

Université 20 Août 1955-Skikda

Faculté de Technologie

Département de Génie Mécanique

Ref : D012125015D



جامعة 20 أوت 1955 سكيكدة

كلية التكنولوجيا

قسم: الهندسة الميكانيكية

المرجع: D012125015D

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat en science

En Génie Mécanique

**Etude et Dimensionnement d'un système hybride
Photovoltaïque / Eolienne/ Pile à Combustible**

Présentée par :

Kamilia BOUCENNA

Soutenue publiquement le 23 /04/ 2025

Devant le jury composé de :

Président	LACHOURI	Abderrazek	Professeur	U. de Skikda
Directeur de Thèse	BENCHOUIA	Nedjem-Eddine	Professeur	U. de Souk Ahras
Co-Encadreur	BOUZAOUT	Azzedine	Professeur	U. de Skikda
Examineur	BENRETEM	Abdelwahab	Professeur	U. de Annaba
Examineur	BOUCHARREB	Faouzi	MCA	ENSTI Annaba
Examineur	ZAHZOUH	Zoubir	MCA	U. de Souk Ahras
Invité	TALBI	Nabil	MCA	U. de Skikda

Table des matières

REMERCIEMENTS.....	i
ملخص.....	ii
ABSTRACT	iii
RESUME	iv
Liste des figures	v
Liste des tableaux	viii
Liste des abréviations, des sigles et des acronymes	ix
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : ETAT DE L'ART DES SYSTEMES HYBRIDES	4
I.1. Introduction.....	5
I.2. Définition des systèmes hybrides	6
I.3. Classification.....	7
I.3.1. Le régime du fonctionnement	7
I.3.2. La structure du système hybride	7
I.4. Etat de l'art.....	8
I.5. Méthodes de dimensionnement des systèmes hybrides.....	11
I.5.1. Techniques classiques.....	12
a) Approche itérative :	12
b) Approche probabiliste	12
c) Les méthodes graphiques	13
d) Programmation linéaire.....	13
I.5.2. Techniques modernes.....	13
a) Intelligence artificielle.....	13
b) Techniques hybrides.....	14
I.6. Logiciels utilisés pour l'optimisation des systèmes hybrides.....	14
a) HOMER	14
b) iHOGA.....	15
c) HYBRID 2.....	16
d) RETScreen.....	16
I.7. Conclusion	17

CHAPITRE II : MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME	18
HYBRIDE	
II.1. Introduction.....	19
II.2. Modélisation du système photovoltaïque	19
II.2.1. Différents modèles d'un système photovoltaïque	19
II.2.2. Caractéristiques d'un système photovoltaïque	21
II.3. Modélisation du système éolien.....	24
II.3.1. Courbe de puissance.....	26
II.3.2. Système de production : différentes conceptions	27
II.3.3. Caractéristiques d'une éolienne.....	29
II.3.4. Différents modèles d'un système éolien	30
II.3.4.1. Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent	30
II.3.4.2. Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne	31
a. Les modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance.....	32
b. Modèle basé sur courbe de puissance linéaire	32
c. Modèle basé sur la loi cubique	32
d. Modèle basé sur les paramètres de Weibull	33
e. Les modèles basés sur la courbe de puissance réelle fournie par le fabricant.....	33
II.4. Modélisation de la pile à combustible.....	34
II.4.1 Pertes d'activation	35
II.4.2. Pertes ohmiques	36
II.4.3 Pertes de concentration	36
II.5. Modélisation des batteries de stockage	37
a) Modèle de la tension.....	38
b) Modèle énergétique.....	39
II.6. Conclusion	40
CHAPITRE III : DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME	41
PV-EOLIEN-PILE A COMBUSTIBLE	
III.1. Introduction	42
III.2. Description du système PV-W-FC.....	42

III.3. Utilisation du logiciel HOMER.....	43
III.4. Création du système hybride.....	44
III.5. Caractéristiques de la région de Skikda	45
III.5.1. Données géographiques.....	45
III.5.2. Données météorologiques.....	45
III.5.2.1. Variation mensuelle de l'irradiation.....	45
III.5.2.2. Données de la température :.....	46
III.5.2.3. Données du vent :.....	47
III.6. Profils de charge de l'université de Skikda.....	48
III.7. Caractéristiques techniques des composants utilisés	49
III.7.1.Surface du panneau photovoltaïque.....	49
III.7.1.1.Choix de l'inclinaison.....	49
III.7.1.2.Choix de l'orientation.....	49
III.7.1.3.Effet de la température	49
III.7.2. Aérogénérateur	50
III.7.3. Electrolyseur.....	51
III.7.4. Convertisseur	52
III.7.5. Réservoir d'hydrogène	52
III.7.6. Pile à combustible.....	53
III.7.7. Batterie	53
III.8. Paramètres économiques.....	53
III.9. Optimisation du système.....	54
III.10 Conclusion	55
CHAPITRE IV : RESULTATS DE SIMULATION	56
IV.1. Introduction	57
IV.2. Configuration du système.....	57
IV.3. Différents scénarios.....	57
IV.3.1. Scénario N°1 : W-FC.....	58
IV.3.1.a. Composition du système	58
IV.3.1.b. Bilan énergétique.....	58
IV.3.1.c. Étude économique.....	63
IV.3.2. Scénario N°2 : PV-W-FC.....	64
IV.3.2.a. Composition du système.....	64

IV.3.2.b. Bilan énergétique	64
IV.3.2.c. Étude économique.....	71
IV.3.3. Scénario N°3 : PV-FC.....	72
IV.3.3.a. Composition du système.....	72
IV.3.3.b. Bilan énergétique.....	72
IV.3.3.c. Étude économique.....	78
IV.4. Comparaison entre les scénarios.....	79
IV.5. Émissions des gaz à effet de serre.....	79
IV.6. Conclusion.....	80
CONCLUSION GENERALE.....	81
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	83

REMERCIEMENTS

Je remercie le Bon Dieu de m'avoir donné le courage, la force, la volonté et surtout la patience qui m'a permis d'accomplir ce travail.

Mes premiers remerciements vont, et c'est bien normal, à mes directeurs de thèse Pr. Nedjem-Eddine BENCHOUIA et Pr. Azzedine BOUZAOUIT qui ont accepté d'assurer mon encadrement. Ils m'ont encouragé, soutenu et surtout font confiance durant ces années.

Mes remerciements vont également au Président et aux membres du Jury qui ont accepté d'évaluer mes travaux et pour l'intérêt qu'ils leur ont porté.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Monsieur LAACHOURI Abderazak, Professeur à l'université de Skikda, pour avoir accepté de présider le jury de soutenance.

Je remercie très vivement Monsieur BENRETEM Abdelouahab, Professeur à l'Université Badji Mokhtar d'Annaba, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de juger mon travail.

Toute ma reconnaissance va à Monsieur BOUCHARAB Faouzi, Maître de Conférence à l'ENSTI d'Annaba, à qui j'exprime mes sincères remerciements pour sa participation dans le jury.

Je tiens à remercier très vivement Monsieur ZAHZOUH Zoubir, Maître de Conférences à l'Université Mohamed Cherif Messaidia de Souk Ahras, d'avoir accepté de participer dans le jury de ma thèse.

J'adresse aussi mes remerciements au Dr. Toufik SEBBAGH, Maître de Conférences à l'Université de Skikda, pour son aide, ses conseils, son soutien et ses remarques.

Enfin, je remercie toute personne de près ou de loin qui m'a appuyé et encouragé à effectuer ce travail.

ملخص

يوفر توليد الكهرباء اللامركزي من مصادر الطاقة المتجددة للمستهلكين مزيداً من الأمن للإمداد مع احترام البيئة. ومع ذلك، فإن الطبيعة العشوائية لهذه المصادر تتطلب منا وضع قواعد لتصميم واستخدام هذه الأنظمة من أجل الاستفادة منها على أفضل وجه. يمكن لمصادر الطاقة المتجددة الهجينة تلبية احتياجات الطاقة الكهربائية بشكل فعال لمختلف هياكل جامعة سكيكدة.

تبحث هذه الدراسة في الجدوى المالية لنظام هجين متجدد خارج الشبكة وتقترح تزويد العديد من حرم جامعة سكيكدة في الجزائر بالكهرباء التي تحتاجها. للقيام بذلك، يتم استخدام برنامج HOMER لتحسين ومحاكاة النظام قيد الدراسة.

تتناول هذه الوثيقة التقييم التقني والاقتصادي لأنظمة الطاقات المتجددة الهجينة مكون من مولد كهروضوئي ومولد رياح وخلية وقود ومحلل كهربائي وبطاريات. يهدف النظام الهجين إلى تشغيل الامتداد الجديد لجامعة سكيكدة بالجزائر. يتم استخدام برنامج HOMER للقياس الأمثل للنظام وتقييم اقتصادي. تقدم هذه الدراسة مساهمة جديدة لتحديد أفضل مزيج لضمان استمرارية إمدادات الطاقة بأقل تكلفة ممكنة.

الكلمات المفتاحية: طاقة الرياح، الكهروضوئية، خلايا الوقود، النمذجة، التحسين، التحليل الاقتصادي، النظام الهجين، الطاقة المتجددة، التصميم.

ABSTRACT

Decentralized electricity production from renewable energy sources offers greater security of supply to consumers while respecting the environment. However, the random nature of these sources requires us to establish rules for the sizing and use of these systems in order to make the best use of them. Hybrid renewable energy sources can effectively meet the electric energy needs of the University of Skikda's various structures.

This study examines the financial viability of a hybrid renewable-based system that is off the grid and proposed to supply several campuses of the University of Skikda in Algeria with the electricity they need. In order to achieve this, HOMER software is used to optimize and simulate the system under consideration.

The current work deals with the techno-economic assessment of an HRES composed of a PV generator, a wind turbine generator, a fuel cell, an electrolyzer, and batteries. The hybrid system is intended to feed the new extension of the University of Skikda, Algeria. The logiciel HOMER is used for optimal system sizing and economic evaluation. This study presents a new contribution in order to identify the best combination to ensure energy supply continuity at the lowest possible cost.

Keywords : Wind turbine, PV, Fuel Cell, Modeling, Optimization, economic analysis, hybrid system, renewable energy, design.

RÉSUMÉ

La production décentralisée d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables offre une plus grande sécurité d'approvisionnement aux consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant, la nature aléatoire de ces sources nous oblige à établir des règles pour le dimensionnement et l'utilisation de ces systèmes afin d'en faire le meilleur usage. Les sources d'énergie renouvelables hybrides peuvent répondre efficacement aux besoins en énergie électrique des différentes structures de l'Université de Skikda.

Cette étude examine la viabilité financière d'un système hybride renouvelable hors réseau et propose de fournir à plusieurs campus de l'Université de Skikda en Algérie l'électricité dont ils ont besoin. Pour ce faire, le logiciel HOMER est utilisé pour optimiser et simuler le système considéré.

Le présent document traite l'évaluation technico-économique d'un SHER composé d'un générateur photovoltaïque, d'un générateur éolien, d'une pile à combustible, d'un électrolyseur et des batteries. Le système hybride est destiné à alimenter la nouvelle extension de l'Université de Skikda, en Algérie. Le logiciel HOMER est utilisé pour un dimensionnement optimal du système et une évaluation économique. Cette étude présente une nouvelle contribution afin d'identifier la meilleure combinaison pour assurer la continuité de l'approvisionnement énergétique au moindre coût possible.

Mots clés : Eolienne, PV, pile à combustible, Modélisation, Optimisation, analyse économique, système hybride, énergie renouvelable, dimensionnement.

Liste des figures

Figure I.1	Schéma général de système énergétique hybride multi-sources, charges et stockage.....	6
Figure I.2	Classification des systèmes d'énergie hybride.....	8
Figure I.3	Représentation schématique de HOMER.....	15
Figure I.4	Représentation schématique de iHOGA.....	15
Figure I.5	Représentation schématique de HYBRID 2.....	16
Figure I.6	Représentation schématique de RETScreen.....	17
Figure II.1	Modèle idéale à une seule diode.....	19
Figure II.2	Modèle à une seule diode avec résistance shunt.....	20
Figure II.3	Modèle à deux diodes.....	21
Figure II.4	Caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque.....	21
Figure II.5	Caractéristique courant-tension du module photovoltaïque $E_c = 1000 \text{ w/m}^2$ et $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$	22
Figure II.6	Impact de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V et P-V d'une cellule.....	23
Figure II.7	Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V d'une cellule.....	24
Figure II.8	Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction de λ	25
Figure II.9	Caractéristique vent-puissance des éoliennes.....	26
Figure II.10	Système de conversion d'énergie éolienne.....	27
Figure II.11	Système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) à vitesse fixe.....	27
Figure II.12	SCEE à générateur d'induction à double alimentation(MADA)...	28
Figure II.13	SCEE à vitesse variable et à ligne directe.....	29
Figure II.14	Evolution de la puissance générée en fonction de la vitesse du vent.....	29
Figure.II.15	Caractéristique Tension-courant d'une pile PEM.....	35
Figure II.16	Composition d'une batterie Plomb – Acide.....	37
Figure II.17	Modèle électrique simplifié d'une batterie.....	38
Figure III-1	Bilan énergétique du système PV-W-FC.....	42
Figure III.2	Bibliothèque du logiciel HOMER.....	44
Figure III.3	Diagramme du système hybride PV-W-FC simulé par HOMER...	45
Figure III.4	Evolution de l'ensoleillement mensuelle.....	45

Figure III.5	Variation de la température mensuelle effectuée sur le site de Skikda.....	46
Figure III.6	Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour la région de Skikda.....	47
Figure III.7	Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent par HOMER.	47
Figure III.8	Variation mensuelle moyenne de l'irradiation, la vitesse du vent et la température ambiante de la ville d'EL-Hadaiek.....	48
Figure III.9	Consommation quotidienne moyenne en 2019.....	48
Figure III.10	Propriétés de l'aérogénérateur utilisé.....	50
Figure IV.1	Production énergétique mensuelle du système W-FC.....	58
Figure IV.2	Excès énergétique mensuelle du système W-FC.....	59
Figure IV.3	Énergie éolienne mensuelle produite par les aérogénérateurs du système W-FC.....	59
Figure IV.4	Énergie éolienne produite par les aérogénérateurs dans le système W-FC en fonction de la vitesse du vent.....	60
Figure IV.5	Quantité horaire d'hydrogène produite en fonction de la vitesse du vent dans le système W-FC.....	60
Figure IV.6	Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système W-FC.....	61
Figure IV.7	Moyenne mensuelle de la quantité horaire d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système W-FC.....	61
Figure IV.8	Énergie produite par les piles à combustible dans le système W-FC en fonction de la vitesse du vent.....	62
Figure IV.9	Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système W-FC.....	62
Figure IV.10	Coût total du système.....	63
Figure IV.11	Productions énergétiques mensuelle (a) et annuelle (b) du système PV-W-FC.....	64- 65
Figure IV.12	Excès énergétique mensuelle du système PV-W-FC.....	66
Figure IV.13	Production journalière moyenne des panneaux photovoltaïques dans le système PV-W-FC.....	66
Figure IV.14	Énergie photovoltaïque mensuelle produite par les panneaux photovoltaïques dans le système PV-W-FC.....	67

Figure IV.15	Énergie éolienne produite par les aérogénérateurs dans le système PV-W-FC en fonction de la vitesse du vent.....	67
Figure IV.16	Énergie éolienne mensuelle produite par les aérogénérateurs du système PV-W-FC.....	68
Figure IV.17	Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.....	68
Figure IV.18	Quantité mensuelle d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.....	69
Figure IV.19	Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système PV-W-FC.....	69
Figure IV.20	Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-W-FC en fonction de l'énergie photovoltaïque.....	70
Figure IV.21	Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-W-FC en fonction de la vitesse du vent.....	70
Figure IV.22	Coût total du système.....	71
Figure IV.23	Production énergétique mensuelle du système PV-FC.....	73
Figure IV.24	Excès énergétique mensuelle pour le système PV-FC.....	73
Figure IV.25	Energie photovoltaïque mensuelle produite par les panneaux photovoltaïques dans le système PV-FC.....	74
Figure IV.26	Quantité horaire d'hydrogène produite en fonction de l'énergie photovoltaïque du système PV-FC.....	75
Figure IV.27	Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-FC.....	75
Figure IV.28	Quantité mensuelle d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système PV-FC.....	76
Figure IV.29	Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-FC en fonction de l'énergie photovoltaïque.....	77
Figure IV.30	Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système PV-FC.....	77
Figure IV.31	Coût total du système.....	78

Liste des tableaux

Tableau III .1	Données du rayonnement solaire de la région de Skikda.....	46
Tableau III .2	Caractéristiques des panneaux PV.....	50
Tableau III .3	Caractéristiques de l'aérogénérateur ENERCON E44.....	50
Tableau III .4	Caractéristiques de l'électrolyseur.....	51
Tableau III .5	Caractéristiques des convertisseurs.....	52
Tableau III .6	Caractéristiques du réservoir d'hydrogène.....	52
Tableau III .7	Caractéristiques de la pile à combustible.....	53
Tableau III .8	Caractéristiques économiques de chaque composant du système PV-W-FC.....	54
Tableau IV.1	Configuration du système hybride en fonction du coût net actuel.	57
Tableau IV.2	Composition du système W-FC.....	58
Tableau IV.3	Bilan énergétique du système W-FC.....	59
Tableau IV.4	Prix du kWh éolien en DA.....	63
Tableau IV.5	Composition du système PV-W-FC.....	64
Tableau IV.6	Bilan énergétique du système PV-W-FC.....	65
Tableau IV.7	Prix du kWh hybride en DA.....	72
Tableau IV.8	Composition du système PV-W-FC.....	72
Tableau IV.9	Bilan énergétique du système PV-FC.....	73
Tableau IV.10	Prix du kWh photovoltaïque en DA.....	78
Tableau IV.11	Comparaison entre les différents scénarios.....	79
Tableau IV.12	Gaz à effet de serre émis par chaque scénario.....	79
Tableau IV.13	Quantité annuelle d'hydrogène consommée par chaque scénario.	80

Liste des abréviations, des sigles et des acronymes

W : Watt	C_b : capacité de chaque batterie
MW : Mégawatts	SOC _{min} : Capacité de stockage minimale permise
MW _c : Mégawatts crêtes	DOD : Profondeur de décharge de la batterie
GWh : Gigawatts heures	NOCT : Température de fonctionnement normale de la cellule (normal operating cell temperature)
kWh : kilowatt heures	Q : la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-9}C$),
m : mètre	K : la constante de Boltzmann,
km : Kilomètre	A : facteur d'idéalité de la diode,
l : litre	T : température de la cellule (K).
V : Volt	I_{rs} : courant de saturation inverse de la cellule à T,
SER : systèmes à énergie renouvelable	T_r : température de référence de la cellule,
SHER: systèmes hybrides à énergie renouvelable	I_{rr} : courant de saturation inverse à T_r ,
PV : Photovoltaïque	E_G : l'énergie de bande interdite du semi-conducteur utilisé dans la cellule.
PAC, FC : Pile à combustible	I_{ph} : Le photo courant
GD : Générateur Diesel	I_{scr} : courant de court-circuit de la cellule à la température et au rayonnement de référence,
COE : Coût d'énergie (Cost of Energy)	k_i : coefficient de température du courant de court-circuit
LPSP : loss of power supply probability	S : le rayonnement solaire (mW/cm^2)
LCE : Levelized cost of energy	R_{sh} : la résistance shunt (Ohm)
PSO : Particle swarm optimization	I : le courant de cellule (A)
HOMER : Hybrid Optimization Model for Electric Renewables	V : la tension de la cellule (V)
iHOGA : Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithm	I_{01}, I_{02} : courant de saturation inverse des diodes 1 et 2,
NREL : National Renewable Energy Laboratory	V_{T1}, V_{T2} : tensions thermiques des diodes respectives.
NPC : Net Present Cost	a_1, a_2 : les constantes d'idéalité de la diode.
RELR : Renewable Energy Laboratory Research	
SCEE : Système de Conversion de l'Énergie Eolienne	
PEM : Pile à Combustible à Membrane	
DOD : Profondeur de décharge de la batterie	
N_s : cellules connectées en série	

<p>N_p : cellules connectées en parallèle</p> <p>q: la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-9}C$)</p> <p>SOC : état de charge instantané (state of charge)</p> <p>SOCmax : Capacité de stockage maximale permise</p> <p>C_n : capacité nominale de l'ensemble des accumulateurs</p> <p>N_b : nombre total des batteries</p> <p>N_{bs} : nombre de batteries montés en série</p> <p>I_{cc} : courant de court- circuit</p> <p>V_{co}: la tension de circuit ouvert</p> <p>P_{mpp} : la puissance maximale délivrée par le module photovoltaïque</p> <p>FF : facteur de forme</p> <p>E_c : l'éclairement en W/m^2</p> <p>V_z, V_i : les vitesses du vent au moyeu</p> <p>Z, Z_i : la hauteur de référence</p> <p>x : exposant de la loi de puissance</p> <p>P_w : L'énergie éolienne instantanée</p> <p>P_m: énergie mécanique</p> <p>ρ : masse volumique de l'air</p> <p>A : l'aire balayée par le rotor</p> <p>V : la vitesse du vent</p> <p>C_p: coefficient de puissance</p> <p>B : l'angle de calage des pales</p> <p>λ : la vitesse spécifique</p> <p>R : le rayon de l'hélice,</p> <p>Ω : vitesse de angulaire de l'éolienne (rad/s)</p> <p>$R\Omega$ la vitesse linéaire périphérique en bout des pâles.</p>	<p>η : l'efficacité globale du système éolien</p> <p>i : le nombre de fonctions d'interpolation cubique</p> <p>a_1, b_1, c_1, d_1 : coefficients polynômiales des fonctions d'interpolation cubique</p> <p>R_{int} : la résistance totale de la pile à combustible</p> <p>$R_{éle}$: la résistance spécifique des électrodes</p> <p>R_{mem} : la résistance protonique spécifique de la membrane.</p> <p>V_{bat} : Tension aux bornes de la batterie</p> <p>E : Tension de la batterie en circuit ouvert</p> <p>R_0 : Résistance interne de batterie</p> <p>I_{bat} : Courant délivré par la batterie,</p> <p>V_{cb} : Tension aux bornes du condensateur.</p> <p>P_{tot} : la puissance totale produite</p> <p>η_{ch} et $\eta_{déch}$: Rendements de la charge et de la décharge des batteries</p> <p>U_{bus} : Tension nominale du bus continu</p>
---	--

INTRODUCTION GENERALE

Avec la crise pétrolière annoncée depuis quelques années, le recours aux énergies alternatives connaît une forte expansion. Les débats sur l'avenir énergétique de la planète se sont intensifiés compte tenu des besoins sans cesse croissants dans le domaine et les conséquences que cela peut engendrer à moyen terme.

Dans un contexte de crise énergétique mondial et de réchauffement climatique, il est alors aisé de comprendre l'engouement des gouvernements, des privés à encourager l'installation de systèmes hybrides.

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.

Les systèmes hybrides combinent l'utilisation d'au moins deux sources d'énergies différentes, par exemple des systèmes hybrides PV/ éolienne / pile à combustible. Pour permettre un développement futur et durable des systèmes hybrides en Afrique subsaharienne, région du monde où l'accès à l'électricité est le plus bas, il est absolument nécessaire de pouvoir évaluer leurs performances et de maîtriser leurs dimensionnements.

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.

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. Cette technologie possède plusieurs avantages pour l'environnement. Aujourd'hui, elle se développe comme une solution durable créant un marché à croissance rapide avec des opportunités nouvelles d'emploi.

L'énergie éolienne, si elle ne peut pas remplacer les sources classiques d'énergies fossiles, constitue au moins un chemin important pour minimiser des émissions de gaz.

