonomie pour notre système.

Le système étudié permet d'alimenter l'université de Chlef d'une façon continue, et cela pour la consommation enregistrée durant l'année 2008.

Le dimensionnement du système PV-W-FC est basé sur les données météorologiques et radiométriques de la région de Chlef. Une estimation de l'irradiation solaire et la vitesse moyenne du vent a été faite selon les données des durées d'insolation mensuelles ainsi que des données tri-horaires de la vitesse du vent pendant ces cinq dernières années.

Selon les coûts moyens actuels des composants du système étudié, la simulation utilisant HOMER permet de dimensionner ce système de manière à subvenir au besoin énergétique de l'université H.B.B de Chlef. Trois scénarios ont été considérés PV-W-FC, W-FC et PV-FC. L'optimisation de ces systèmes nous a donné les résultats suivants :

Système	champ PV	nombre d'aérogénérateur (E33)	puissance de l'unité d'électrolyseur	capacité de stockage d'H ₂	puissance de l'unité pile à combustible	puissance des convertisseurs
PV-W-FC	2750 kW _c	05	2000 kW	5450 kg	600 kW	600 kW
PV-FC	4500 kW _c	0	2900 kW	5700 kg	600 kW	600 kW
W-FC	0	20	2200 kW	10 000 kg	600 kW	2500 kW

L'analyse technico-économique a montré que l'installation basée sur un système hybride PV-W-FC est la plus économique (1.870 \$/ kWh). Il permet aussi l'exploitation de toutes les sources d'énergie renouvelable. En effet, si le solaire n'est pas disponible la nuit, il y a toujours une probabilité de la disponibilité de l'énergie éolienne.

La technologie des panneaux photovoltaïques qui est très chère gêne l'installation d'un système PV-FC autonome (2.225 \$/ kWh), tandis que le potentiel énergétique éolien du site de Chlef nous ne permet pas d'une installation W-FC autonome (2.498 \$/ kWh).

L'étude économique des trois scénarios montre que le coût important du kWh est dû au coût élevé du système de stockage.



L'excès énergétique est important (plus de 50%), dans tous les systèmes. Cet excès peut être utilisé pour produire de l'hydrogène. Cet hydrogène peut être utilisé à d'autre fin énergétique, comme carburant pour le transport par exemple.

En ce qui concerne la poursuite de ce travail, différentes perspectives s'ouvrent :

- ↪ Le domaine de l'électronique de puissance est un facteur clef dans les systèmes énergétiques hybrides couplant plusieurs appareils de production et de conversion d'énergie. Le développement commercial des composants de production d'énergie nécessitera la standardisation des caractéristiques électriques des convertisseurs d'énergie.
- ↪ L'évaluation de la gestion d'énergie au sein du système hybride et les phénomènes transitoires liés à la connexion de plusieurs composants électriques.
- ↪ L'insertion du coût de la surface d'installation du système dans l'étude technico-économique.

Références



- [1] EDF, « *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde* », Collection chiffres et statistiques, onzième inventaire, Observ'ER, France, 2009.
- [2] J-L.HARION, J-P.VERMEULEN, A.BURLLOT, « *Simulations numériques des performances d'une nouvelle géométrie d'éolienne à axe vertical* », 18^{ème} Congrès Français de Mécanique, Grenoble, 2007.
- [3] I.VECHIU, « *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome* », thèse de doctorat, université de HAVER, 2005.
- [4] EDF, « *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde* », Collection chiffres et statistiques, 9^{ème} inventaire, Observ'ER, France, 2007.
- [5] J.BONAL, P.ROSSETTI, « *Énergies alternatives* », OMNISCIENCE, France, 2007.
- [6] R.BENCHRIFA, A.BENNOUNA, DZEJLI, « *Rôle de l'hydrogène dans le stockage de l'électricité à base des énergies renouvelables* », Revue des Énergies Renouvelables CER'07 (2007) 103 – 108.
- [7] A.BOYETTE, « *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* », Thèse de Doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy I en génie électrique, 2006.
- [8] R.TREGOUËT, « *Stockage propre de l'énergie : le binôme air comprimé-hydrogène pourrait s'imposer* », ENERZINE, France, 10/11/2008.
- [9] A.LABOURET, M.VILLOZ, « *Énergie solaire photovoltaïque* », DUNOD, France, 2^{ème} édition, 2005.
- [10] J-M.COTTIER, A.MERMOUD, M.VILLOZ, J.GRAF, « *Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs*, office fédéral des questions conjoncturelles », PACER, France, 1996.
- [11] Y.JANNOT, « *Thermique solaire* », [www. Librecours.org](http://www.librecours.org), 2003.
- [12] J-A. DUFFIE, W-A. BECKMAN, « *Solar engineering of thermal processes* », JOHN WILEY & SONS, INC, 2^{ème} édition, New York (USA), 1980.
- [13] J.BERNARD, « *Énergie solaire Calculs et optimisation* », ELLIPSES, France, 2004.
- [14] M.BOUHALLA, « *Design et dimensionnement d'une installation autonome PV-hydrogène* », Mémoire de magister, Université Dr Yahia FARES de Medéa (Algérie), 2009.