Les sources des énergies photovoltaïques et l'éolienne, ne délivrent pas une puissance constante. Le stockage est un facteur clef dans un système d'énergie hybride. Il fournit des solutions techniques et permet également d'utiliser mieux les ressources renouvelables en évitant un dégagement en cas de surconsommation.

L'utilisation de l'hydrogène comme un moyen de stockage des énergies renouvelables a connu 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. Il peut être utilisé directement par la génération de vapeur, par les hydrides, par combustion ou par l'utilisation de la pile à combustible qui convertit l'hydrogène en électricité.

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

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. 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.

Le présent travail consiste à développer un modèle du système destiné à la modélisation et l'optimisation du système hybrides. Dans ce modèle, nous allons modéliser les différentes parties du système éolien, un champ PV et une pile à combustible avec un fonctionnement en parallèle de différentes sources (selon les conditions météorologiques). La validation par simulation est indispensable à son bon analyse.

Ce document traite aussi l'évaluation technico-économique du système hybride qui est destiné à alimenter la nouvelle extension de l'Université de Skikda, en Algérie. Le logiciel HOMER est utilisé pour un dimensionnement optimal du système et une évaluation économique. Cette

étude présente une nouvelle contribution afin d'identifier la meilleure combinaison pour assurer la continuité de l'approvisionnement énergétique au moindre coût possible et augmenter le rendement global du système.

Afin d'accomplir et de présenter au mieux cette étude, cette thèse contient outre une introduction générale, une conclusion générale, quatre chapitres structurés comme suit :

Dans le premier chapitre, intitulé « état de l'art des systèmes hybrides nous présentons, quelques notions sur les SHERs, les techniques et les logiciels utilisés pour optimiser leurs tailles, ainsi qu'une revue de littératures.

Le deuxième chapitre est consacré aux composants du système hybride. Dans ce chapitre, nous avons donné des notions sur chaque composant, principe de fonctionnement ainsi que son modèle mathématique.

Dans le troisième chapitre, nous donnons 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 dernier chapitre est consacré à l'optimisation de la taille du système hybride (simulation par HOMER et résultats) pour l'alimentation de l'Université de Skikda et la comparaison entre les différents scénarios des résultats.

***ETAT DE L'ART DES SYSTEMES
HYBRIDES***

CHAPITRE

I

I.1. Introduction

La demande énergétique mondiale augmente considérablement, répondant à une demande croissante due à l'augmentation de la population et la hausse de son niveau de confort. En Algérie cette augmentation est estimée à 6% annuellement.

Les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits dans sa globalité par des hydrocarbures. Cette source fossile est épuisable et présente d'autres impacts négatifs sur l'environnement, d'où la nécessité de chercher d'autres sources alternatives permettant de satisfaire la demande et de minimiser ces impacts. L'utilisation des énergies renouvelables est devenue une alternative incontournable. [1,2]

L'Algérie a lancé son programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, adoptée en février 2011 et actualisée en janvier 2016 [3]. Ainsi, le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030.

Les projets d'énergie renouvelable de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes :

- Premières phase 2015-2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4000 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 500 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.
- Deuxième phase 2021-2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Béchar et leur intégration dans le système énergétique national.

Des chiffres clés annoncés par SKTM [4], concernant la capacité installée et l'énergie produite par les différentes centrales électriques à la fin de l'année 2016 montrent que parmi 45 centrales, 18 sont des centrales photovoltaïques avec une capacité installée de 219.1 MWc (23.71% de la puissance totale installée) et une centrale éolienne.

L'intermittence des systèmes à énergie renouvelable SER est un problème inhérent qui peut diminuer l'efficacité des SER à source unique. Le concept de sources d'énergie renouvelables hybrides (SHERs) peut résoudre ce problème dans une large mesure. En outre, les SHERs sont fréquemment utilisés en conjonction avec des systèmes et des technologies de sauvegarde pour stocker l'énergie, y compris les batteries, les piles à combustible et les générateurs diesel [5].

Parmi ces systèmes de secours, FC peut fournir une solution durable et respectueuse de l'environnement lorsque l'hydrogène requis est obtenu par des moyens renouvelables [2]

I.2. Définition des systèmes hybrides

Un système hybride d'énergie est une technique de production d'énergie émergente associant plusieurs sources d'énergie, principalement des énergies renouvelables pour une configuration à production optimale. Ce système peut contenir une (des) source(s) renouvelable (s) combinée (s) à une (des) source (s) conventionnelle (s), différents éléments de stockage et des charges. L'intérêt essentiel des SHERs est qu'ils permettent la possibilité d'autonomie énergétique vu qu'ils ne dépendent pas d'une seule source [6]. Ils peuvent résoudre en très grande partie le problème de la disponibilité de l'énergie [6]. En outre, les SHERs sont plus fiables et moins coûteux que les autres systèmes qui reposent sur une seule source d'énergie [7, 8] La figure I-3 présente un schéma général d'un système hybride combinant des sources renouvelable (PV, éolienne, Pile à combustible « PAC » et hydraulique), des systèmes d'appoint (générateur diesel, réseau et stockage) ainsi que des charges à satisfaire.

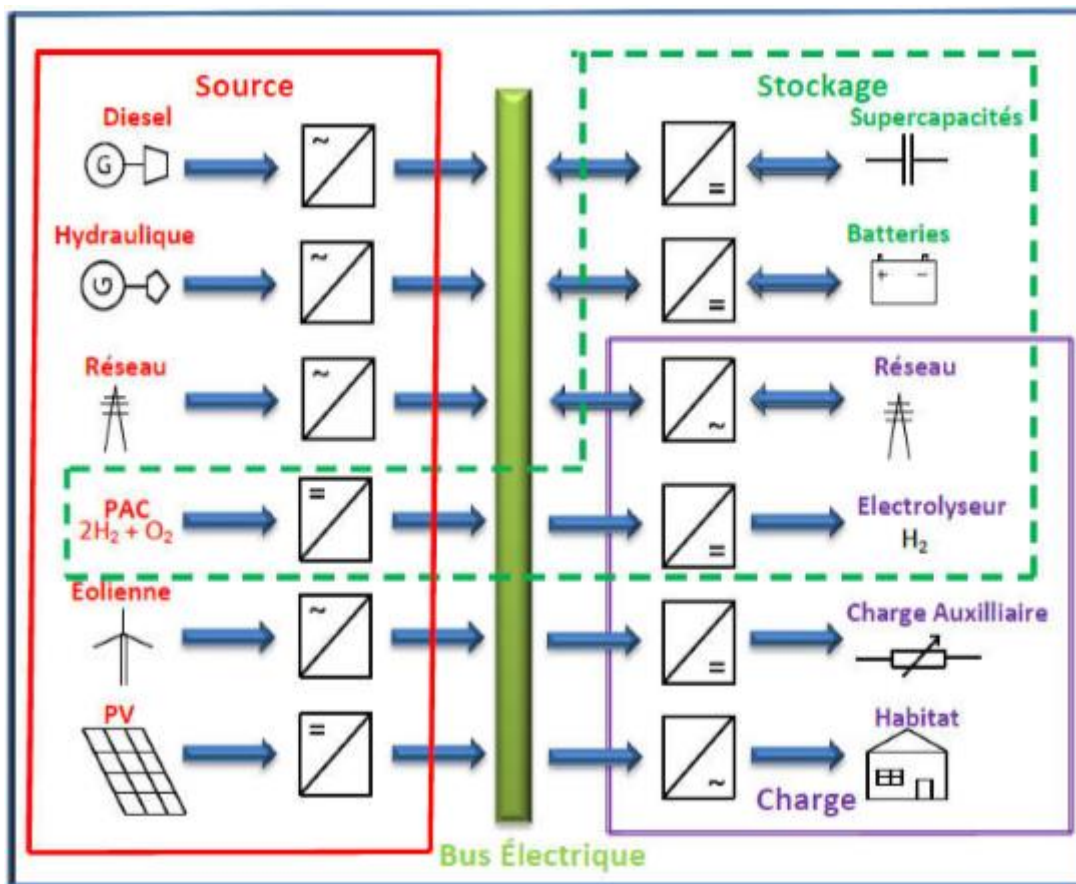


Figure I-1 : Schéma général de système énergétique hybride multi-sources, charges et stockage [6].

I.3. Classification

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi [3].

I.3.1. Le régime du fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière, etc [3].

I.3.2. La structure du système hybride

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système [3] :

Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet – une centrale tout entière [3].

Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc ...[3].

La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle etc [3].

Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la Figure I.2.

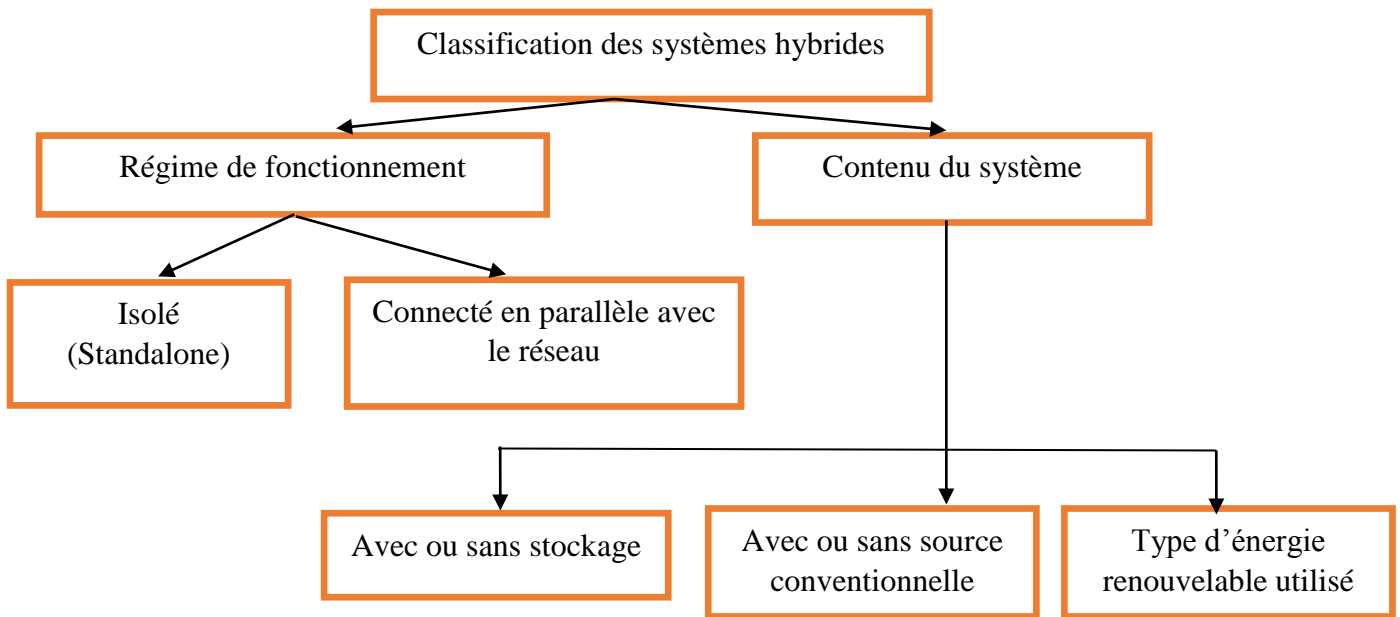


Figure I-2 : classification des systèmes d'énergie hybride [3].

I.4. Etat de l'art sur les systèmes hybrides

Le dimensionnement d'un système d'alimentation hybride implique la détermination des conditions locales de charge et de ressources énergétiques ainsi que la disponibilité des composants du système de production. Chaque composant du système est préalablement dimensionné individuellement en utilisant la charge, les ressources et les conditions du système de conversion. Le coût net actuel (NPC), le coût de l'énergie (COE) peuvent être inclus dans la détermination de la configuration du système le plus optimal qui peut répondre à tous les objectifs du système d'alimentation souhaité. Afin d'affiner le processus de dimensionnement et de conception, un logiciel de simulation est utilisé pour sélectionner et dimensionner les composants du système qui peuvent servir efficacement la charge.

L'utilisation des SHERs pour fournir l'énergie électrique nécessaire à un coût efficace est un grand défi. Sinon, des études d'optimisation et de faisabilité technico-économique doivent être réalisées. L'outil hybride Modèle d'optimisation pour les énergies renouvelables électriques (HOMER), développé par le Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL), a été largement utilisé pour mener des études de simulation, d'optimisation et d'analyse de sensibilité [9-23]

Rotich et al [11] ont fait une étude sur un système solaire photovoltaïque, éolien et réseau hybride qui a été systématiquement dimensionné pour répondre à la demande d'un consommateur commercial, l'École d'aviation d'Afrique de l'Est (AESAs). Le logiciel HOMER a été utilisé pour simuler le fonctionnement du HPS proposé. Le HPS le plus approprié est la génération éolienne d'une puissance installée de 200 kW, le PV solaire de 120 kW et le réseau. Ce système a eu un PNJ de KSh 77,684,050 et un COE de KSh 8,34/kWh.

Eroglu et al. [12] ont étudié, pour une maison mobile, l'efficacité d'un SHERS composé d'un générateur photovoltaïque, d'une éolienne, de piles à combustible, d'un électrolyseur et de batteries. Le système a converti suffisamment d'électricité pour répondre à la demande de charge, mais les auteurs n'ont pas abordé la faisabilité économique du système.

Gangwar et al. [13] ont étudié l'économie et la fiabilité d'un SHERS à batterie PV-vent-PEMFC indépendant du réseau pour alimenter une salle de conférence d'un institut technique à l'aide du logiciel HOMER. Le système hybride PV-vent-batterie a été considéré comme le système le plus rentable sous la charge étudiée. Cependant, dans le cas d'une charge faible non satisfaite, le système hybride composé de PV-vent-FC-batterie est plus fiable.

Kalinci et al. [14] ont examiné les aspects technologiques et économiques d'une EME autonome avec stockage de H₂ sur l'île turque de Bozcaada à l'aide de l'outil HOMER. Les résultats ont démontré que le meilleur SHERS contenait un module photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur, un FC, un électrolyseur et un réservoir de H₂ pour transporter la charge principale. En outre, bien que techniquement faisable, le SHERS avec FC est prohibitif en Turquie.

Sebbagh et Zaatri [15] et Karthick et al. [16] ont utilisé HOMER pour réaliser une étude technico-économique d'un mélange de batterie, PV, éolienne et d'un moteur à combustion interne, en considérant l'utilité électrique des bâtiments de soins de santé comme charges en Algérie et en Inde, respectivement.

Vendoti et al. [17] ont utilisé le logiciel HOMER pour évaluer un mélange approprié de sources composées de solaire, d'éolien, de biogaz, de biomasse, de piles à combustible et de batteries. Analyse économique de quatre configurations pour trouver le SHERS optimal capable de répondre à la charge requise par un village en Inde. Dans une autre étude, Babatunde et al. [18] ont analysé l'adoption d'un EDH pour la construction d'une institution au Nigeria. Le SHERS a été conçu en utilisant HOMER et un seul critère (coût actuel total (TPC)).

Pedro et Juan [19] ont analysé la faisabilité technico-économique de la mise en œuvre d'un système hybride photovoltaïque solaire hors réseau (PV)/générateur diesel (DG)/batterie (BATT) pour l'électrification des communautés rurales, à l'aide d'une étude de cas à Bameno, en Équateur. La simulation et l'optimisation du système se font à l'aide du logiciel HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources). En conséquence, le dimensionnement optimal est composé de modules photovoltaïques de 23 kW, d'un système de conversion DG 27 kW, de batteries de stockage de 88,4 kWh et de 9,4 kW, obtenant un coût d'énergie (LCOE) nivelé de 0,359 \$/kWh. Une fois l'optimisation effectuée, une analyse de sensibilité est effectuée pour établir les effets des variations du rayonnement solaire, de la demande, du carburant et des coûts des composants sur le système. Le système PV/DG/BATT est considéré comme le meilleur choix pour des prix de carburant allant jusqu'à 0,83 \$ le litre. Pour des valeurs plus élevées, le système optimal est le PV/BATT. Il est également établi que le LCOE est principalement affecté par le coût des composants technologiques, suivi par les variations du rayonnement solaire et de la demande.

Zegueur et al [20] ont étudié la faisabilité économique d'un système d'alimentation électrique écologique pour une station de télécommunication rurale dans la ville de Skikda. Le système proposé est un système hybride autonome PV-éolienne avec générateurs diesel préexistants et stockage par batterie. Différentes configurations de système sont prises en compte dans l'étude cela aide à sélectionner la solution optimale en fonction du coût net actuel le plus bas (NPC) et le coût de l'énergie (COE) de chaque configuration. L'optimisation est réalisée à l'aide du logiciel HOMER PRO. Les résultats ont montré qu'un système hybride de 5 kW DG, 3,81 kW de capacité photovoltaïque, trois éoliennes et un banc de 14 batteries est la meilleure conception pour le système d'alimentation proposé avec un PNJ de 85673 USD et un COE de 0,214 USD. Les émissions de gaz à effet de serre ont été considérablement réduites de plus de la moitié, faisant du système proposé une solution techniquement, économiquement et écologiquement viable.

Aga, W.S., Legese, A.N., Tolche, A.D. et al [21] ont utilisé HOMER pour l'hybridation optimale des systèmes éoliens, solaires et diesel pour l'électrification d'un village. Les résultats de simulation ont démontré que le système proposé était une solution possible pour électrifier le village. Une analyse financière a indiqué que le projet aurait un coût en capital initial de 24 817 \$, un coût d'exploitation et d'entretien de 12 862 \$ et une valeur actualisée nette totale de 189 233 \$. Le coût minimum de l'énergie obtenue était de 0,195 \$/kWh. Le résultat de cette étude confirme que les communautés rurales éloignées peuvent être

électrifiées efficacement grâce à l'hybridation des sources d'énergie vertes et conventionnelles avec des coûts minimes.

Amr A. et al [22] ont fait une étude pour concevoir un système d'énergie renouvelable efficace qui répond aux besoins en électricité. L'étude était consacrée pour trouver le système hybride le plus rentable qui puisse réduire les coûts énergétiques et donner accès à la production d'électricité requise d'une école internationale. En utilisant le logiciel HOMER, huit modèles distincts de systèmes hybrides d'énergie renouvelable ont été conçus, simulés et optimisés pour répondre à la charge requise dans cette étude. Dans cette étude, les batteries lithium-ion et plomb-acide ont été utilisées pour choisir l'option la plus rentable. Les générateurs photovoltaïques, éoliens et de biomasse du système hybride ont été utilisés pour répondre à la demande de charge.

Islam, M.M.M., Kowsar et al [23] ont proposé un système solaire photovoltaïque hybride microgrid pour alimenter un centre de soins. Le système photovoltaïque comprend des panneaux solaires, un onduleur, un générateur, des fils de connexion, un système de montage et des accessoires connexes. Dans cette évaluation, le logiciel HOMER, a été utilisé pour estimer les exigences de charge et pour l'évaluation technico-économique et environnementale du système de micro réseau.

Dekkiche. M et al [24] ont fait une analyse et une comparaison de la performance technico-économique des systèmes d'énergie hybride (HES) raccordés au réseau et composés de cellules à combustible photovoltaïques (PV) et de reformer (RF-FC) en utilisant des différentes techniques de suivi solaire photovoltaïque pour fournir de l'électricité à un petit endroit dans la ville de Chlef, en Algérie. L'outil logiciel HOMER est utilisé pour simuler et analyser la faisabilité technique et le coût du cycle de vie de ces différentes configurations. Cette étude a montré que la conception optimale d'un système d'énergie hybride PV/RF-FC connecté au réseau avec Vertical Single Axis Tracker (VSAT) conduit à la meilleure performance économique avec de faibles valeurs de coût actuel net (NPC), coût de l'énergie (COE) avec un retour sur investissement positif (ROI) et la période de récupération simple (SP) la plus courte.

I.5 Méthodes de dimensionnement des systèmes hybrides

Un intérêt croissant est enregistré ces dernières années au développement de techniques de dimensionnement optimal des systèmes hybrides. Ces techniques de dimensionnement (algorithmes d'optimisation) peuvent être classifiées en deux catégories : Techniques

classiques suivant une approche rigoureuse et techniques de la nouvelle génération. Les techniques de dimensionnement et d'optimisation doivent rechercher de manière efficace une combinaison optimale de paramètres tels que le coût du système, sa fiabilité, la taille du système PV, l'angle d'inclinaison des panneaux PV, le nombre de batteries, la taille de l'éolienne et la hauteur du moyeu. Un sous-dimensionnement entraîne une alimentation électrique insu-sante. Un certain nombre d'auteurs ont effectué des revues détaillées sur le dimensionnement et les techniques d'optimisation [25, 26]. Dans ce qui suit nous citons les différentes techniques d'optimisation :

I.5.1 Techniques classiques

a) Approche itérative :

Cette étude est faite à l'aide d'un programme récursif qui se termine lorsque la conception optimale du système est atteinte. Dans cette méthode, le coût du système est minimisé en faisant varier linéairement les valeurs des paramètres ou par des techniques de programmation linéaire. En outre, l'approche itérative ne permet pas d'optimiser la surface du champs PV, l'angle du module PV, la surface balayée de l'éolienne et la hauteur de l'installation de l'éolienne, car ces paramètres influent énormément sur les coûts du système. De nombreux travaux dans la littérature se concentrent sur le dimensionnement d'un PWHS en utilisant l'approche itérative. Un modèle d'optimisation du dimensionnement d'un système hybride solaire-éolien a été proposé en utilisant une méthode d'optimisation itérative qui inclut La prise en compte du coût énergétique nivelé du modèle, de la probabilité de perte de l'alimentation électrique (LPSP) pour un coût d'un système PWHS et de la fiabilité en fonction de la puissance électrique [27].

b) Approche probabiliste

Les approches probabilistes pour le dimensionnement du système hybride étudient l'effet du rayonnement solaire et de la fluctuation de la vitesse du vent pour la conception du système. Dans cette approche, des modèles appropriés pour la production de ressources et/ou la demande sont développés et finalement un modèle de risque est créé par une combinaison de ces modèles. Cependant, cette technique d'optimisation ne peut pas caractériser la performance dynamique changeante du système intégré/hybride. [27]

c) Les méthodes graphiques

Dans cette méthode, un problème de deux variables de décision peut être résolu en traçant graphiquement toutes les contraintes. La solution optimale peut être identifiée, après dessin des contours de la fonction objectif, par inspection visuelle de la région réalisable. Cette méthode est utilisée par Borowy et Salameh [28] pour déterminer la combinaison optimale d'un système autonome PV-éolien, en se basant sur des données météorologiques enregistrées durant 30 ans. Pour une charge typique d'une maison et un LPSP désiré, la configuration optimale des batteries et de modules PV est calculée sur la base du coût minimal du système. Les auteurs de [29] ont aussi utilisé cette technique pour le dimensionnement optimal d'un système PV-éolien en utilisant des valeurs moyennes mensuelles des données solaire et éolienne. La méthode graphique, est une méthode de base facile à comprendre, mais elle n'est pas flexible et devient complexe pour un nombre de variables de décision supérieur à deux.

d) Programmation linéaire

Cette méthode est utilisée pour l'optimisation des problèmes linéaires est adaptée à l'analyse de la fiabilité des indices de probabilité et les contraintes économiques.

I.5.2 Techniques modernes

a) Intelligence artificielle

Ces méthodes sont largement utilisées dans l'optimisation des systèmes hybride. Cette nouvelle génération d'algorithmes d'intelligence artificielle, principalement utilisés au cours de la dernière décennie, nécessitent moins de temps de calcul et ont une meilleure précision avec une bonne convergence par rapport aux méthodes traditionnelles. On peut citer quelques-unes de ces méthodes :

Algorithme génétique (Genetic algorithm : GA)

Cet algorithme imite le processus de sélection naturelle telles que l'héritage, la mutation, la sélection et le croisement [30], et a été développé par John Holland dans les années 1960-1970. Elles peuvent résoudre des problèmes à solutions multiples, sont faciles à comprendre et peuvent être facilement transférés à des systèmes existants. Les techniques d'algorithme génétique en code réel sont basées sur le mécanisme de la sélection naturelle et de la génétique naturelle. Elles dépendent fortement de la convergence vers des optima locaux en raison du processus d'intensification. Elles ne peuvent pas garantir un temps de réponse constant de l'optimisation [31] etc.

Essaims de particules (Particle swarm optimization : PSO)

C'est un algorithme de recherche d'optimisation développé par Kennedy [32] sur la base de recherches sur le comportement des oiseaux et des poissons. Une fois le problème est défini la fonction objective est introduite en tenant compte de la sensibilité des valeurs dans le processus d'essaimage de particules. Une technique stochastique basée sur la population PSO commence avec une population de solutions aléatoires (particules) et recherche l'optimum en actualisant les générations. Lee et Cohen [33] ont utilisé un algorithme PSO évolutionniste pour résoudre la capacité éolienne et photovoltaïque dans le but de maximiser le rapport bénéfice-coût. K. Kaviani et al. [34] ont optimisé un système de production hybride éolien-photovoltaïque-pile à combustible sur ses 20 ans de fonctionnement avec la technique PSO afin de minimiser le coût annuel du système hybride sous réserve d'un approvisionnement fiable pour répondre à la demande de la charge électrique.

Recuit simulé (simulated annealing)

Le terme recuit simulé provient du recuit dans la métallurgie : un processus impliquant le chauffage et le refroidissement contrôlé d'un matériau pour augmenter la taille de ses cristaux et réduire ses défauts. Il a été développé par Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi en 1983. Il s'agit d'une trajectoire basée sur une technique de recherche aléatoire pour l'optimisation globale. Le recuit simulé est une technique robuste et polyvalente qui peut traiter des modèles hautement non linéaires, des données chaotiques et bruyantes avec de nombreuses contraintes. La principale faiblesse du recuit simulé est que la qualité du résultat peut être médiocre [35].

b) Techniques hybrides

Des chercheurs du domaine ont eu l'idée de combiner deux méthodes d'optimisation afin d'améliorer les résultats d'optimisation [36, 37].

I.6 Logiciels utilisés pour l'optimisation des systèmes hybrides

a) HOMER

Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER), développé en 1993 par NREL (National Renewable Energy Laboratory), USA, est adapté pour l'étude de la préfaisabilité, l'optimisation et l'analyse de sensibilité dans plusieurs configurations possibles. HOMER utilise des données comme les options des différentes technologies, le prix des composants, la disponibilité des ressources ainsi que les données des constructeurs etc. pour la simulation des différentes configurations faisables classées selon le prix net actuel (Net

Present Cost « NPC »). Cependant HOMER utilise pour la minimisation de le NPC la fonction mono-objective, alors que les problèmes multi-objectifs ne peuvent pas être formulés, ainsi le processus d'optimisation des configurations optimales des systèmes est basé sur le coût net actuel et pas sur les coûts actualisés de l'énergie (levelized cost of energy). Ce logiciel ne prend pas en considération, la profondeur de décharge, les variations de tension dans les jeux de barre et la variabilité intra-horaire (Intra-hour variability) [38].

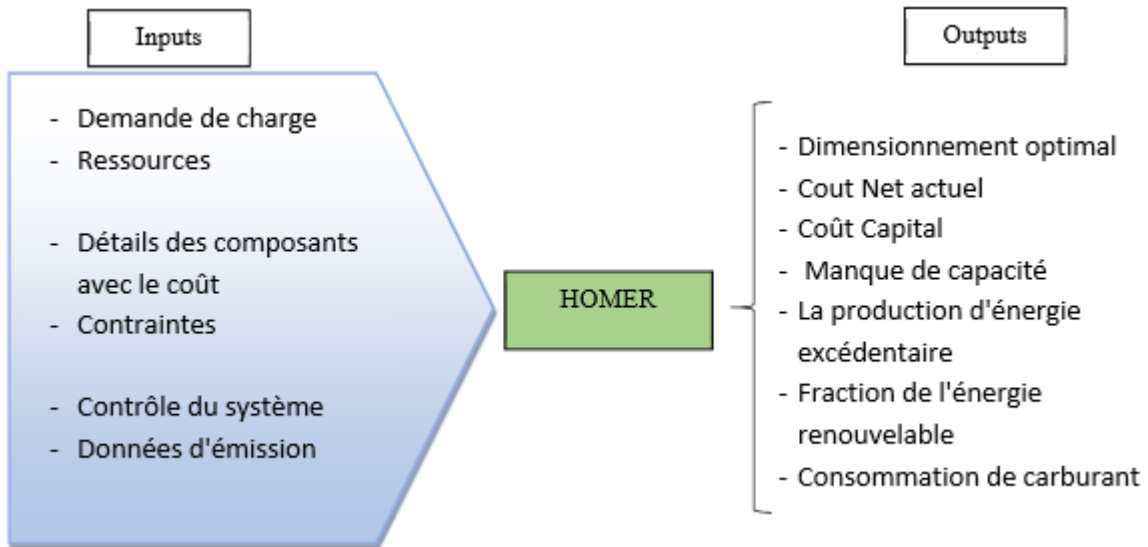


Figure I-3 : Représentation schématique de HOMER.

b) iHOGA

Il a été développé par le Département de génie électrique de l'Université de Saragosse (Espagne) Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithm iHOGA. C'est un programme d'optimisation pour les systèmes hybrides qui utilise des algorithmes génétiques.

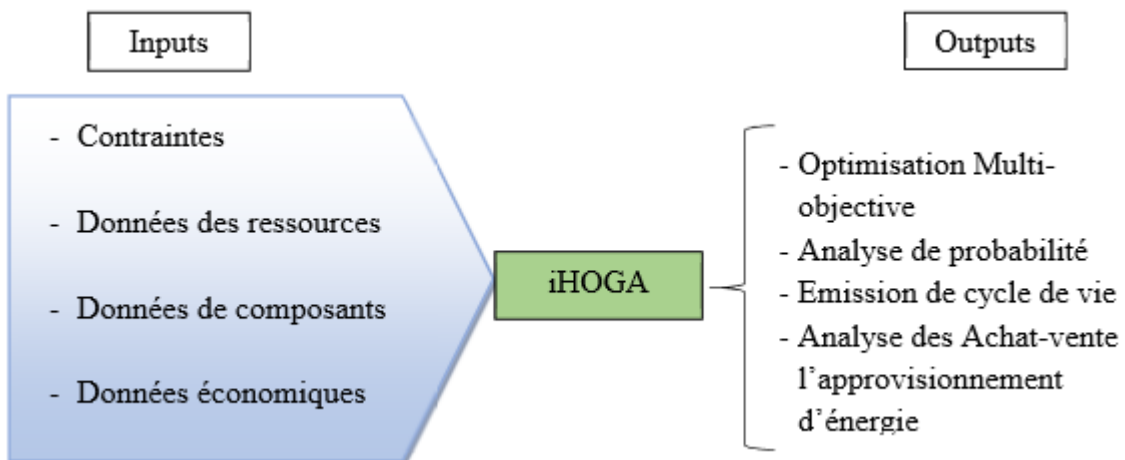


Figure I-4 : Représentation schématique de iHOGA.

c) HYBRID 2

Développé par le "Renewable Energy Research Laboratory" (RERL) de l'Université du Massachusetts (MIT) en 1996.

HYBRID2 est un modèle probabiliste qui utilise des méthodes statistiques pour tenir compte des variations de pas intra temps (intra time step variation) et peut exécuter des performances détaillées à long terme avec une analyse économique et prédire la performance de différents systèmes hybrides. Ce logiciel a été conçu pour étudier une grande variété de systèmes hybrides d'énergie qui peuvent contenir trois types de charges électriques, plusieurs éoliennes de différents types, des panneaux PV, des générateurs diesel, des batteries de stockage, des convertisseurs et des charges.

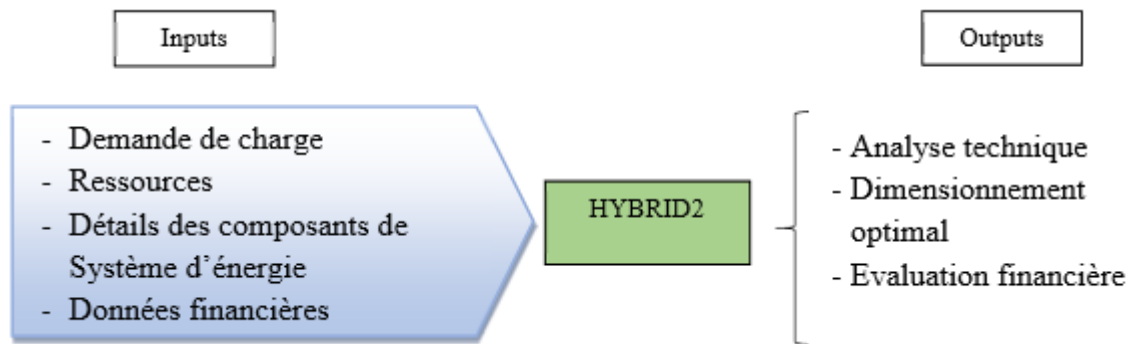


Figure I-5 : Représentation schématique de HYBRID 2.

d) RETScreen

Développé par le ministère des ressources naturelles Canada, et Libéré en 1998, RETScreen [39] est un système logiciel d'étude de faisabilité, pour l'évaluation des coûts et des bénéfices financières et environnementales des différentes technologies des énergies renouvelables pour tout endroit dans le monde.

Les principales limitations de RETScreen sont :

- Ne rend pas compte de l'effet de la température pour l'analyse de performance des PV.
- Pas d'options pour l'importation de fichier des séries temporelle (time series data file).
- Options limitées pour les fonctionnalités de recherche, d'extraction de récupération et de visualisation
- Problème de partage de données.

- Ne supporte pas les calculs plus avancés.

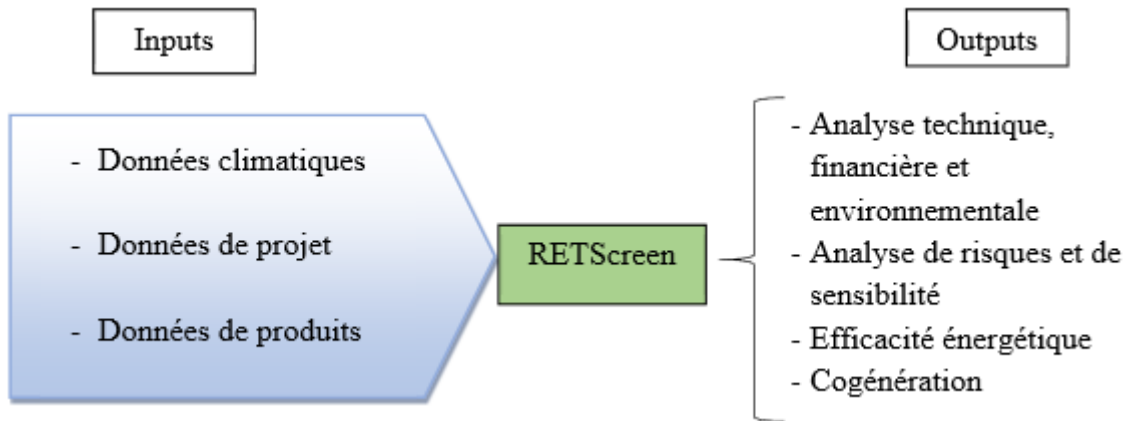


Figure I-6 : Représentation schématique de RETScreen.

I.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a mis le point sur les systèmes hybrides, leurs définitions, leurs classifications ainsi qu'un état de l'art montrant les différentes applications, et finalement, les différentes techniques d'optimisation et les logiciels commercialisés utilisés pour le dimensionnement optimal de ces systèmes, sont présentées.

Le prochain chapitre sera consacré à la modélisation des composants du système hybride étudié.

***MODELISATION DES
COMPOSANTS DU SYSTEME
HYBRIDE***

CHAPITRE

II

II.1 Introduction

La modélisation est particulièrement importante pour la conception des systèmes hybride, ayant des composants dans différents domaines, et qui de plus sont couplés dans le but de réaliser des performances optimales.

L'objectif de cette partie est de décrire les outils et méthodes de modélisation des différents éléments utilisés dans ce travail.

Pour déterminer une stratégie de gestion adéquate, il faut connaître le comportement du système en fonction des données d'entrée. Cette connaissance passe par la modélisation et la simulation.

Dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques bien détaillés de chacun de ces différents éléments du système.

II.2 Modélisation du système photovoltaïque

II.2.1. Différents modèles d'un système photovoltaïque

La cellule solaire, est généralement une jonction semi-conductrice PN capable de produire de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. En régime statique, une source photovoltaïque est modélisable comme un générateur de Norton dont l'intensité du courant dépend de l'éclairement et des pertes dues à la connectique matérialisées par les résistances. Le modèle idéal de cellules PV est celle à une diode sans résistance shunt (Figure II.1).

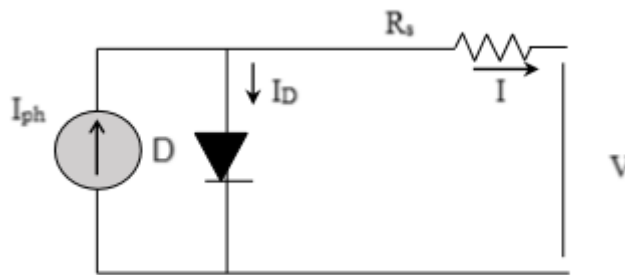


Figure II.1 : Modèle idéale à une seule diode.

Les cellules photovoltaïques sont reliées entre elles, dans une configuration série-parallèle pour former un module photovoltaïque [40]. Pour un module avec N_s cellules connectées en série et N_p cellules connectées en parallèle, le courant du module peut être calculé en fonction de la tension du module par :

$$I = N_p \left[I_{ph} - I_{rs} \left[\exp \left(\frac{q(V+IR_s)}{AKTN_s} - 1 \right) \right] \right] \quad (II.1)$$

$$I_{rs} = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left[\frac{E_G}{AK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (II.2)$$

avec q , la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-9}\text{C}$), K est la constante de Boltzmann, A est le facteur d'idéalité de la diode, T est la température de la cellule (K). I_{rs} est le courant de saturation inverse de la cellule à T, T_r est la température de référence de la cellule, I_{rr} est le courant de saturation inverse à T_r , E_G est l'énergie de bande interdite du semi-conducteur utilisé dans la cellule. Le photo courant I_{ph} varie avec la température et le rayonnement de la cellule comme suit [41] :

$$I_{ph} = \left[I_{scr} + k_i(T - T_r) \frac{S}{100} \right] \quad (\text{II.3})$$

Où I_{scr} est le courant de court-circuit de la cellule à la température et au rayonnement de référence, k_i est le coefficient de température du courant de court-circuit et S est le rayonnement solaire (mW/cm^2).

Le modèle le plus couramment utilisé pour prédire la production d'énergie des cellules photovoltaïques est le modèle de circuit à diode unique avec résistance shunt représenté sur la Figure (II.2).

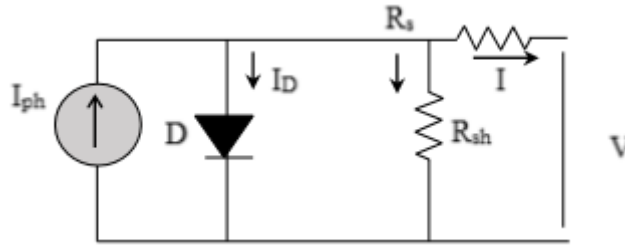


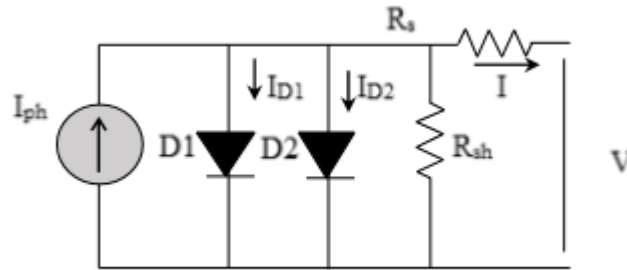
Figure II.2 : Modèle à une seule diode avec résistance shunt.

En fonction de la disponibilité de la résistance de shunt R_{sh} , le courant de sortie dans le modèle de cellule photovoltaïque à seule diode peut être modélisée en utilisant les équations (II.3), (II.4), (II.5). Le modèle à deux diodes est également courante. **Salam et al.** [42] ont utilisé ce dernier pour représenter la cellule photovoltaïque (Figure II.3).

$$I = I_{ph} - I_D \quad (\text{II.4})$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V+R_s I)}{AKT} - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \right] \quad (\text{II.5})$$

où I_{ph} est le photo courant (A), I_D est le courant de la diode (A), I_0 est le courant de saturation inverse (A). A est la constante de diode, q est la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-9}\text{C}$), K est la constante de Boltzmann, T est la température de la cellule ($^{\circ}\text{C}$), R_s est la résistance en série (Ohm), R_{sh} est la résistance shunt (Ohm), I est le courant de cellule (A), et V est la tension de la cellule (V).


Figure II.3 : Modèle à deux diodes.

Le courant de sortie de la cellule photovoltaïque en utilisant le modèle à deux diodes peut être exprimé comme suit [42]:

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - \left[\frac{V + R_s I}{R_{SH}} \right] \quad (\text{II.6})$$

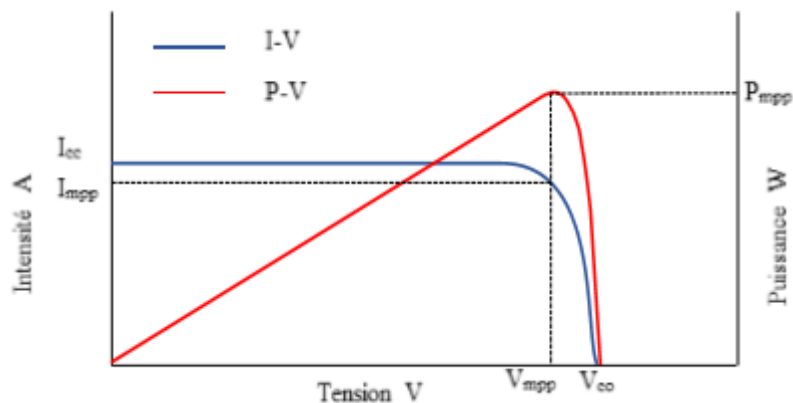
$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.7})$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.8})$$

I_{01} et I_{02} sont courant de saturation inverse des diodes 1 et 2, V_{T1} et V_{T2} sont les tensions thermiques des diodes respectives. a_1 et a_2 représentent les constantes d'idéalité de la diode.

II.2.2. Caractéristiques d'un système photovoltaïque :

Les courbes caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un module photovoltaïque sont présentées dans la Figure (II.4), pour un éclairement et une température donnés, trois points remarquables : le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) et la puissance optimale qui est la puissance maximale (P_{mpp}) délivrée par le module photovoltaïque. Donc pour extraire le maximum d'énergie des modules PV, il faut les faire fonctionner au point de puissance maximale [43].


Figure II.4 : Caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque.

On voit bien que plus la courbe est « carrée », plus la puissance maximale est élevée. On mesure cette propriété par le facteur de forme (ou fill factor) défini par l'équation (II.9) [44] :

$$FF = \frac{P_m}{V_{CO} * I_{CC}} \quad (II.9)$$

Le rendement énergétique est défini quant à lui comme le rapport entre cette puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule photovoltaïque. Si S est la surface de la cellule, et Ec l'éclairement en W/m², le rendement énergétique est donné par l'équation (II.10) :

$$\eta = \frac{P_m}{Ec * S} \quad (II.10)$$

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence, c'est-à-dire sous l'ensoleillement de 1 000 W/m², à la température de 25 °C. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour Standard Test Conditions.

La figure II.5 montre la courbe de la caractéristique courant - tension du module PV, pour un éclairement et une température donnés. Le point de fonctionnement du module PV résulte de l'intersection de la caractéristique I-V du module et de la caractéristique I-V de la charge.

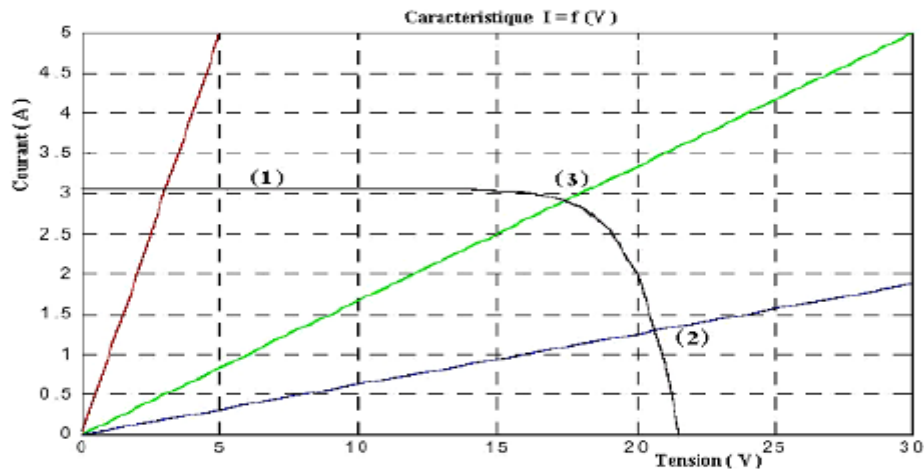


Figure II.5 : Caractéristique courant-tension du module photovoltaïque $E_c = 1000 \text{ w/m}^2$ et $T = 25 \text{ °C}$ [44]

- **La zone (1)** se distingue par le courant qui reste constant, quelle que soit la tension. Dans cette zone, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2)** se distingue par une variation du courant correspondant à une tension presque constante, et c'est dans cette région, que le générateur est assimilable à un générateur de tension.

- **La zone (3)** correspond au coude de la caractéristique. C'est la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, et elle représente la région préférée pour le fonctionnement. [44]

✓ **Influence de l'éclairement :**

La figure (II.6) présente les caractéristiques d'une cellule monocristalline, on a tracé la variation du courant par rapport à la tension pour plusieurs intensités de rayonnement solaire. La caractéristique I-V montre une variation constante du courant suivi d'une diminution brutale en dépassant une tension seuil. Ce qui résulte une augmentation nette de la puissance [44].

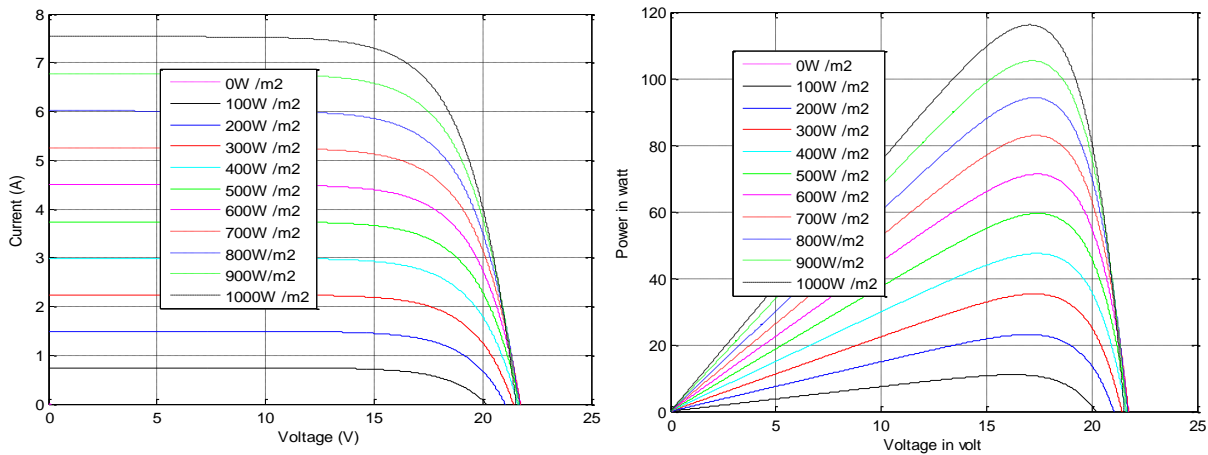


Figure II.6 : Impact de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V et P-V d'une cellule [44].