- [15] A.MEFTI, M.Y.BOUROUBI, A.ADANE, “*Generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria*”, Energy Conversion and Management 44 (2003) 3125–3141.
- [16] M.KOUSSA, M.HADDADI, A.MALEK, “*Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque*”, Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 75 – 92.
- [17] Association danoise de l'industrie éolienne, “*Visite guidée dans l'univers de l'énergie éolienne*”, www.windpower.org, 2003.
- [18] N.KASBADJI-MERZOUK, « *Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie* », thèse de doctorat, l'université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen (Algérie), 2006.
- [19] N.FICHAUX, “*Evaluation du potentiel éolien offshore et imagerie satellitaire*”, thèse de doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2003.
- [20] M.B. BEN TICHA, “*Fusion de données satellitaires pour la cartographie du potentiel éolien offshore*”, thèse de doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2007.
- [21] N. KASBADJI-MERZOUK, M. MERZOUK, B. BENYOUCEF « *Extrapolation verticale des paramètres de Weibull pour l'estimation du potentiel récupérable* », Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 (2007) 193 – 198.
- [22] R.MAOUEDJ, S.BOUSALEM, B.BENYOUCEF, “*Etude des performances d'un système éolien. Application pour des sites algériens*”, 13^{èmes} Journées Internationales de Thermique, Albi, France du 28 au 30 Août 2007.
- [23] “*Effet Photovoltaïque*”, Apex BP Solar, France, www.apex-france.com, 2000,
- [24] B. FLÈCHE, D. DELAGNES, « *Énergie solaire photovoltaïque.doc* », STI ELT, France, juin 2007.
- [25] F.ABDO, « *Croissance de couches minces de silicium par épitaxie en phase liquide à basse température pour applications photovoltaïques* », thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2007.
- [26] A.RICAUD, “*Modules photovoltaïques -Filières technologiques*”, Techniques de l'Ingénieur, D3940, 2009.



- [27] H.GAZTAÑAGA ARANTZAMENDI, "*Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux microréseaux*", thèse de doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 2006.
- [28] M.S. AÏT CHEIKH, C. LARBES, G.F. TCHOKETCH KEBIR, A. ZERGUERRAS, "*Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme*", *Revue des Energies Renouvelables* 10 (2007) 387 – 395.
- [29] J.LABBÉ, « *L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés* », thèse de doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [30] A. LABOURET, P.CUMUNEL, J-P. BRAUN, B.FARAGGI, « *Cellules solaire les bases de l'énergie photovoltaïque* », DUNOD, 3^e édition, France, 2001.
- [31] D. SAHEB KOUSSA, « *Production d'électricité par un générateur éolien* », *revue des énergies renouvelable* 13 (2008).
- [32] B. MULTON, G. ROBIN, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, "*Le Génie Electrique dans le vent: état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne*", JCGE'03, Saint-Nazaire, 5 et 6 juin 2003.
- [33] A.MIRECKI, « *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* », thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
- [34] N. KASBADJI-MERZOUK, M. MERZOUK, "*Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable Application au pompage dans les Hauts Plateaux*", *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°3, pp 155 – 163, CDER, Algérie, 2006.
- [35] 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* », thèse de doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2003.
- [36] S.LAVEISSIERE, "*La filière hydrogène : avancées récentes de la recherche, perspectives industrielles*", Dossier de presse, CEA, 25/09/2007.
- [37] M.VINARD, "*Evaluation technico-économique d'une centrale de production d'hydrogène à partir d'énergie éolienne*", AEROWATT, 2008.
- [38] A.DAMIEN, « *Hydrogène par électrolyse de l'eau* », *Techniques de l'Ingénieur*, J6366, 1992.



- [39] Supplément au journal "Uranie" de l'ARCEA/Gif N°ISSN 1637.4916- Fiche N° 36: Hydrogène, 2009, www.energethique.com.
- [40] P. STEVENS, F. NOVEL-CATTIN, A. HAMMOU, C. LAMY, M.CASSIR, « *Pile à combustible* », Techniques de l'Ingénieur, D 3340, 2001.
- [41] E-F.MOGOS, « *Production décentralisée dans les réseaux de distribution. Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources* », thèse de doctorat, l'école nationale supérieure d'arts et métiers, 2005.
- [42] R.SAISSET, « *Contribution à l'étude systémique de dispositifs énergétiques à composants électrochimiques* », thèse de doctorat, institut national polytechnique de Toulouse, 2004.
- [43] Accord Eco Vert, www.accord-ev.com.
- [44] J-A.FRYE, « *Performance-objective design of a wind-diesel hybrid energy system for scott base, antarctica* », Mémoire de master en génie mécanique, université de Canterbury, 2006.
- [45] VEZIROGLU T., « *Hydrogen Energy system: a Permanent Solution to Global Problems* », I.A.H.E. 1999.
- [46] A. KASHEFI KAVIANI, G.H. RIAHY, SH.M. KOUHSARI, « *Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages* », Renewable Energy xxx (2009) 1–11.
- [47] Y. HONGXING, Z. WEI, L. CHENGZHI, « *Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system* », Applied Energy 86 (2009) 163–169.
- [48] D. SAHEB-KOUSSA, M. HADDADI, M. BELHAMEL, « *Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria* », Applied Energy 86 (2009) 1024–1030.
- [49] J. LAGORSE, M. G. SIMOES, A. MIRAOUI, P.COSTERG, « *Energy cost analysis of a solar-hydrogen hybrid energy system for stand-alone applications* », International Journal Of Hydrogen Energy 33 (2008) 2871 – 2879.



Anglais	Français	Définition
Initial capital	Capital initial	Le capital initial correspond à la somme d'argent placée initialement par une personne dans un placement ou un investissement.
O&M (Operating and maintenance)	Coût d'exploitation et de maintenance	C'est le coût d'exploitation et de maintenance de chaque composant du système
Operating cost	Coût d'exploitation	C'est la somme annuelle des coûts d'exploitation et de maintenance
Total NPC (total net present cost)	Coût total actuel net	C'est la somme des présentes valeurs de tous les coûts des composants considérés
Replacement cost	Coût de remplacement	C'est le coût de remplacement du composant en fin de sa durée de vie
Interest rate	Taux d'intérêt	Le taux d'intérêt caractérise le taux de rémunération du prêteur, déterminé contractuellement.