✓ **Influence de la température :**

L'influence de la température est très significative, et demandera des choix importants dans la conception des modules et des systèmes.

Le courant de court-circuit augmente lorsque la température s'élève et engendre une décroissance moins prononcée de la tension de circuit ouvert, ainsi que la réduction de puissance en élevant la température. Cet effet est représenté sur la figure (II.7) où l'on voit différentes courbes d'une cellule cristalline entre 0 et 100 °C sous un ensoleillement de 1 00 w/m². [44].

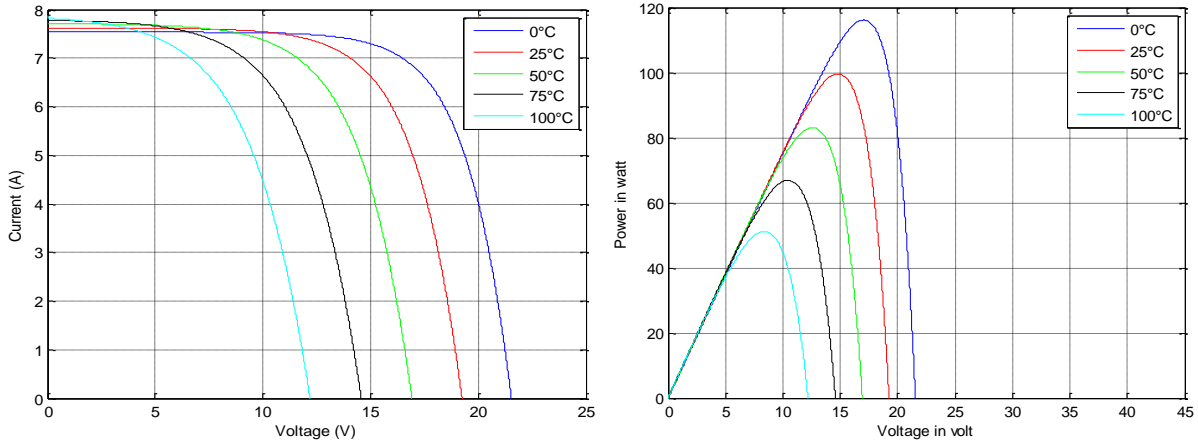


Figure II.7 : Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V d'une cellule [44].

II.3. Modélisation du système éolien

Une éolienne permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. L'hélice d'une éolienne entre en rotation par la force du vent. Cette énergie mécanique est convertie en énergie électrique par la génératrice qui est composée de rotor et de stator. L'éolienne est également équipée d'une girouette qui permet d'orienter les pales en fonction de la direction du vent. L'énergie produite peut être soit stockée dans des batteries, soit injectée aux normes dans le réseau. Cette dernière solution étant économiquement et techniquement beaucoup plus pertinente.

La puissance de sortie d'une éolienne sur un site spécifique dépend de la vitesse du vent à une hauteur du moyeu et des caractéristiques données de la turbine. La vitesse du vent à une hauteur du moyeu donné peut être calculée en utilisant l'équation de loi de puissance [45] [46] :

$$V_z = V_i \left[\frac{z}{z_i} \right]^x \quad (\text{II.11})$$

V_z et V_i sont les vitesses du vent au moyeu et à la hauteur de référence z et z_i , et x est un exposant de la loi de puissance qui est une fonction à la fois de la stabilité atmosphérique dans la couche sur laquelle x est déterminé comme étant valide et les caractéristiques de surface sous-jacente. Par exemple, x est égal 1/7 pour un terrain ouvert.

L'énergie éolienne instantanée disponible dans une surface de section transversale A perpendiculaire à un flux de vent se déplaçant à une vitesse de v (m/s) ayant une masse volumique de l'air ρ est exprimée comme suit [47]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{II.12})$$

Cette énergie du vent est convertie en énergie mécanique P_m par l'éolienne, par [48] :

$$P_m = C_p P_w \quad (\text{II.13})$$

Où ρ est la masse volumique de l'air, A l'aire balayée par le rotor, v est la vitesse du vent, C_p est le coefficient de puissance, et dépend des caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne : β est l'angle de calage des pales et λ la vitesse spécifique, lequel est défini par [48]:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (\text{II.14})$$

Où R est le rayon de l'hélice, Ω la vitesse angulaire de l'éolienne (rad/s) et $R\Omega$ la vitesse linéaire périphérique en bout des pâles.

On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient, donc la puissance maximale qui peut être récupérée avec une turbine éolienne, en s'appuyant sur la théorie de Rankine–Froude de l'hélice dans un fluide incompressible. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz année 1920) du coefficient de puissance qui est de 0.593 [49].

Pratiquement la puissance récupérable ne dépasse pas 50 à 70% de la valeur maximale.

La caractéristique de puissance C_p dépend aussi du nombre de pales utilisés (Figure II.9) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [50].

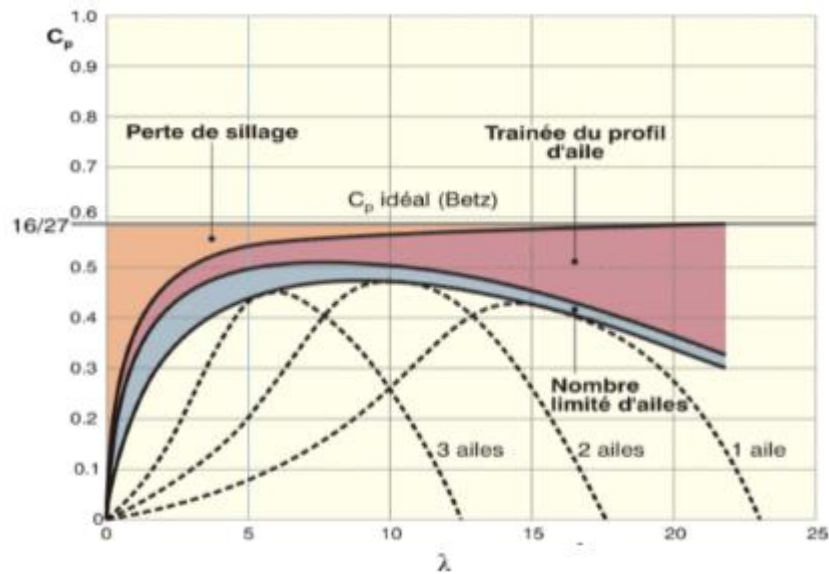


Figure II.8 : Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction de λ : illustration des différentes sources de pertes par rapport au rendement idéal de Betz.

On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée, λ_{opt} , qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. Plus la

caractéristique $C_p(\lambda)$ sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

II.3.1. Courbe de puissance

La Figure (II.9) donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

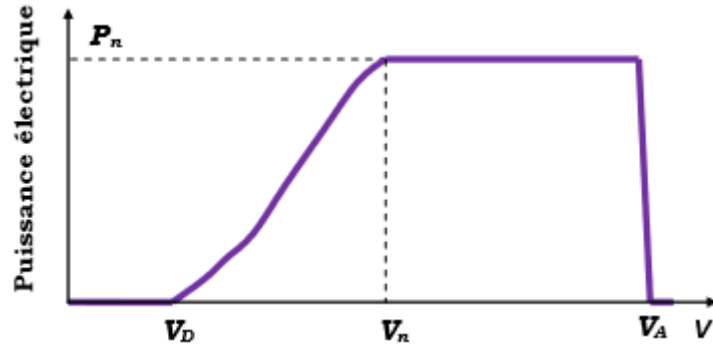


Figure II.9 : Caractéristique vent-puissance des éoliennes.

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_N . Cette puissance est obtenue à partir d'une vitesse du vent V_N , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_N , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. A côté de la vitesse nominale V_N , on spécifie aussi, vitesse de démarrage V_D , la vitesse maximale du vent V_A [47].

Les vitesses V_N , V_D et V_A définissent trois zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

- La zone I, où la puissance est nulle (la turbine ne fonctionne pas),
- La zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent,
- La zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance fournie reste sensiblement égale à P_N .

L'énergie mécanique exprimée à l'équation (II.12) est transmise à la mécanique du système de transmission mécanique (multiplicateur, etc.) dont la sortie, P_t est transmis à son tour à l'entrée du générateur électrique [51] [52] :

$$P_t = \eta_m P_m \quad (\text{II.15})$$

La sortie du générateur est alors donnée par:

$$P_e = \eta_g P_t \quad (\text{II.16})$$

La combinaison des équations (II.15), (II.16) et (II.13) donne :

$$P_e = \eta P_w \quad (\text{II.17})$$

Avec,

$$\eta = C_p \eta_m \eta_g \quad (\text{II.18})$$

η représentant l'efficacité globale du système éolien.

Les différentes parties d'un système de conversion de puissance du vent en énergie électrique basique sont présentés comme suit (Figure II.10)

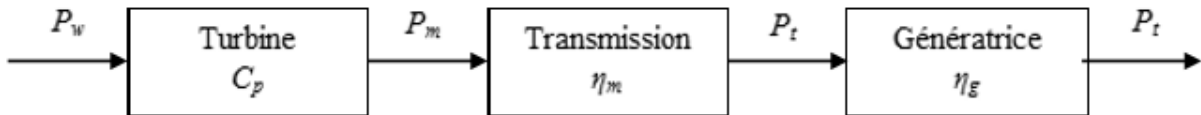


Figure II.10 : Système de conversion d'énergie éolienne.

II.3.2. Système de production : différentes conceptions

Les éoliennes peuvent soit être conçues pour fonctionner à une vitesse fixe ou à vitesse variable. Nombreuses éoliennes de faible puissance ont été construites selon le « concept danois » très populaire dans les années 80. Conformément à ce concept, l'énergie du vent est transformée en énergie électrique à l'aide d'un générateur à cage d'écureuil simple directement connecté au réseau électrique triphasé. Le rotor de l'éolienne est couplé à l'arbre du générateur avec une boîte de vitesses à rapport fixe. La fréquence du réseau établit la vitesse de rotation du générateur. La vitesse de rotation lente des pales de la turbine est transmise à la génératrice par l'intermédiaire de la boîte de vitesses (Figure II.11).

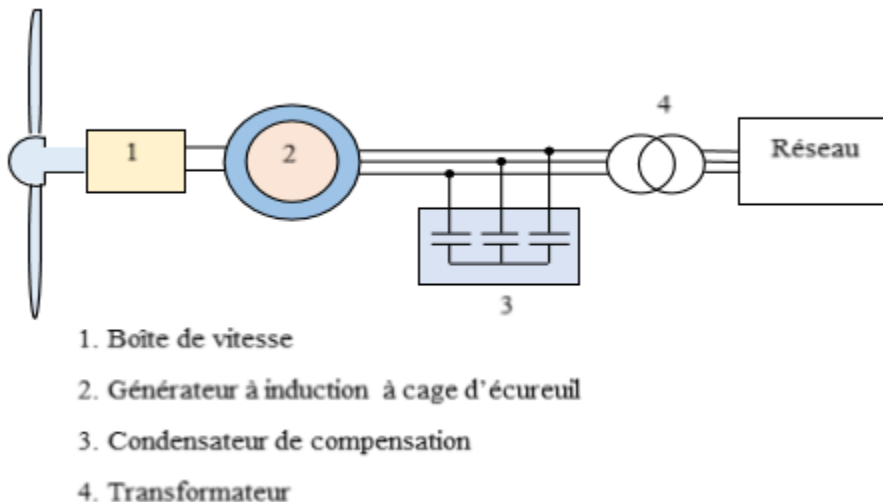


Figure II.11 : Système de conversion d'énergie éolienne (SCEE) à vitesse fixe.

Les générateurs à induction à cage d'écureuil nécessitent toujours la puissance réactive. Celle-ci est fournie par les condensateurs de compensation, de manière à atteindre un facteur de puissance proche de 1. Les systèmes à vitesse fixe ont l'avantage d'être simples et de faible coût.

En revanche ils ont l'inconvénient de nécessiter une puissance réactive pour les générateurs d'induction utilisés. D'autre part, les turbines modernes de grande puissance de l'ordre de 2 à 10 MW sont principalement basées sur fonctionnement à vitesse variable avec contrôle de l'angle d'inclinaison des pales obtenue principalement par le biais des équipements d'électronique de puissance, bien que la résistance variable du rotor du générateur pourrait également être utilisée. Les générateurs à vitesse variable permettent de fournir avec efficacité la puissance capturée que leurs homologues à vitesse fixe. En fait, Les éoliennes à vitesse variable ont démontré qu'elles peuvent capturer 8-15 % plus de puissance que les machines à vitesse constante.

Dans le fonctionnement à vitesse variable, un système de commande est conçu pour extraire la puissance maximale du vent et fournir une tension constante et la fréquence est nécessaire au réseau. Au fur et à mesure qu'elles deviennent plus grandes, les éoliennes passent de vitesse fixe à vitesse variable avec ou sans boîte de vitesse.

Parmi les éoliennes à vitesse variable, les systèmes à ligne directe (Figure II.12) et les systèmes à générateur d'induction à double alimentation (MADA) (Figure II.13) attirent de plus en plus l'attention des fabricants d'éoliennes en raison de leurs avantages sur les autres éoliennes à vitesse variable et ont un potentiel de croissance plus important [53].

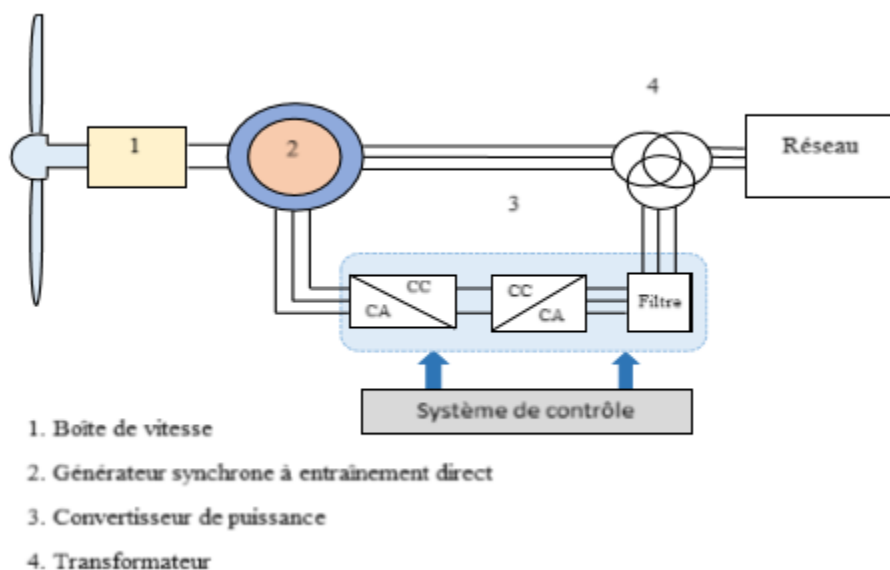


Figure II.12 : SCEE à générateur d'induction à double alimentation(MADA).

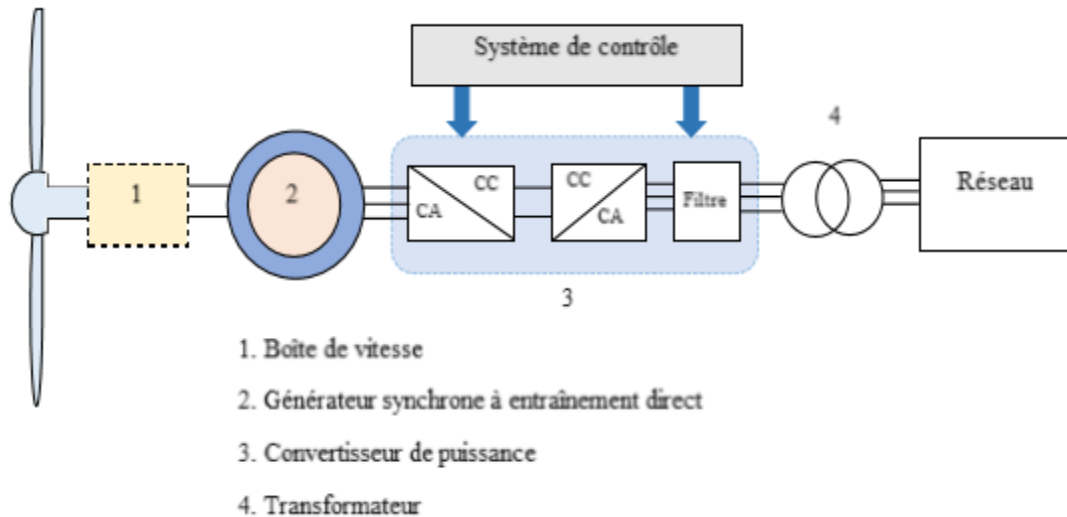


Figure II.13 : SCEE à vitesse variable et à ligne directe.

Les systèmes à ligne directe se composent généralement d'un générateur synchrone à aimants permanents à entraînement direct (sans boîte de vitesses) raccordés au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance à grande échelle, tandis que les systèmes MADA sont construits avec un générateur à induction commun avec une bague collectrice et un convertisseur raccordé aux bobinages du rotor. Les deux technologies d'éoliennes à vitesse variable et à pas contrôlé apparaissent comme les technologies préférées et sont devenues les types d'éoliennes dominants installés chaque année au cours des dernières années [54].

Les systèmes à vitesse variable offrent d'autres avantages significatifs tels que la diminution des pertes mécaniques, ce qui rend possibles des conceptions mécaniques légers, et une puissance de sortie plus contrôlable (moins dépendante des variations du vent), la rentabilité, la commande simple de pas, l'amélioration de la qualité de puissance et l'efficacité du système, la réduction du bruit acoustique, la capacité de fonctionnement en ilotage. et un raccordement au réseau lisse [53].

II.3.3. Caractéristiques d'une éolienne

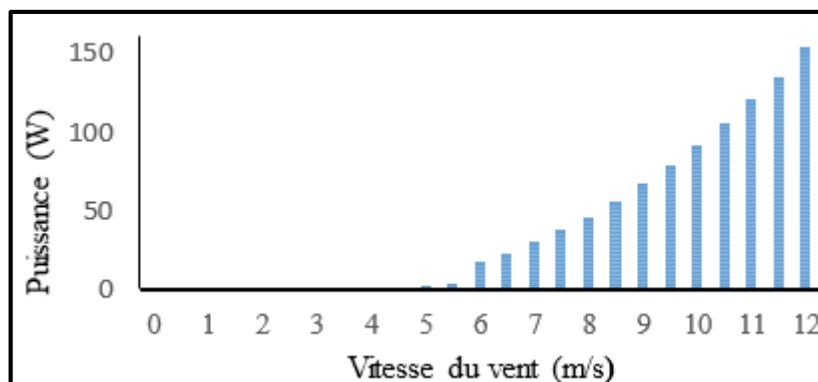


Figure II.14 : Evolution de la puissance générée en fonction de la vitesse du vent.

La figure II.14 illustre l'évolution de puissance produite par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent. La puissance augmente avec la vitesse du vent. Ce qui rend très important, l'emplacement de l'éolienne. Pour avoir des puissances satisfaisantes, l'emplacement de l'éolienne doit alors être dans une région ayant une moyenne de vitesse de vent élevée. Quand la vitesse du vent est faible, la production chute et il devient intéressant de recourir à une nouvelle source d'énergie insensible au vent, telle que la source photovoltaïque.

II.3.4. Différents modèles d'un système éolien

La quantité de l'énergie électrique qu'une éolienne donnée génère à une vitesse spécifique du vent, peut être obtenue directement à l'aide de la courbe de puissance de l'éolienne, laquelle est fournie par son fabricant. Les éoliennes ont des formes différentes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et leur puissance nominale.

La puissance que peut produire une turbine éolienne à un endroit donné, à une vitesse du vent donnée, dépendra de sa courbe de puissance et ses propres caractéristiques. Même les turbines ayant des puissances nominales similaires, au même endroit, à la même vitesse du vent, peuvent donner différentes puissances à leurs sorties.

Divers auteurs ont proposé différents modèles de prévision de la performance des éoliennes. Ces modèles peuvent être classés en deux catégories :

- Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent.
- Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

II.3.4.1. Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent

Selon Ashok [55], la puissance à la sortie d'une éolienne est définie comme suit :

$$P_e = \eta_t \eta_g (0.5) \rho C_p A v^3 \quad (\text{II.19})$$

Pour des vitesses de vent se trouvant entre la vitesse de vent de coupure et la vitesse nominale de la turbine, la puissance de sortie est donnée par :

$$P_e(t) = \frac{1}{2} \rho A v^3(t) C_p \text{Eff}_{ad} \quad (\text{II.20})$$

Où, Eff_{ad} est supposée à 95%.

- Pour des vitesses de vent entre la vitesse nominale et la vitesse maximale (de coupure) de l'éolienne, la puissance de sortie sera égale à la puissance nominale de la turbine.

- Pour des vitesses inférieures à la vitesse de démarrage ou supérieure à la vitesse de coupure de l'éolienne, la puissance de sortie serait nulle.

Kolhe et al. [56] ont montré que la puissance à la sortie d'un SCEE (Système de Conversion de l'Energie Eolienne) est donné par :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (\text{II.21})$$

Habib et al. [57] ont proposé que la puissance maximale pouvant être atteinte à partir d'un système de conversion d'énergie éolienne en supposant l'efficacité de conversion mécanique électrique de 100 % serait :

$$P_e(t) = 0.593(0.5 \times \rho A v^3) \quad (\text{II.22})$$

En effet, ici la valeur de C_p est égale 0,593, ce qui est sa valeur théorique maximale possible. D'une part, le C_p maximum réalisable pour les turbines modernes à deux pâles est compris entre 0,4 et 0,5, et entre 0,2 et 0,4 pour les turbines à basse vitesse avec plus de nombre de pâles. D'autre part, l'hypothèse d'une efficacité de conversion mécanique électrique de 100%, conduit à des résultats inexacts.

El - Shatter et al. [58] ont calculé la puissance captée par la turbine éolienne comme suit :

$$P_e = 0.5 C_p \rho \pi R^2 v^3 \quad (\text{II.23})$$

Les modèles d'Ashok Shatter et al sont tous basés sur le concept fondamental de l'énergie disponible dans le vent, qui est donné par l'équation (II.12). La fraction de cette énergie éolienne convertie en énergie électrique est donnée par l'équation (II.16), et dépend de divers paramètres à savoir, la vitesse du vent, la vitesse de rotation de la turbine, les paramètres de pale de la turbine, l'efficacité de transmission mécanique, l'efficacité du générateur, etc. À cause de l'interdépendance de ces paramètres et leur variation avec la modification de la vitesse du vent, les conditions climatiques et le type de composants utilisés, le calcul horaire de l'énergie électrique produite par les éoliennes, en utilisant ces modèles sont lourds et en tant que telle ne donnent pas des résultats précis.

II.3.4.2. Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

Les méthodes proposées pour la modélisation de l'éolienne, basée sur le concept de la puissance disponible dans le vent, ne sont pas seulement difficiles à utiliser, mais aussi ne répliquent pas avec précision le comportement des éoliennes. D'autre part, la performance d'une éolienne peut très bien être modélisée en utilisant le concept de courbe de puissance. La courbe de puissance fournit directement la quantité d'énergie électrique qu'une éolienne donnée génère à une vitesse du vent spécifique, sans nécessiter de calcul détaillé des différents paramètres, qui sont par ailleurs nécessaires dans les modèles précédents.

Les modèles basés sur le concept de la courbe de puissance peuvent être classés en deux catégories :

- Modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance.
- Modèles basés sur les courbes de puissance réelles fournies par le fabricant.

a. Les modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance

Dans cette approche, la courbe de puissance de l'éolienne est présumée suivre une forme typique. En conséquence, un ensemble d'équations caractéristiques sont développés pour prédire la sortie de l'éolienne pour diverses vitesses de vent allant de zéro à la vitesse de coupure.

b. Modèle basé sur courbe de puissance linéaire

Yang et al. [59] [60] et Abouzaher et al. [61] [62] ont proposé un modèle très simple pour prédire la performance de l'éolienne. Ils ont supposé que la puissance de sortie de la turbine éolienne augmente linéairement avec la vitesse du vent du démarrage à la vitesse du vent nominale, puis elle reste constante jusqu'à la vitesse maximale. En conséquence, les équations caractéristiques suivantes ont été proposées pour la modélisation de l'éolienne :

$$\begin{aligned}
 P_e &= 0 \text{ pour } v < v_d \\
 P_e &= P_{er} \frac{v-v_c}{v_r-v_c} \text{ pour } v_d \leq v \leq v_n \\
 P_e &= P_{er} \text{ pour } v_n \leq v \leq v_m \\
 P_e &= 0 \text{ pour } v > v_m
 \end{aligned}
 \tag{II.24}$$

Cette méthode, bien que très simple, ne donne pas des résultats précis dans la gamme de vitesses entre la vitesse de démarrage jusqu'à la vitesse nominale, du fait que la courbe de puissance d'une éolienne est rarement linéaire. Dans ce modèle, les auteurs n'ont pas mis en évidence la correction de vitesse de vent par rapport à la hauteur du moyeu. Diaf et al. [63] ont amélioré ce modèle en incorporant cette correction.

c. Modèle basé sur la loi cubique

Deshmukh et al. [64] et Chedid et al. [65] ont montré que la densité de puissance de sortie (en W/m²) d'une éolienne peut être calculé comme ci-dessous.

$$\begin{aligned}
 P_e &= 0 \text{ pour } v < v_d \\
 P_e &= av^3 - bP_{er} \text{ pour } v_d \leq v \leq v_n
 \end{aligned}
 \tag{II.25}$$

$$P_e = P_{er} \text{ pour } v_n \leq v \leq v_m$$

$$P_e = 0 \text{ pour } v > v_m$$

Ou

$$a = \frac{P_{er}}{v_n^3 - v_d^3} \quad \text{et} \quad b = \frac{v_d^3}{v_n^3 - v_d^3}$$

La puissance électrique disponible est donnée par :

$$P_e = P_{wd} A \eta_0 \quad (\text{II.26})$$

d. Modèle basé sur les paramètres de Weibull

En utilisant le modèle proposé par Powell [66], Karaki et al. [67], Lu et al. [68] et Borowy et al. [69] [70], la puissance électrique moyenne à la sortie de l'éolienne peut être calculée à partir des équations suivantes :

$$P_e = 0 \text{ pour } v < v_d$$

$$P_e = a + bv^k \text{ pour } v_d \leq v \leq v_n \quad (\text{II.27})$$

$$P_e = P_{er} \text{ pour } v_n \leq v \leq v_m$$

$$P_e = 0 \text{ pour } v > v_m$$

Ou

$$a = \frac{P_{er} v_d^k}{v_n^k - v_d^k} \quad \text{et} \quad b = \frac{P_{er}}{v_n^k - v_d^k}$$

Comme les autres modèles, ce modèle souffre aussi de précision du fait que, plusieurs éoliennes ont des formes différentes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et de puissance nominale. Ainsi, aucun ensemble d'équations caractéristiques généralisées ne peut exactement reproduire la performance de toutes les éoliennes.

e. Les modèles basés sur la courbe de puissance réelle fournie par le fabricant

Compte tenu des limites des modèles basés sur une forme présumée de la courbe de puissance, les chercheurs ont proposé des modèles dans lesquels la courbe de puissance individuelle réelle de l'éolienne est utilisée pour développer des équations caractéristiques, en utilisant différentes techniques d'ajustement de la courbe, afin de prédire avec précision la puissance de l'éolienne. Parmi eux, figurent Ai et al. [72] qui ont élaboré les équations caractéristiques en ajustant la courbe de puissance réelle de l'éolienne par la méthode des moindres carrés. Afin de garantir une meilleure précision dans l'ajustement, au moins trois équations quadratiques sont utilisées.

$$P_e = 0 \quad \text{pour } v < v_d$$

$$P_e = a_1 v^2 + b_1 v + c_1 \text{ pour } v_d \leq v \leq v_1$$

$$P_e = a_2 v^2 + b_2 v + c_2 \text{ pour } v_1 \leq v \leq v_2 \quad (\text{II.28})$$

$$P_e = a_3 v^2 + b_3 v + c_3 \text{ pour } v_2 \leq v \leq v_m$$

$$P_e = 0 \quad \text{pour } v > v_m$$

Où, a_1, b_1, c_1 , etc. sont les coefficients des équations quadratiques. Diaf et al. [73] et Hocaoglu [71] ont calculé la puissance de sortie de l'éolienne par interpolation des valeurs de données fournies par le fabricant, en utilisant l'interpolation cubique (spline).

$$P_e = 0 \quad \text{pour } v \leq v_d \text{ ou } v \geq v_m$$

$$P_e = a_1 v^3 + b_1 v^2 + c_1 v + d_1 \text{ pour } v_d < v < v_1$$

$$P_e = a_2 v^3 + b_2 v^2 + c_2 v + d_2 \text{ pour } v_1 < v < v_2 \quad (\text{II.29})$$

$$P_e = a_i v^3 + b_i v^2 + c_i v + d_i \text{ pour } v_{i-1} < v < v_n$$

$$P_e = P_r \quad \text{pour } v_r \leq v < v_m$$

Où i est le nombre de fonctions d'interpolation cubique correspondant au $i+1$ valeurs de la vitesse du vent et la puissance correspondante. a_1, b_1, c_1, d_1 , etc. sont les coefficients polynômiales des fonctions d'interpolation cubique, lesquels dépendent de la courbe de puissance de l'éolienne choisie.

II.4 Modélisation de la pile à combustible

Les modèles mathématiques offrent un outil notable et indispensable pour approuver la conception et la performance des piles à combustible. Deux approches principales de modélisation se présentent dans la littérature. La première approche inclut les modèles structuraux, qui visent à simuler le transfert de chaleur, le transport de masse et les phénomènes électrochimiques produits dans les piles à combustible. Certains de ces modèles se concentrent sur la modélisation des éléments spécifiques de comportement de la pile, telle que l'anode, la cathode et la membrane, alors que d'autres visent à présenter une simulation complète de la pile à combustible. Tous ces modèles prévoient d'expliquer les processus fondamentaux se produisant dans les systèmes de piles à combustible et en conséquence servir d'outil pour la conception et l'optimisation des différents composants de cellules. La deuxième approche inclut les modèles basés sur les équations empiriques ou semi empiriques, appliqués afin de prévoir l'effet de différents paramètres opératoires sur les caractéristiques courant-tension de la pile à combustible, sans examiner en détail les phénomènes physiques et électrochimiques impliqués dans l'opération.

Dans notre travail, nous avons utilisé des piles à combustible PEMFC, le modèle électrochimique le plus utilisé dans la littérature qui décrit la courbe de tension d'une pile PEMFC et prévoit ces polarisations.

La figure II.15 montre la caractéristique (V-I) d'une pile à combustible [74]. On distingue trois régions de polarisation. Chaque polarisation est une chute de tension dominante dans une région particulière de densité de courant (faible, moyenne, ou élevée).

La polarisation d'activation est due au démarrage des réactions chimiques à l'anode et à la cathode. La chute de tension liée aux pertes ohmiques est produite par les résistances internes dans la pile à combustible. À des densités de courants élevées, la faible vitesse de transport des réactifs à la couche de catalyseur est la contribution majeure à la polarisation de concentration.

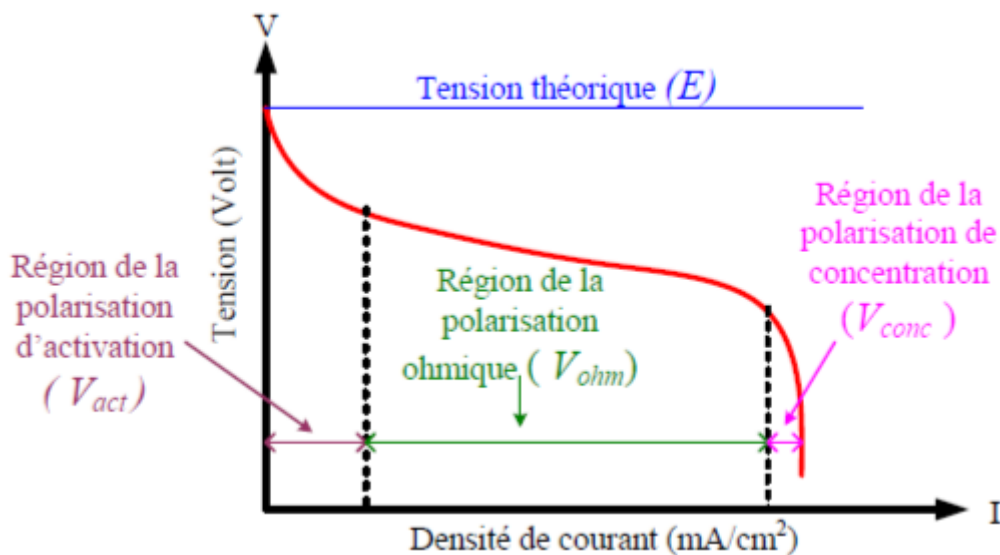


Figure.II.15 : Caractéristique Tension-courant d'une pile PEM.

En regroupant toutes les pertes causant les chutes de tension dans une pile à combustible de type PEM, la tension d'une cellule peut s'exprimer par l'équation suivante [74] [75] [76]:

$$V_{cell} = E - V_{act} - V_{ohm} - V_{conc} \quad (II.30)$$

II.4.1 Pertes d'activation

Les pertes sont dues au démarrage des réactions chimiques à l'anode et à la cathode. Une partie de l'énergie disponible est utilisée pour briser et reformer les liaisons chimiques aux électrodes. Si ces pertes interviennent aux deux électrodes, la réaction d'oxydation de l'oxygène et l'hydrogène à l'anode est beaucoup plus rapide que la réduction de l'oxygène à la cathode. Il

s'ensuit que les pertes d'activation sont essentiellement dues aux réactions cathodiques. La réaction entre les pertes d'activation et la densité de courant est donnée par l'équation :

$$V_{act} = A \ln \left(\frac{I_{cell} + I_n}{I_0} \right) \quad (\text{II.31})$$

Où : A est le coefficient de Tafel, I_{cell} est le courant délivré par la pile à combustible, I_0 est la densité de courant d'échange à la cathode puisque la surtension cathodique est plus importante que celle de l'anode et I_n est le courant interne permettant de tenir compte d'une éventuelle traversée de gaz et/ou d'électrons à travers l'électrolyte.

II.4.2 Pertes ohmiques

Les pertes ohmiques sont induites par les résistances internes des électrodes et de la résistance de la membrane durant le passage des protons.

$$V_{ohm} = R_{int}(I_{cell} + I_n) \quad (\text{II.32})$$

$$R_{int} = R_{\acute{e}le} + R_{mem} \quad (\text{II.33})$$

Où : R_{int} est la résistance totale de la pile à combustible, $R_{\acute{e}le}$ est la résistance spécifique des électrodes et R_{mem} est la résistance protonique spécifique de la membrane.

II.4.3 Pertes de concentration

Les pertes de concentration sont données par l'équation (II.34). Cette tension est exprimée en fonction d'un courant de limite I_L pour lequel tout le combustible étant utilisé, sa pression tomberait à zéro, et d'une constante B appelée constante de transport ou de transfert de masse.

$$V_{conc} = -B \ln \left(1 - \frac{I_{cell} + I_n}{I_L} \right) \quad (\text{II.34})$$

Typiquement, une cellule à pile à combustible de type PEM ne produit qu'une très faible puissance électrique. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées en série/parallèle pour constituer un module. La tension totale fournie par un module PEM est exprimée par [74] :

$$U_{p\grave{a}c} = N_{s\acute{e}rie} \cdot V_{cell} = N_{s\acute{e}rie} \left[E - A \ln \left(\frac{I_{cell} + I_n}{I_0} \right) - R_{int} \cdot (I_{cell} + I_n) + B \ln \left(1 - \frac{I_{cell} + I_n}{I_L} \right) \right] (\text{II.35})$$

II.5. Modélisation des batteries de stockage

Pour convaincre l'influence du caractère aléatoire et variable dans le temps des énergies renouvelables, l'utilisation des systèmes de stockage d'énergie dans les sites isolés est une nécessité.

Les batteries sont les dispositifs de stockage les plus utilisées dans diverses applications. Une batterie se constitue de deux électrodes (anode et cathode) et un électrolyte. Le déplacement des ions de charge et de décharge de l'anode à la cathode à travers l'électrolyte permet à la batterie de charger ou décharger l'énergie de stockage [77].

Il existe plusieurs types de batteries, cependant, le type le plus utilisé pour les applications de conception des SHERs sont les batteries plomb – acide [78].

Une batterie Plomb – Acide (Figure II-16) est composée d'une cathode (électrode positive), une anode (électrode négative) et d'un électrolyte assurant le transfert des électrons entre les électrodes. Pendant la décharge, les réactions électrochimiques au niveau des deux électrodes génèrent un flux d'électrons à travers un circuit externe, la cathode acceptant les électrons et l'anode fournissant les électrons. Pendant le processus de charge, les réactions électrochimiques sont inversées et la batterie absorbe l'énergie électrique du circuit externe [77].

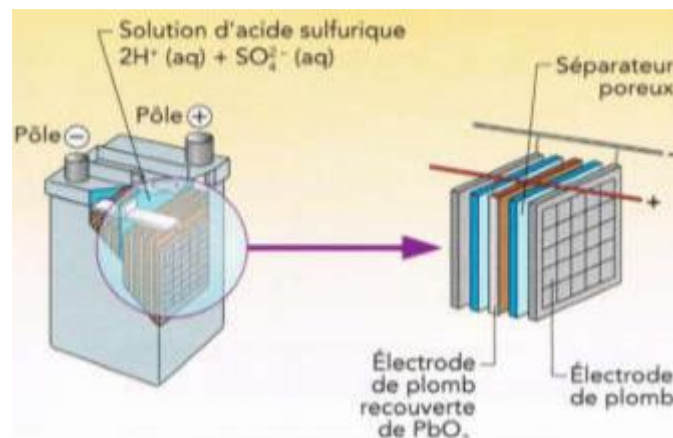


Figure II.16 : Composition d'une batterie Plomb – Acide [77].

Il existe une différence de potentiel entre les deux électrodes d'environ 2 V. cette différence de potentiel dépend de la valeur instantanée de l'état de charge de la batterie. Pour les applications hybrides, les batteries couramment utilisées ont une tension nominale de 12 ou 24 V et se compose donc de 6 ou 12 accumulateurs connectés en série [77].

Dans la simulation SHER, La modélisation du des dispositifs de stockage est importante. Elle permet d'une part, d'optimiser la gestion de l'énergie au sein du système en élaborant l'état de charge instantané (SOC). D'autre part, elle facilite l'estimation du coût du système de stockage pendant la durée de vie du système en évaluant sa durée de vie [77].

Trois principaux modèles de batterie sont proposés dans la littérature [79]. Un modèle énergétique se concentre sur la modélisation de l'état de charge qui est le paramètre le plus important dans le suivi des SHER. Un deuxième modèle dit modèle de tension qui estime la tension aux bornes de la batterie. Ce modèle est utilisé pour modéliser le système de gestion de la batterie et permet de calculer en détails les pertes dans l'accumulateur. Le dernier modèle est le modèle de vieillissement utilisé pour l'évaluation de l'impact du régime d'exploitation particulier sur la durée de vie attendue de la batterie.

a) Modèle de la tension

Le modèle de tension est généralement basé sur des équations qui relient la tension au courant et à l'état de charge. Le schéma électrique équivalent de tel modèle schématise la batterie comme une source idéale de tension connectée en série avec une résistance et une capacité comme le montre la Figure II-17.

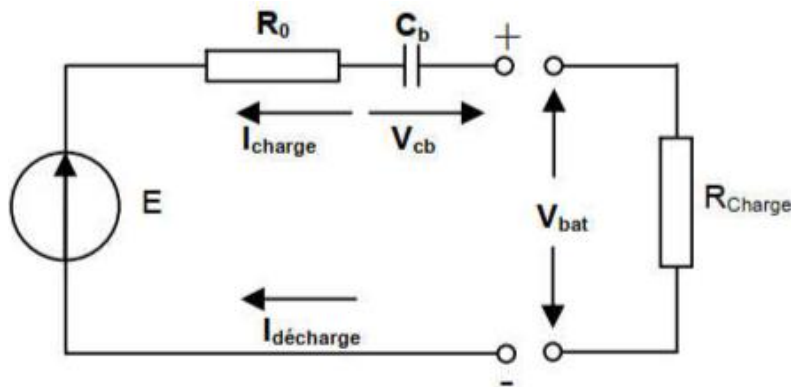


Figure II.17 : Modèle électrique simplifié d'une batterie [77].

En appliquant la loi des mailles :

$$V_{bat} = E - R_0 I_{bat} + V_{cb} \tag{II.36}$$

V_{bat} : Tension aux bornes de la batterie,

E : Tension de la batterie en circuit ouvert,

R_0 : Résistance interne de batterie,

I_{bat} : Courant délivré par la batterie,

V_{cb} : Tension aux bornes du condensateur.

b) Modèle énergétique

L'état de charge du banc des batteries dépend de la différence entre la puissance totale produite (P_{tot}) par le système et la consommation (P_{cons}) [77].

L'état de charge instantanée ($SOC(t)$) de l'accumulateur pendant la charge est calculé par :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + (P_{tot}(t) - P_{cons}(t)) \cdot \frac{\eta_{ch}}{U_{bus}} \Delta t \quad (\text{II.37})$$

Au cours de la phase de décharge ($SOC(t)$) est donné par :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + (P_{tot}(t) - P_{cons}(t)) \cdot \frac{1}{\eta_{dech} U_{bus}} \Delta t \quad (\text{II.38})$$

η_{ch} et η_{dech} : Rendements de la charge et de la décharge des batteries

U_{bus} : Tension nominale du bus continu

Pour maîtriser la durée de vie de la batterie, l'état de charge de la batterie est soumis à la contrainte suivante :

$$SOC_{max} \geq SOC(t) \geq SOC_{min} \quad (\text{II.39})$$

Ou :

SOC_{max} : Capacité de stockage maximale permise, elle correspond à la capacité nominale C_n de l'ensemble des accumulateurs, qui à son tour liée au nombre total N_b , nombre de batteries montés en série N_{bs} ainsi que la capacité C_b de chaque batterie, tel que [80] :

$$C_n = C_b \left(\frac{N_b}{N_{bs}} \right) \quad (\text{II.40})$$

SOC_{min} : Capacité de stockage minimale permise, elle est lié à SOC_{max} par :

$$SOC_{min} = (1 - DOD) \cdot SOC_{max} \quad (\text{II.41})$$

DOD : Profondeur de décharge de la batterie.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé les différents modèles mathématiques des panneaux photovoltaïques, éoliennes, pile à combustible et batteries de stockage. Dans le chapitre 3, on exposera le design et le dimensionnement des éléments précédents.

***DIMENSIONNEMENT DU
SYSTEME
PV-EOLIEN-PILE A
COMBUSTIBLE***

CHAPITRE

III

III.1 Introduction

Un des défis importants en Algérie est la fourniture d'électricité pour renforcer les services de soins de santé dans les régions sahariennes isolées. Les systèmes d'énergie renouvelables hybrides autonomes peuvent jouer un rôle stratégique dans la résolution de ce problème et dans le développement durable de ces régions.

L'Algérie possède notamment le potentiel solaire le plus élevé au monde. L'Algérie a aussi gisement éolien important. 78% de sa surface est caractérisée par des vitesses supérieures à 3 m/s ; dont environ 40% sont supérieures à 5 m/s. elle dispose également du GPL à un prix compétitif, et qui est caractérisé par son aspect écologique.

Ce chapitre mène une présentation des caractéristiques géographiques et météorologiques du site dans lequel on a proposé l'installation du système qu'il faut subvenir au besoin électrique de l'université de Skikda. Le système hybride proposé est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'éolienne, d'une pile à combustible, d'électrolyseur, de batteries de stockage et d'un convertisseur. L'analyse de notre système hybride et son dimensionnement optimal sont effectués au moyen du logiciel HOMER mis au point pour la conception et l'analyse des systèmes hybrides intégrant différents types de sources d'énergie.

III.2 Description du système PV-W-FC

Dans ce qui suit, 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.

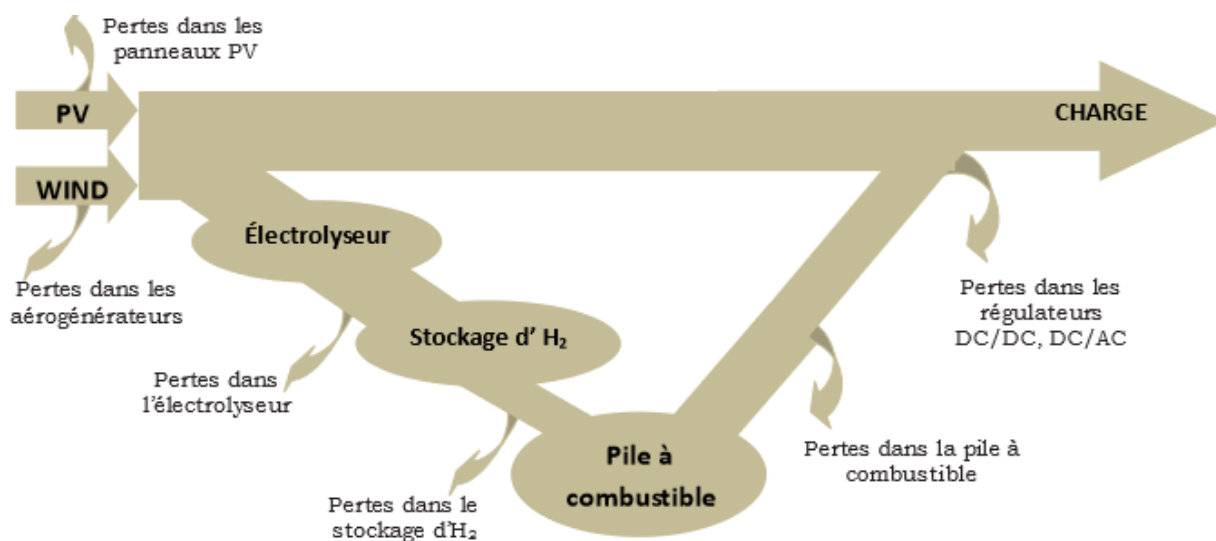


Figure III.1 : Bilan énergétique du système PV-W-FC.

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 réduit e par les pertes dans les cellules électrochimiques liées aux rendements énergétiques. 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.3 Utilisation du logiciel HOMER

HOMER est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de génération électrique distribuée développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL). Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules PV, des éoliennes, des générateurs diesels, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, les piles à combustibles, des réservoirs d'hydrogène. 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. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de type multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

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 la vitesse annuelle du vent, l'irradiation annuelle). 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 crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenues. HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation. De nombreuses analyses de systèmes énergétiques hybrides ont

été effectuées à l'aide de cet outil et ont été publiées sous forme d'articles, en particulier sur la revue « Renewable Energy ».

Le dimensionnement et l'optimisation des composants d'un système hybride d'alimentation électrique ont été faits en utilisant le logiciel HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). HOMER est un progiciel d'optimisation et de conception des systèmes hybride, qui facilite la conception des systèmes d'énergie électrique pour des applications autonomes ou des sites isolés. Le logiciel simule des diverses configurations des systèmes de sources d'énergie renouvelable. HOMER effectue des centaines ou des milliers de simulations horaires à plusieurs reprises (à assurer le meilleur assortiment entre l'offre et la demande) afin de concevoir le système optimal pour servir les charges désirées. Il se base sur le coût actuel net (NPC) du projet, qui est le coût global d'installation et le coût de fonctionnement du système pendant sa durée de vie. Le coût NPC représente le coût de la durée de vie estimée du système. Le calcul évalue tous les coûts se produisant dans la vie de projet, y compris des coûts initiaux d'installation (IC), les remplacements des composants durant la vie de projet, l'entretien et le carburant. L'évaluation de NPC par HOMER tient compte également des coûts de récupération, qui est la valeur résiduelle des composants de système d'alimentation à la fin de la vie de projet. L'épargne annuelle est estimée en soustrayant les coûts annualisés pour chaque méthode d'approvisionnement, donnant l'économie ou la perte globale pour tous les ans. Il utilise le coût de la durée de vie pour classer les différentes combinaisons réalisées des systèmes. Il offre une interface puissante et un classement par taille précis avec l'analyse détaillée du système. Le logiciel effectue automatiquement la sensibilité des analyses pour rendre compte de la sensibilité de la conception du système hybride et pour adapter ses paramètres, tels que la disponibilité de ressources ou les coûts des composants.

III.4 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 piles à combustible, les électrolyseurs, les convertisseurs, les systèmes de stockage d'hydrogène et Les aérogénérateurs.

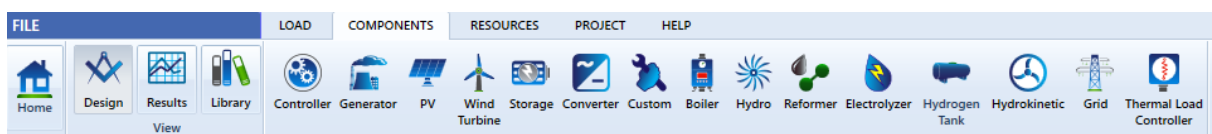


Figure III.2 : Bibliothèque du logiciel HOMER.

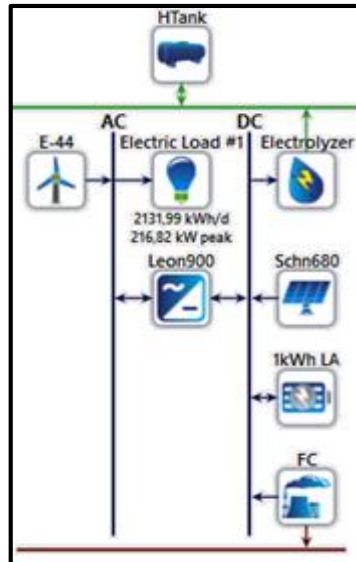


Figure III.3 : Diagramme du système hybride PV-W-FC simulé par HOMER.

III.5 Caractéristiques de la région de Skikda

III.5.1 Données géographiques

La wilaya de Skikda est située à l'est du littoral algérien (36° 53' N, 06° 54' E). Il a une population de 804.697 personnes et couvre une superficie de 4.137.68 km² avec 130 km² de littoral. La mer Méditerranée la limite au nord, et elle borde les wilayas d'Annaba, Constantine, Guelma et Jijel.

III.5.2 Données météorologiques

III.5.2.1 Variation mensuelle de l'irradiation

A l'aide du logiciel HOMER et des valeurs du facteur d'éclaircissement et des caractéristiques du site mesuré [81] les résultats sont au tableau (III.1). l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année est déterminée. La figure (III.4) illustre l'évaluation mensuelle de l'irradiation à la région de Skikda ainsi que celle du facteur d'éclaircissement.

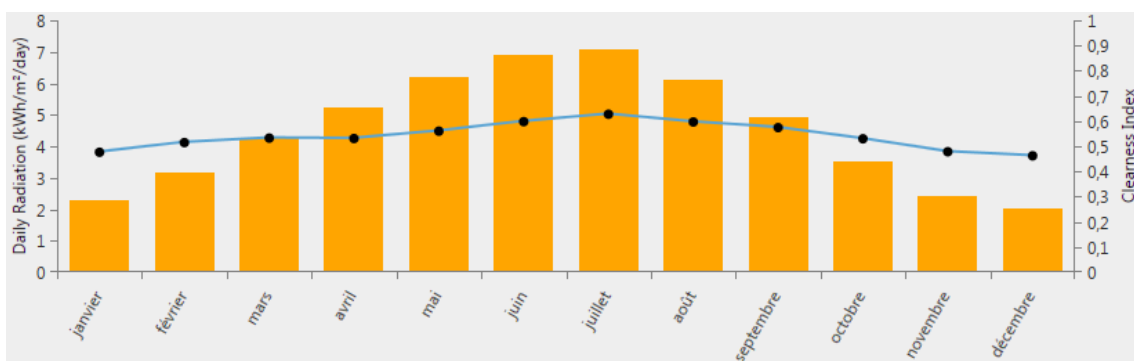


Figure III.4 : Evolution de l'enseillement mensuelle.

Tableau.III.1 : Données du rayonnement solaire de la région de Skikda

Mois	Facteur d'éclairement	Irradiation (kWh/m ² /j)
Janvier	0.476	2.270
Février	0.514	3.150
Mars	0.532	4.260
Avril	0.530	5.220
Mai	0.560	6.200
Juin	0.598	6.910
Juillet	0.627	7.080
Aout	0.596	6.120
Septembre	0.574	4.940
Octobre	0.529	3.530
Novembre	0.478	2.420
Décembre	0.462	2.010

La figure montre que l'irradiation solaire est critique de mars à septembre et sa valeur maximale en juillet est à 7,08 kWh/m²/jour.

III.5.2.2 Données de la température :

Le changement de la température au cours de l'année est illustré sur la figure suivante :



Figure III.5 : Variation de la température mensuelle effectuée sur le site de Skikda.

A travers la courbe de la Figure. III-5 donnée par le logiciel Homer, on remarque que les valeurs moyennes de la température ambiante varient entre 7,82 °C en janvier et 28,4 °C en juillet.

III.5.2.3 Données du vent :

Nous avons extrait la vitesse moyenne mensuelle du vent pendant 5 ans (2015-2020), et la figure (III.6) donne l'évolution de la vitesse moyenne mensuelle prise par le logiciel HOMER.



Figure III.6 : Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour la région de Skikda.

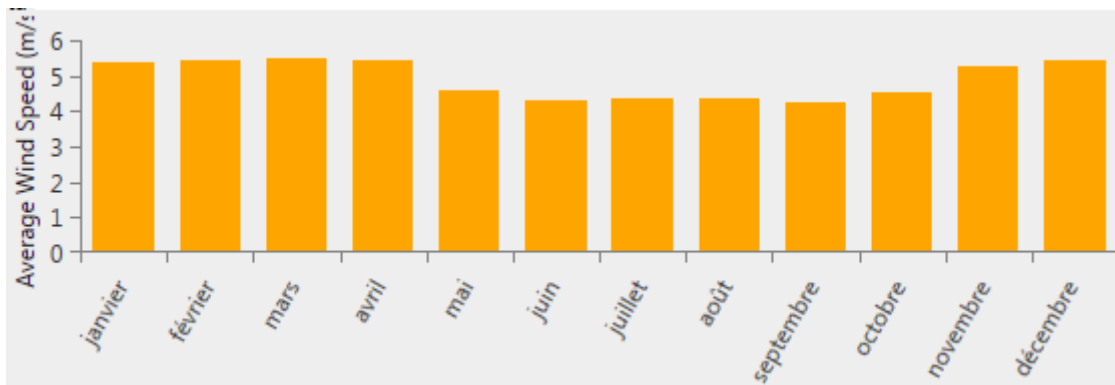


Figure III.7 : Évolution mensuelle de la vitesse moyenne du vent par HOMER.

D'après la figure on remarque que la vitesse maximale du vent a été atteinte en mars à 5,48 m/s.

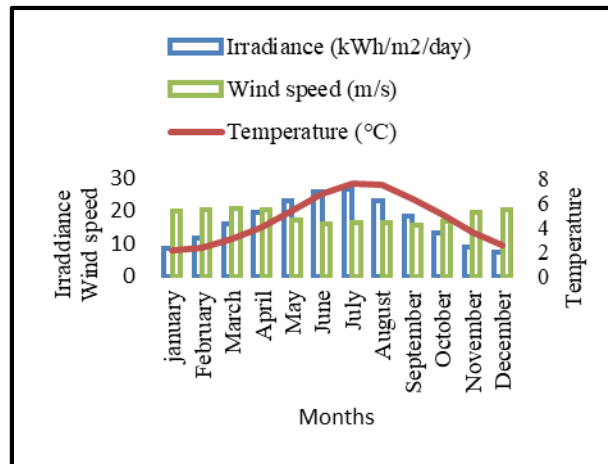


Figure III.8 : Variation mensuelle moyenne de l'irradiation, la vitesse du vent et la température ambiante de la ville d'EL-Hadaiek [81].

La figure montre que l'irradiation solaire est critique de mars à septembre et sa valeur maximale en juillet est à 7,08 kWh/m²/jour. La vitesse maximale du vent a été atteinte en mars à 5,48 m/s. Les valeurs moyennes de la température ambiante varient entre 7,82 °C en janvier et 28,4 °C en juillet.

III.6 Profils de charge de l'université de Skikda

Pour le profil de la consommation, nous avons utilisé les données fournies par Sonal gaz, qui correspondent à la consommation électrique mensuelle de l'Université de Skikda en 2019. La consommation d'électricité de l'Université de Skikda est répartie sur des compteurs d'enregistrement de la consommation.

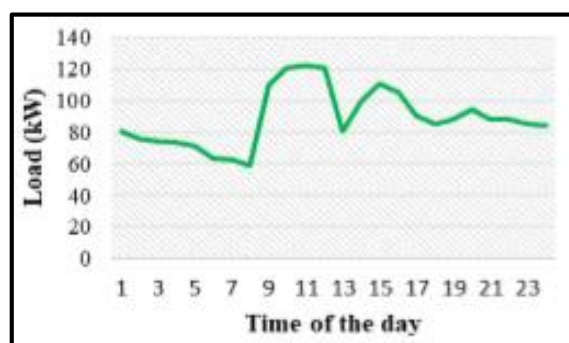


Figure III.9 : Consommation quotidienne moyenne en 2019.

Selon la figure, la consommation électrique de l'université varie au cours de la journée. Nous notons que la consommation d'énergie est d'environ 2132 MWh/j avec un pic de 216,82 kW.

III.7. Caractéristiques techniques des composants utilisés

III.7.1.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 [82]. Deux paramètres définissent la position des modules photovoltaïque :

- 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.7.1.1.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 moins d'hiver, ou la disponibilité de la ressource est faible (journées d'ensoleillement courtes, conditions météorologiques défavorables) tandis que la consommation est plus importante [83].

III.7.1.2.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 journée [83].

III.7.1.3.Effet de la température :

Dans notre étude on a utilisé des panneaux photovoltaïques fabriqués par la société Schneider, Les caractéristiques de ces panneaux sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau.III.2 : Caractéristiques des panneaux PV [81].

<i>Technologie</i>	Silicium multi cristallin
<i>Coefficient thermique de la cellule</i>	-0.410%/°C
<i>NOCT</i>	45°C
<i>Rendement dans les conditions standards</i>	17.30%

III.7.2. Aérogénérateur

L'aérogénérateur utilisé dans cette étude est de la société allemande ENERCON. C'est l'E44 qui a les caractéristiques présentés sur le tableau (III.3) et la figure (III.9). Sa puissance peut atteindre 990 kW (AC) à la vitesse de 16.5 m/s. La durée de vie considérée pour ces aérogénérateurs est de 20ans.

Tableau.III.3 : Caractéristiques de l'aérogénérateur ENERCON E44 [81].

Puissance nominale	900kw
Vitesse nominale	16.5m/s
Vitesse de démarrage	3m/s
Vitesse d'arrêt	34m/s
Diamètre	44m
Surface	1521m ²
Hauteur du mat	45-55m
Nombre de pale	3
Génératrice	Synchrone

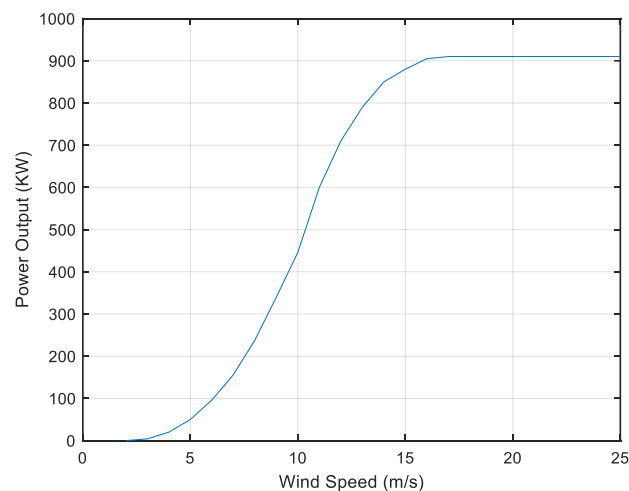


Figure III.10 : Propriétés de l'aérogénérateur utilisé.

III.7.3. Electrolyseur

L'électrolyseur est utilisé pour produire l'hydrogène nécessaire pour alimenter la pile à combustible. Sa taille doit être suffisante pour alimenter la charge maximale. 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 écartées de la présente étude car leurs caractéristiques techniques ne les rendent pas compatibles avec les paramètres de fonctionnement du système.

Les électrolyseurs alcalins semblent être arrivés à maturité technologique. Ils engagent des coûts de production, d'installation et de maintenance inférieurs aux PEM et présentent un vieillissement plus faible, et donc une durée de vie longue. Cependant, cette technologie présente les inconvénients d'un démarrage souvent plus lent, d'une corrosion alcaline non négligeable, d'une maintenance fréquente et d'un encombrement d'espace dû à leur taille. D'autre part, les électrolyseurs PEM présentent les avantages d'un démarrage souvent plus rapide, d'une plus grande vitesse de production d'hydrogène, d'une compacité optimale et d'une maintenance qui peut s'avérer simple mais qui serait aussi plus fréquente et plus coûteuse. Au niveau des risques éventuellement induits par ces deux technologies, ils sont différents mais globalement de même niveau avec, cependant, une attention particulière à porter aux mélanges H₂/O₂ pour les électrolyseurs PEM en raison de leurs conditions opératoires plus favorables à l'apparition d'éléments déclencheurs de ce type de phénomènes [84].

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

Tableau.III.4 : Caractéristiques de l'électrolyseur.

Caractéristique	Valeurs
<i>Type</i>	Alcalin/PEM
<i>Rendement</i>	85%
<i>Mode de fonctionnement</i>	DC
<i>Durée de vie</i>	15 ans

III.7.4. Convertisseur

Les convertisseurs sont utilisés pour transformer le courant continu en courant alternatif et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les systèmes hybrides : 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.

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.

Le tableau ci-dessous représente les caractéristiques techniques des convertisseurs utilisés.

Tableau.III.5 : Caractéristiques des convertisseurs.

Caractéristique	Valeur
<i>Durée de vie</i>	10 ans
<i>Rendement (DC/AC)</i>	96%
<i>Rendement (AC/DC)</i>	94%

III.7.5. Réservoir 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.6 : Caractéristiques du réservoir d'hydrogène.

Caractéristique	Valeur
<i>Durée de vie</i>	25 ans
<i>Volume réservé</i>	10%

III.7.6. Pile 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 suivant :

Tableau.III.7 : Caractéristiques de la pile à combustible.

Caractéristique	Valeur
<i>Durée de vie</i>	50000 heures
Consommation spécifique	0,015 kgH ₂ / kWh
Mode de fonctionnement	DC

III.7.7. Batterie

Les batteries plomb-acide sont utilisées comme méthode de stockage. La batterie utilisée est la batterie plomb-acide DC avec une tension nominale de 2 V, une capacité nominale de 1 kWh, un rapport de capacité de 0,611, une charge maximale de 100%, une charge minimale de 40%, un débit de 843 kWh et une durée de vie de 10 ans.

III.8. 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.8) représente les coûts d'investissement initial, de remplacement et d'opération et maintenance des différents composants du système en euro ainsi que les autres caractéristiques techniques tel que la durée de vie et le rendement de ces composants.

Tableau.III.8 : Caractéristiques économiques de chaque composant du système PV-W-FC [81].

<i>Composant</i>	<i>Aérogénérateur</i>	<i>Modules PV</i>	<i>Électrolyseur</i>	<i>Réservoir d'hydrogène</i>	<i>Piles à combustible</i>	<i>Convertisseur</i>	<i>Batterie</i>
<i>Coût d'Investissement Initial [€/unité]</i>	150000	300	2000	800	3000	300	300
<i>Coût de remplacement [€/unité]</i>	13000	0.0	2000	0.0	2500	300	300
<i>O&M [€/unité-an]</i>	25	10	0.0	40	0.01	0.0	10
<i>Durée de vie [ans]</i>	20	25	15	25	5	10	10
<i>Rendement [%]</i>	-	17.3	85	-	-	96	-

III.9. 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.

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.

La question à résoudre est de déterminer la meilleure combinaison pour assurer la continuité de l'approvisionnement énergétique au coût le plus bas possible.

Ce problème concerne la minimisation du coût actuel net total (TNPC) du système hybride. La formule (III.1) calcule le TNPC comme suit [85] :

$$TNPC = CC_{syst} + RC_{syst} + O\&M_{syst} \quad (III.1)$$

Le TNPC et le coût de l'énergie (CEO) sont utilisés pour analyser le HRES.

Le problème d'optimisation est résolu sous les contraintes suivantes :

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (III.2)$$

$$N_{PV} \geq 0, N_{wind} \geq 0, N_{bat} \geq 0 \quad (III.3)$$

$$(N_{PV}, N_{wind}, N_{bat}) = interger \quad (III.4)$$

III.10 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 Skikda. Les résultats de cette simulation seront présentés dans le chapitre suivant.

RESULTATS DE SIMULATION

CHAPITRE

IV

IV.1. Introduction

Ce chapitre mène une étude technico-économique pour le dimensionnement optimal d'un SHER dans le but de subvenir aux besoins électriques de l'université de Skikda, à l'est de l'Algérie. Le système hybride proposé est constitué des panneaux photovoltaïques, d'éoliennes, de pile à combustible, de batteries de stockage et convertisseurs. L'analyse de notre système hybride, et son dimensionnement optimal sont effectués au moyen du logiciel HOMER mis au point pour la conception et l'analyse de SHER intégrant différents types de sources d'énergie.

IV.2. Configuration du système

La simulation par HOMER donne une liste des différentes possibilités d'installation du système hybride PV-W-FC, dont le tri des possibilités se fait selon un critère économique. Tous ces systèmes permettent d'alimenter l'université de Skikda d'une façon continue. Les intrants économiques fournis (coûts d'investissement, de remplacement et d'exploitation, frais de carburant, etc.) permettent au logiciel d'évaluer les aspects économiques du projet.

Le résultat optimal obtenu par simulation est illustré dans le Tableau IV-1. Ce dernier représente la distribution des ressources renouvelables pour répondre aux besoins énergétiques dans la région de skikda, qui comprend les éoliennes, les panneaux solaires photovoltaïques et les piles à combustible.

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

Architecture							Cost			
Schn 680 (kw)	E-44	FC (kw)	1Kwh LA	Electrolyzer (kw)	Tank (kw)	Leon 900 (kw)	COE (€)	NPC (€M)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)
359	3	10	974	3	10	189	0.193	1.80	53369 €	1.01 €M
	27	10	1786	3	10	321	0.198	1.85	59829 €	1.08 €M
1413		10	2697	3	10	206	0.333	3.20	144209 €	1.34 €M

IV.3. Différents scénarios

On a proposé trois scénarios différents pour le système autonome :

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

IV.3.1. Scénario N°1 : 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.

On a utilisé un système de stockage par hydrogène. Dans ce cas on a essayé de minimiser le coût total de l'installation d'un système W-FC autonome en variant le nombre des aérogénérateurs et la puissance des convertisseurs.

La puissance de la pile à combustible est fixée à 10 kW.

IV.3.1.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.2).

Tableau IV.2 : Composition du système W-FC.

Nombre des aérogénérateurs	Puissance nominale du convertisseur [kW]	Puissance nominale de l'électrolyseur [kW]	Taille du réservoir d'H2 [kg]	Puissance nominale de la PAC [kW]
27	321	3	10	10

IV.3.1.b. Bilan énergétique

✓ Production du système W-FC

La figure (IV.1) présente la production énergétique du système hybride W-FC.

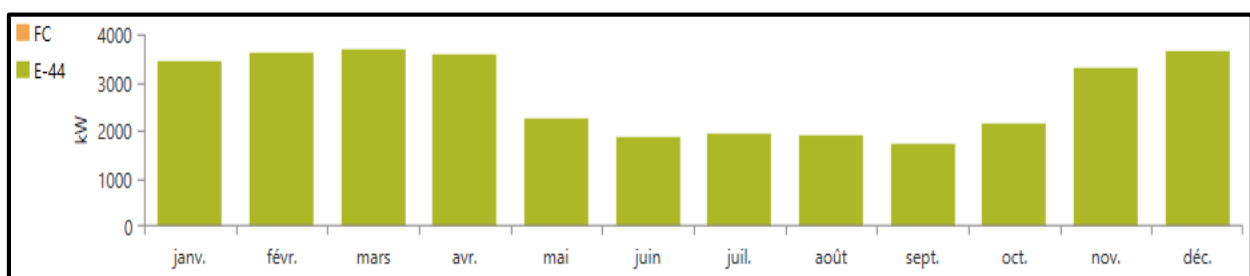


Figure IV.1 : Production énergétique mensuelle du système W-FC.

L'énergie éolienne présente 99.99% de l'énergie annuelle produite par le système, tandis que 0.005% de cette énergie est produite par les piles à combustible. La charge consomme 97.6% de l'énergie totale consommée et 2.4 % 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.3).

Tableau IV.3 : Bilan énergétique du système W-FC.

Composant	Production		Consommation		Excès
	WG	PAC	Elec	Charge	
Énergie [kWh/an]	24087749	1395	19025	762787	23263143
[%]	99.99	0.005	2.4	97.6	96.6

L'excès énergétique important (96.6%) est dû au dimensionnement du volume de stockage pendant le mois le plus défavorable (figure IV.2)

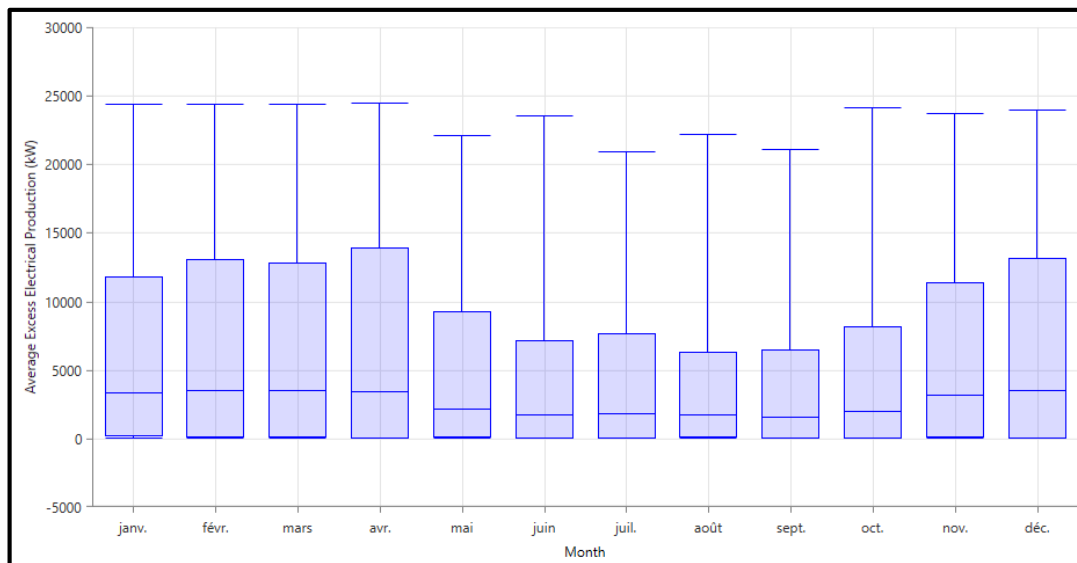


Figure IV.2 : Excès énergétique mensuelle du système W-FC.

✓ **Production des aérogénérateurs**

La production d'énergie éolienne mensuelle présentée par la figure (IV.3).

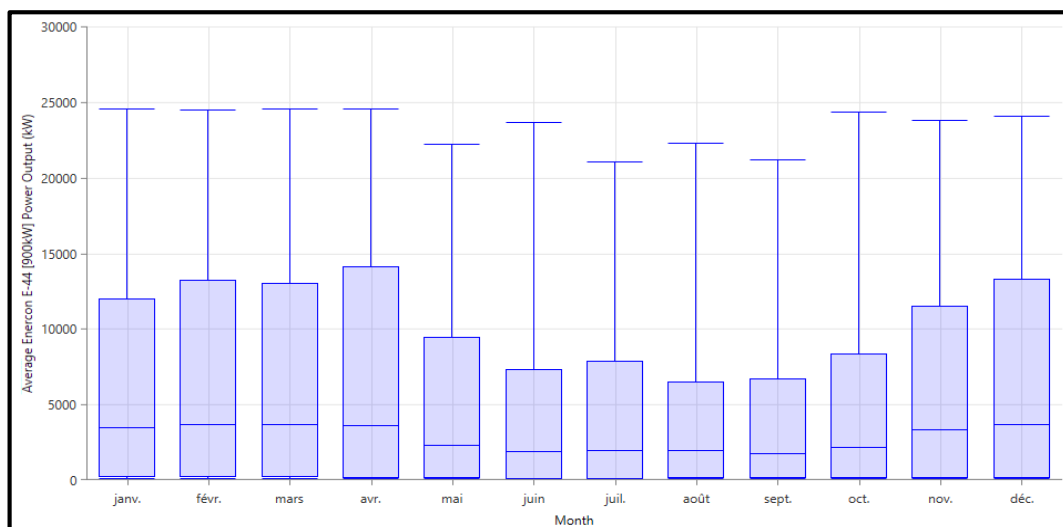


Figure IV.3 : Énergie éolienne mensuelle produite par les aérogénérateurs du système W-FC.

La figure (IV.4) représente les limites de la production de l'énergie éolienne par le système W-FC composé de 27 aérogénérateurs de type Enercon E-44 en fonction du gisement éolien disponible dans la région de Skikda.

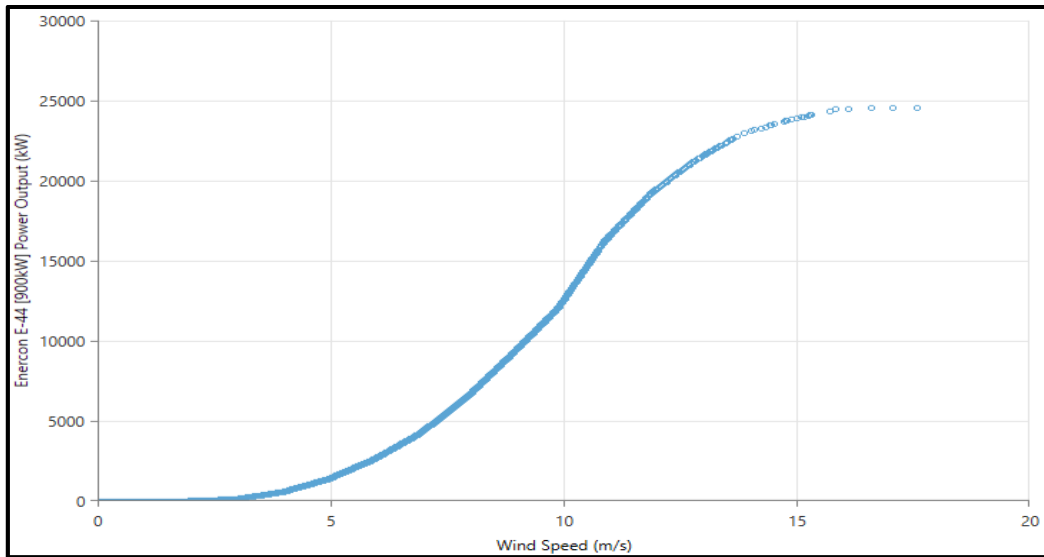


Figure IV.4 : Énergie éolienne produite par les aérogénérateurs dans le système W-FC en fonction de la vitesse du vent.

✓ **Production d'hydrogène**

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

La figure (IV.5) représente la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur en fonction de la vitesse du vent.

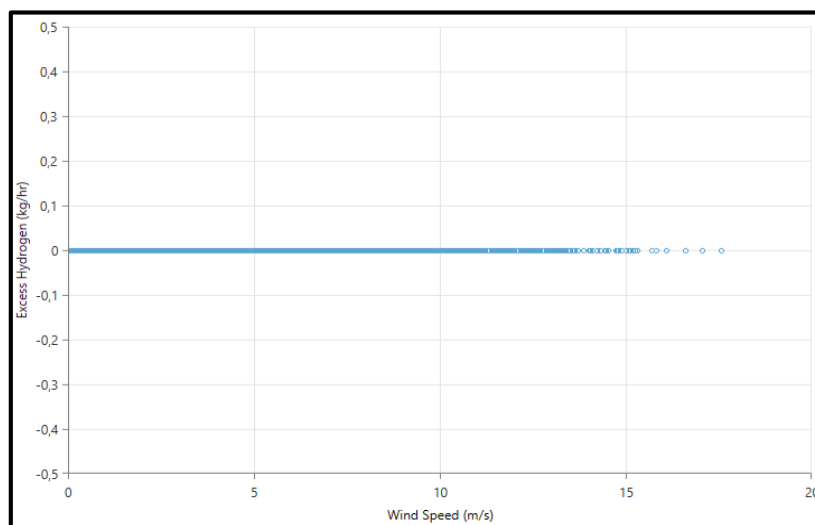


Figure IV.5 : Quantité horaire d'hydrogène produite en fonction de la vitesse du vent dans le système W-FC.

L'électrolyseur consomme plus d'énergie à cause de la demande importante de l'hydrogène pour le fonctionnement de la pile à combustible. La figure (IV.6) représente la consommation mensuelle de l'électrolyseur pour le système W-FC.

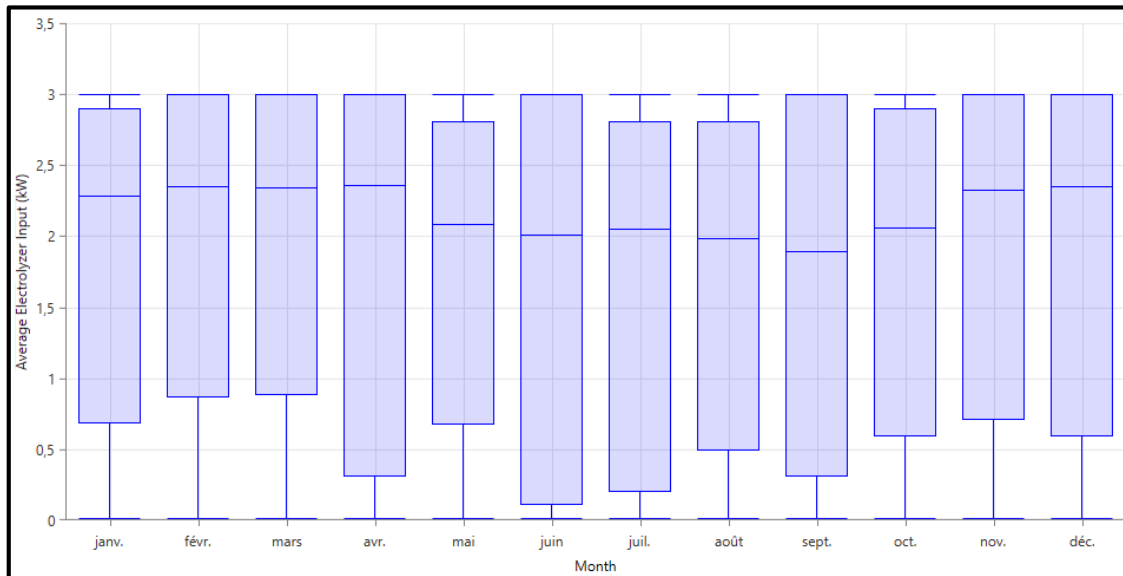


Figure IV.6 : Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système W-FC.

La moyenne mensuelle de la production horaire d'hydrogène (figure IV.7) dépend de l'énergie consommée par les électrolyseurs (figure IV.6).

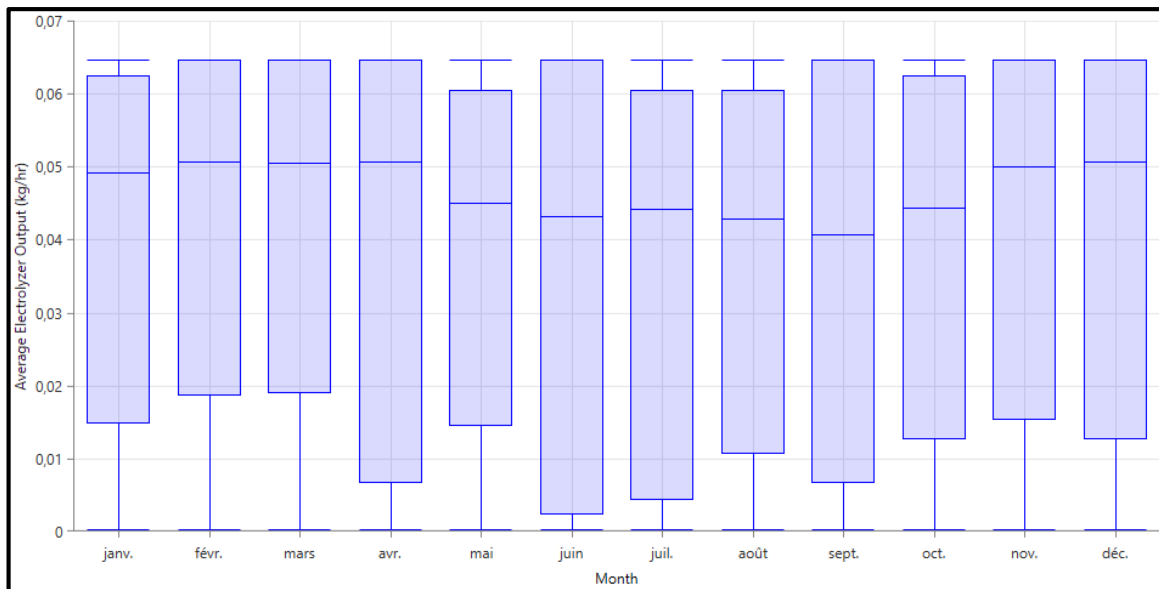


Figure IV.7 : Moyenne mensuelle de la quantité horaire d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système W-FC.

✓ **Production énergétique des piles à combustible**

Les piles à combustible fonctionnent quand la demande énergétique est supérieure à la production éolienne. La figure (IV.8) représente l'énergie produite par les piles à combustible en fonction de la vitesse du vent.

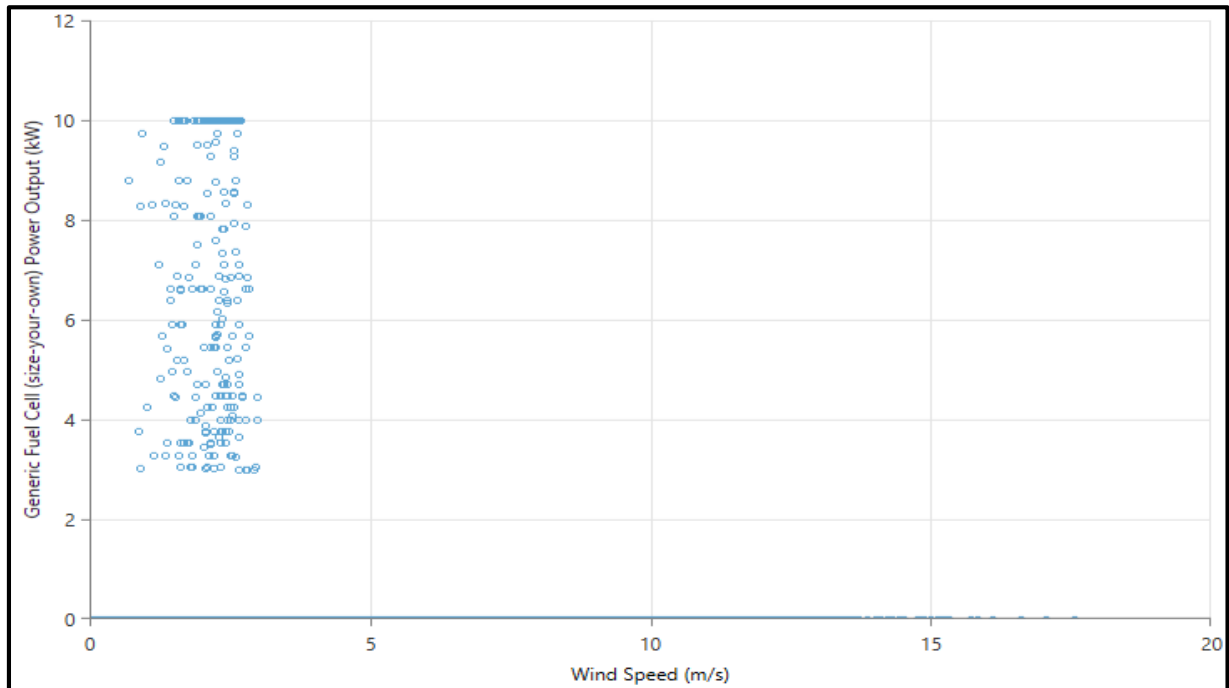


Figure IV.8 : Énergie produite par les piles à combustible dans le système W-FC en fonction de la vitesse du vent.

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 novembre (figure IV.9).

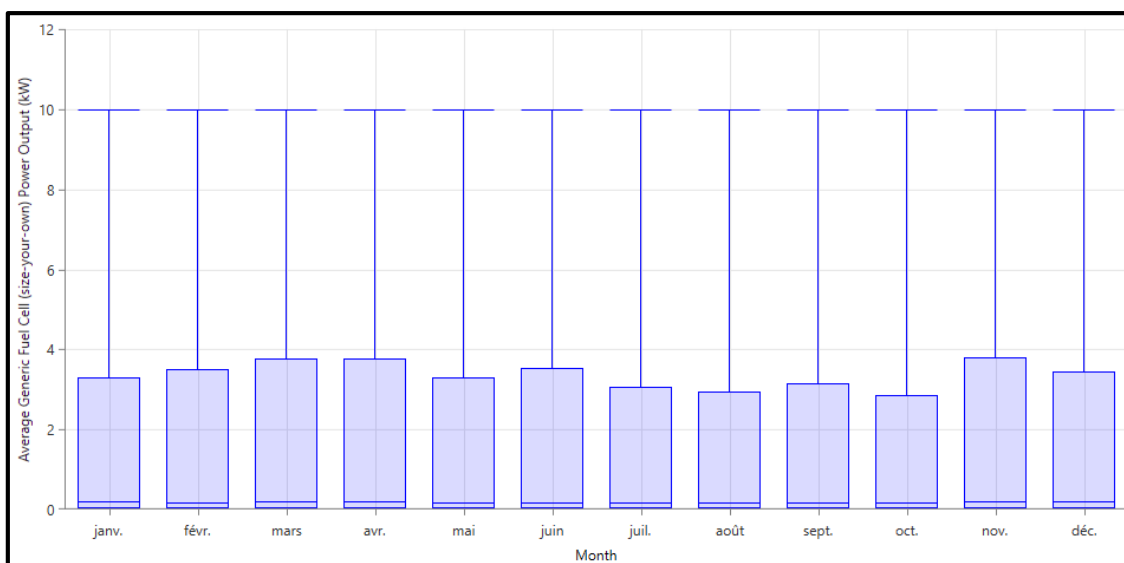


Figure IV.9 : Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système W-FC.

IV.3.1.c. Étude économique

L'étude économique de ce système est présentée dans la figure (IV.10). Les résultats obtenus sont calculés pour une durée de vie de 25 ans.

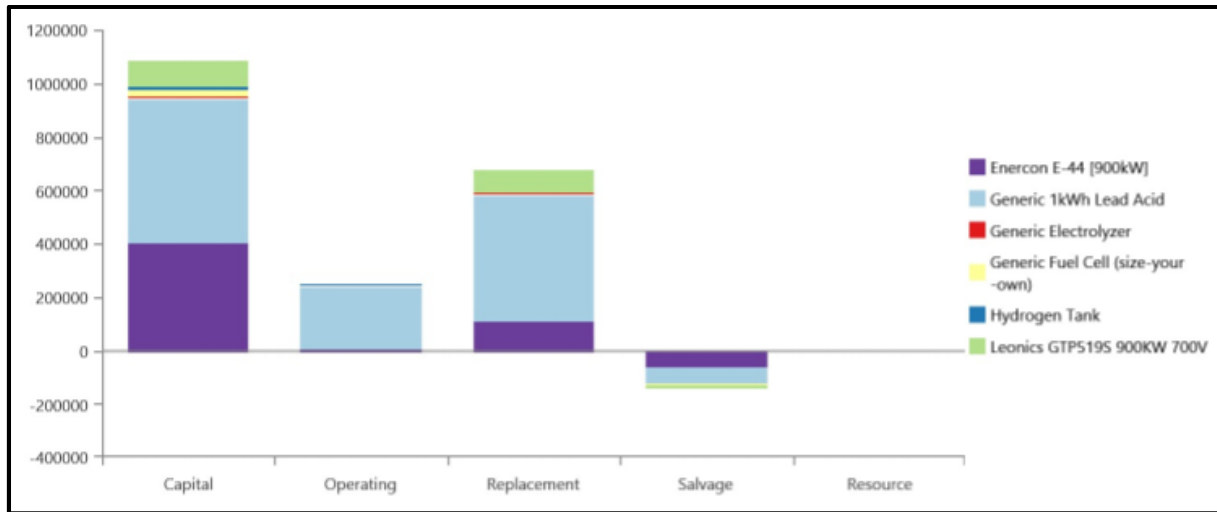


Figure IV.10 : Cout total du système.

Le TNPC du système est estimé à 1 854 670,00 €. D'après la comparaison des coûts, les batteries offrent le plus haut TNPC avec 1 175 853,78 €, l'électrolyseur à le plus bas TNPC avec 8065.5 €. Le système proposé peut produire 232 631 43 kWh/an d'énergie renouvelable à un coût moyen actualisé (COE) énergétique de 0,198 €/kWh.

Le tableau (IV.4) représente l'influence du taux d'intérêt et de la durée de vie de l'installation sur le prix du kWh éolien.

Tableau IV.4 : Prix du kWh éolien en DA [86].

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

On remarque que le prix du kWh éolien augmente avec l'augmentation du taux d'intérêt et diminue avec la durée de vie de l'installation

IV.3.2. Scénario N°2 : 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 le cas précédent, on utilise un système de stockage par hydrogène.

IV.3.2.a. Composition du système

La configuration proposée nécessite 10 kW, 359 kW, 3, 3 kW, 974 cordes, 10 kg et 189 kW pour la pile à combustible, le photovoltaïque solaire, les éoliennes, l'électrolyseur, la batterie, le réservoir d'hydrogène et le convertisseur, respectivement, alors que l'énergie annuelle requise est estimée à 723 072 kWh/an.

Le tableau (IV.5) représente la composition de ce système ainsi que la taille de chaque élément.

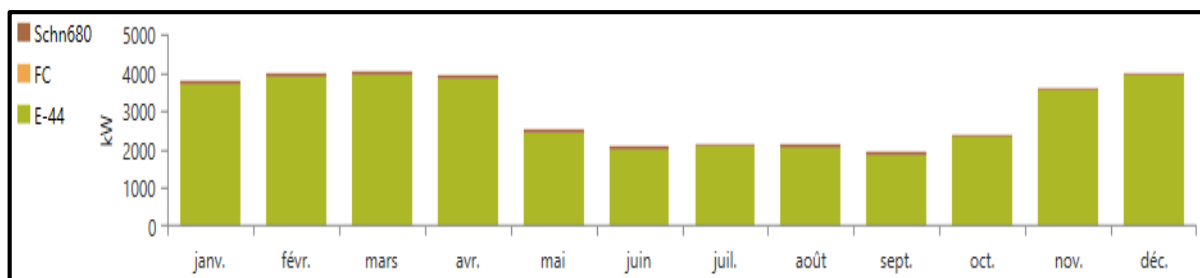
Tableau IV.5 : Composition du système PV-W-FC.

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]
359	3	189	3	10	10

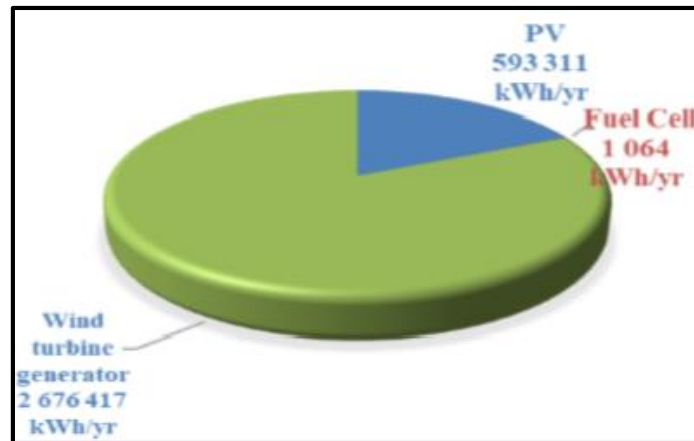
IV.3.2.b. Bilan énergétique

✓ Production du système PV-W-FC

Les figures (IV.11.a) et (IV.11.b) représentent la production énergétique du système hybride PV-W-FC.



(a)



(b)

Figure IV.11 : Productions énergétiques mensuelle (a) et annuelle (b) du système PV-W-FC.

On note que 81.8% de l'énergie annuelle produite par le système est une énergie éolienne, tandis que 18.2% de cette énergie est une énergie photovoltaïque. Les moins de 1% restantes sont produites par la pile à combustible. Cela indique que le système dépend majoritairement du vent pour sa production d'énergie (capacité installée éolienne bien supérieure aux PV et FC).

Le tableau (IV.6) présente le bilan énergétique du système PV-W-FC autonome.

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

Composant	Production			Consommation		Excès
	PV	WG	PAC	Elec	Charge	
Énergie [kWh/an]	593311	2676417	1064	9365	749626	1146587
[%]	18.2	81.8	Moin de 1	1.2	98.8	58.3

Dans le tableau (IV.6), La charge consomme 98.8% de l'énergie totale consommée et 1.2% 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 58.3%. Il est dû au dimensionnement du volume de stockage pendant le mois le plus défavorable (Mars).

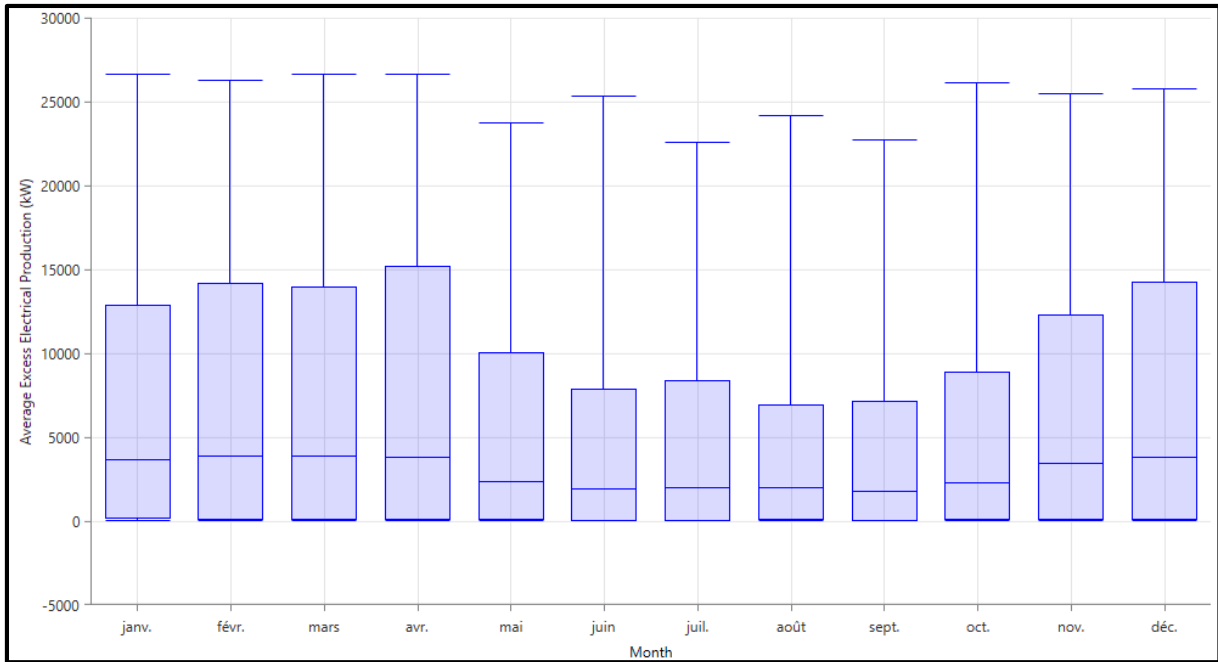


Figure IV.12 : Excès énergétique mensuelle du système PV-W-FC.

✓ **Production du champ PV**

La figure ci-dessous montre la production journalière du générateur photovoltaïque durant l'année. La couleur noire représente les périodes d'arrêt, la couleur bleue les périodes à très faible production, et la couleur jaune les périodes à forte production. Les deux pics de production dans les mois de janvier et novembre se produisent entre 11h et 15h. La production moyenne est représentée par la couleur rose.

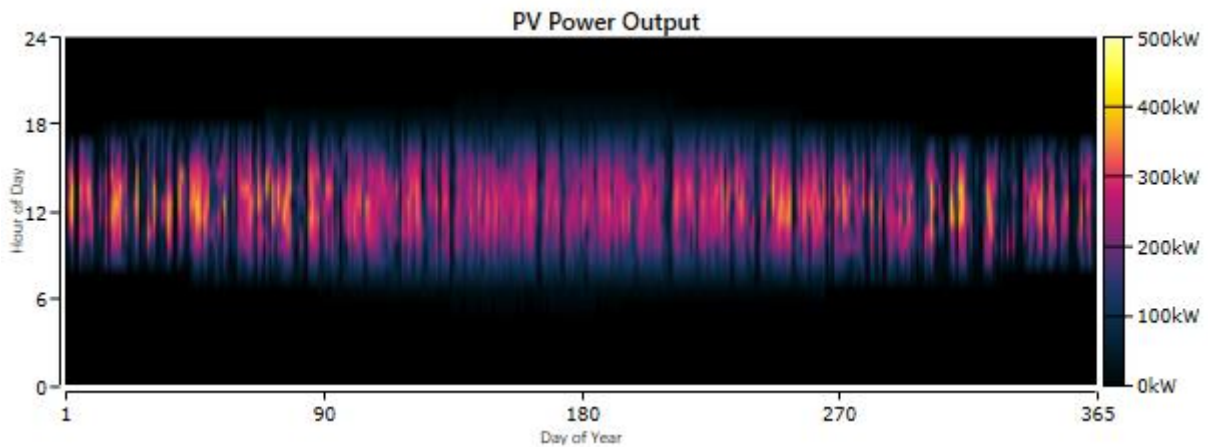


Figure IV .13 : Production journalière moyenne des panneaux photovoltaïques dans le système PV-W-FC.

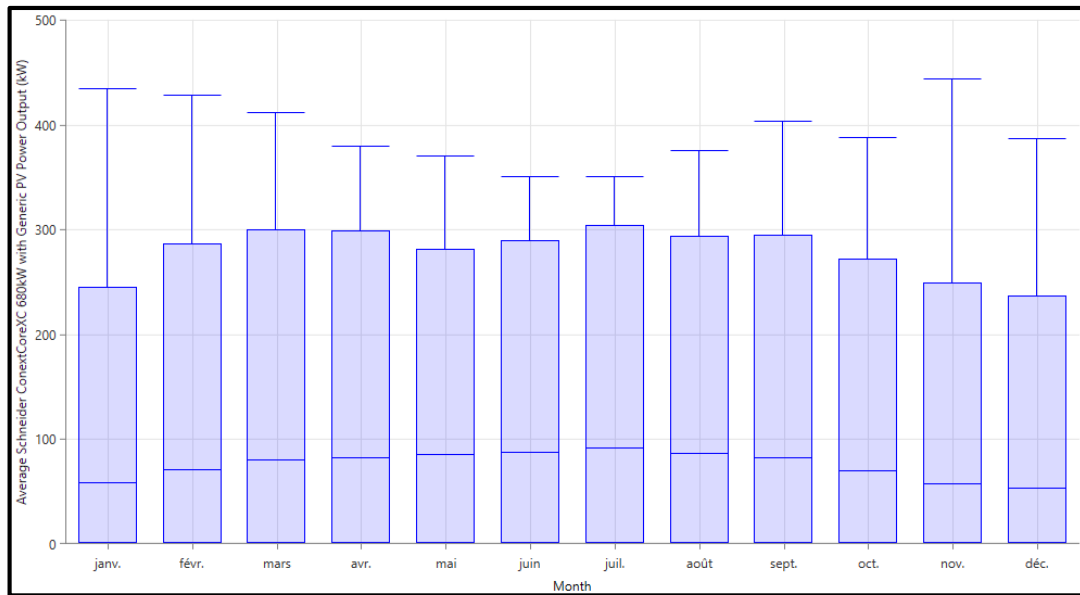


Figure IV.14 : Energie photovoltaïque mensuelle produite par les panneaux photovoltaïques dans le système PV-W-FC.

On remarque que l'énergie maximale produite par les panneaux photovoltaïques est de l'ordre de 444,54 kW durant le mois de Novembre.

✓ **Production des aérogénérateurs**

La figure (IV.15) représente les limites de la production de l'énergie éolienne par le système PV-W-FC composé de 3 aérogénérateurs de type Enercon E-33 en fonction du gisement éolien disponible dans la région de Skikda.

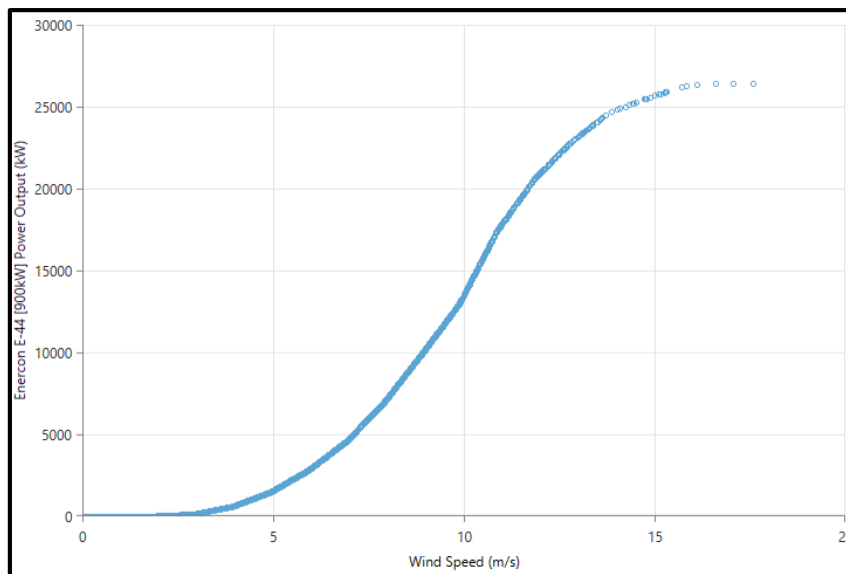


Figure IV.15 : Énergie éolienne produite par les aérogénérateurs dans le système PV-W-FC en fonction de la vitesse du vent.

La production d'énergie éolienne mensuelle présentée par la figure (IV.16).

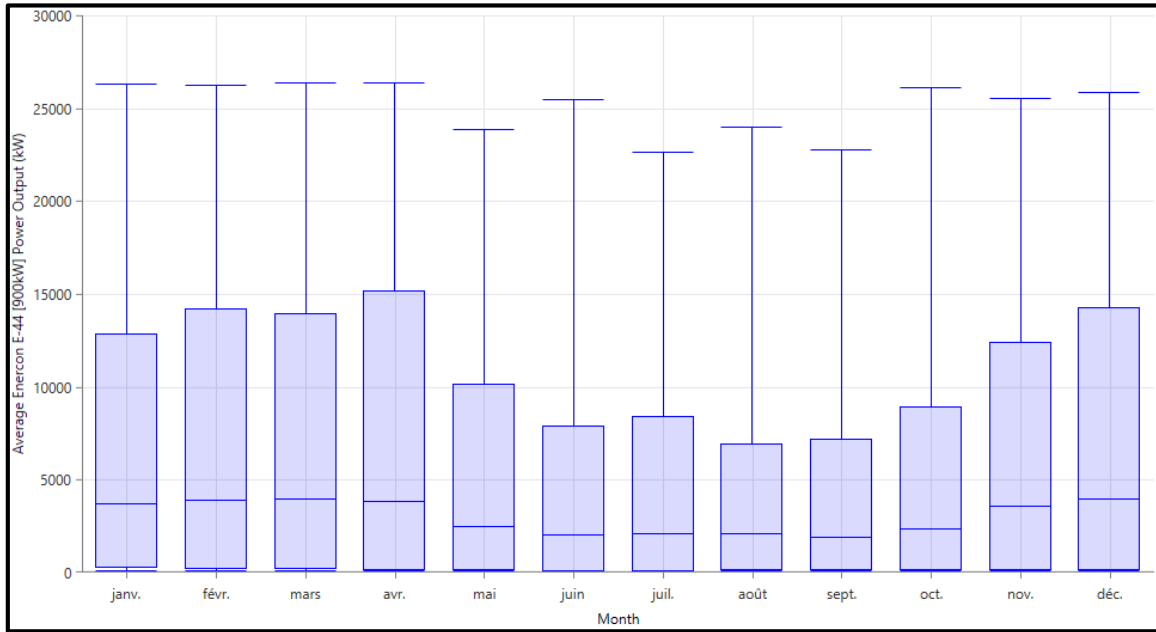


Figure IV.16 : Énergie éolienne mensuelle produite par les aérogénérateurs du système PV-W-FC.

D'après la figure, deux pics remarquables se produisent durant les mois de mars et avril.

✓ **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.

La figure (IV.17) représente la consommation mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.

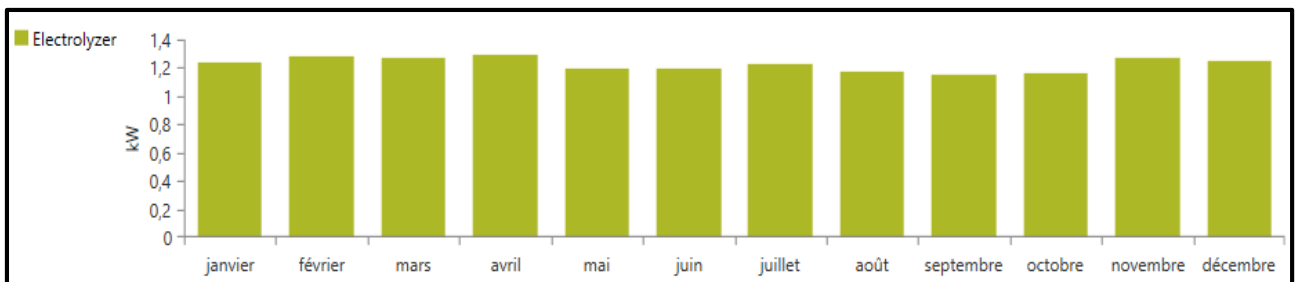


Figure IV.17 : Consommation énergétique mensuelle de l'électrolyseur pour le système PV-W-FC.

L'électrolyseur consomme plus d'énergie pendant le mois de Février et Avril à cause de la demande importante de l'hydrogène pour le fonctionnement de la pile à combustible.

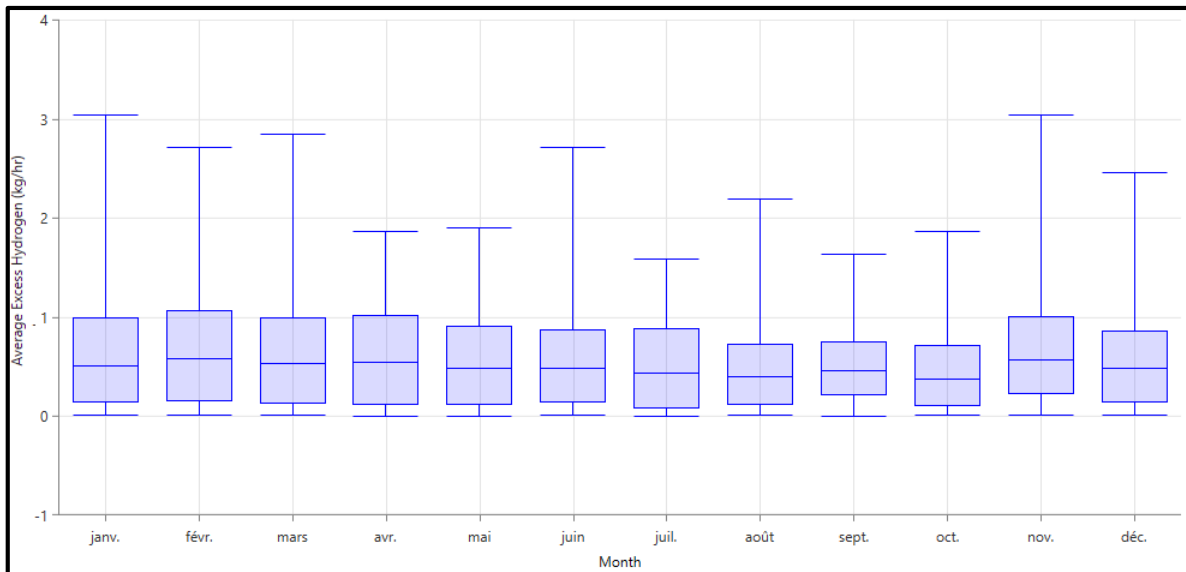


Figure IV.18 : Quantité mensuelle d’hydrogène produite par l’électrolyseur pour le système PV-W-FC.

La quantité d’hydrogène produite dépend de l’énergie consommée par les électrolyseurs.

✓ **Production énergétique de la pile 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 Skikda).

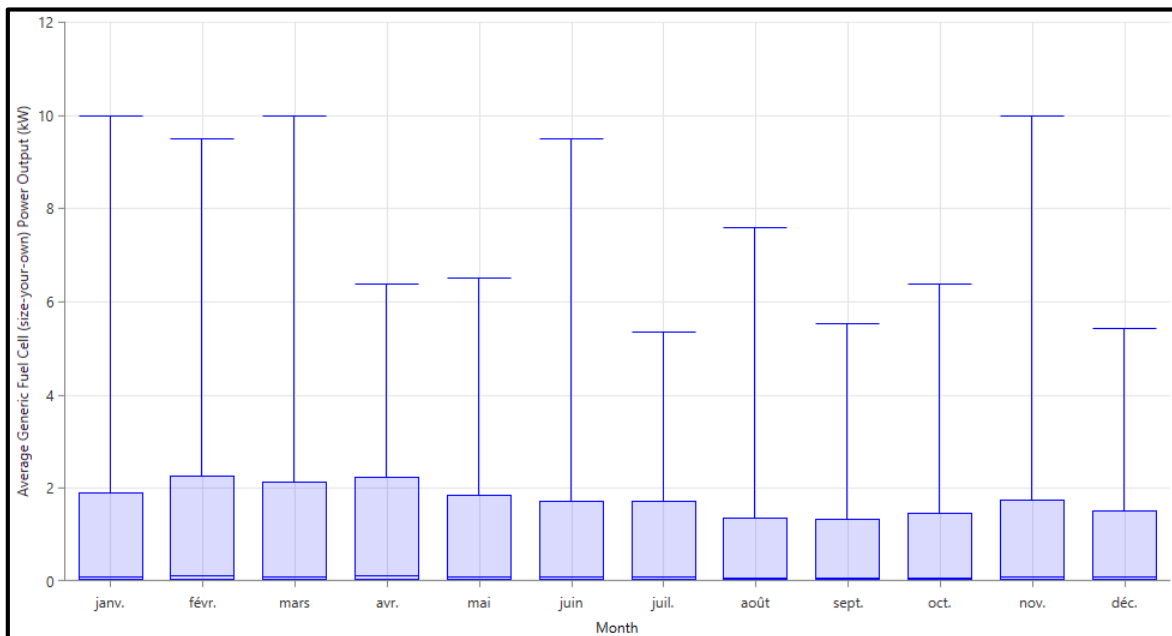


Figure IV.19 : Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système PV-W-FC.

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 Mars.

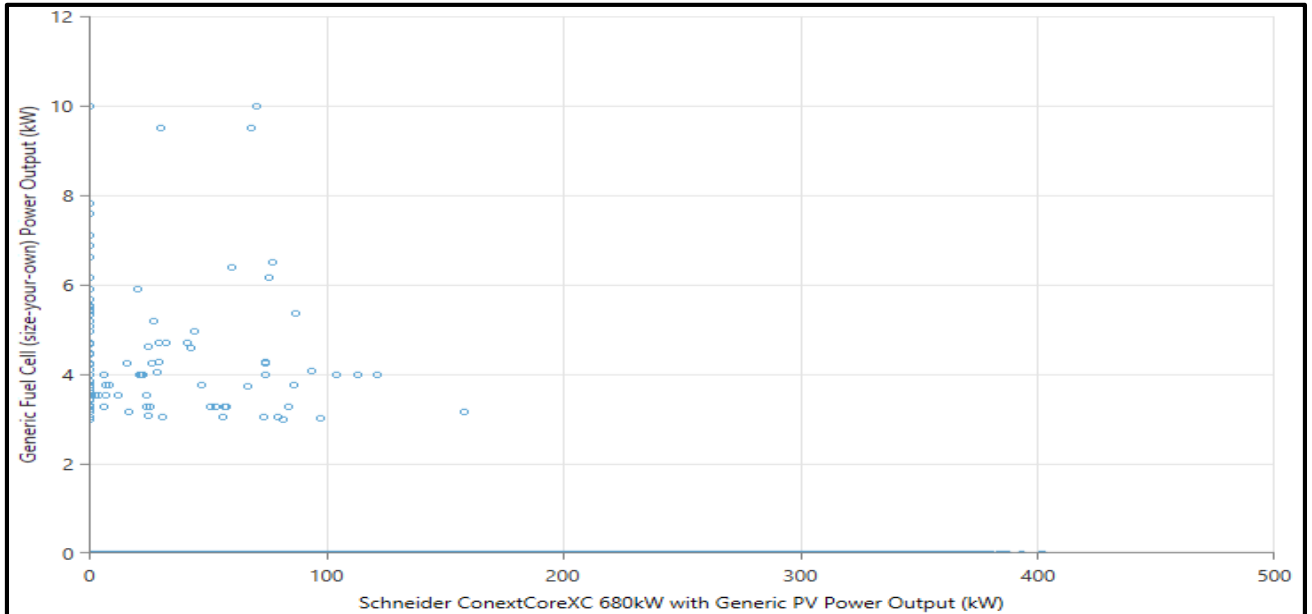


Figure IV.20 : Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-W-FC en fonction de l'énergie photovoltaïque.

La puissance de la pile à combustible est proportionnelle à la variation de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques. Cela signifie que la pile reçoit de l'hydrogène proportionnellement à la production d'énergie PV.

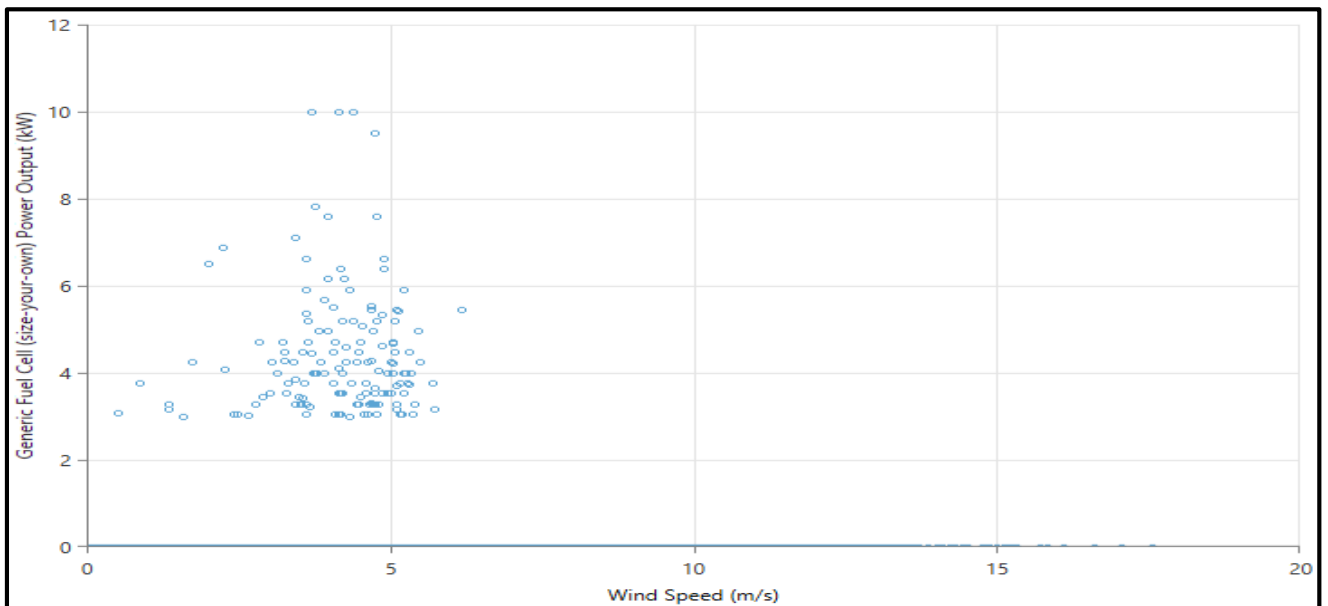


Figure IV.21 : Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-W-FC en fonction de la vitesse du vent.

La puissance générée par la pile à combustible varie en fonction des changements dans la vitesse du vent. Cela indique que la pile reçoit une quantité d'hydrogène proportionnelle à la puissance éolienne disponible.

IV.3.2.c. Étude économique

L'étude économique de ce système est démontrée dans la figure (IV.22) avec le coût total de chaque élément du système.

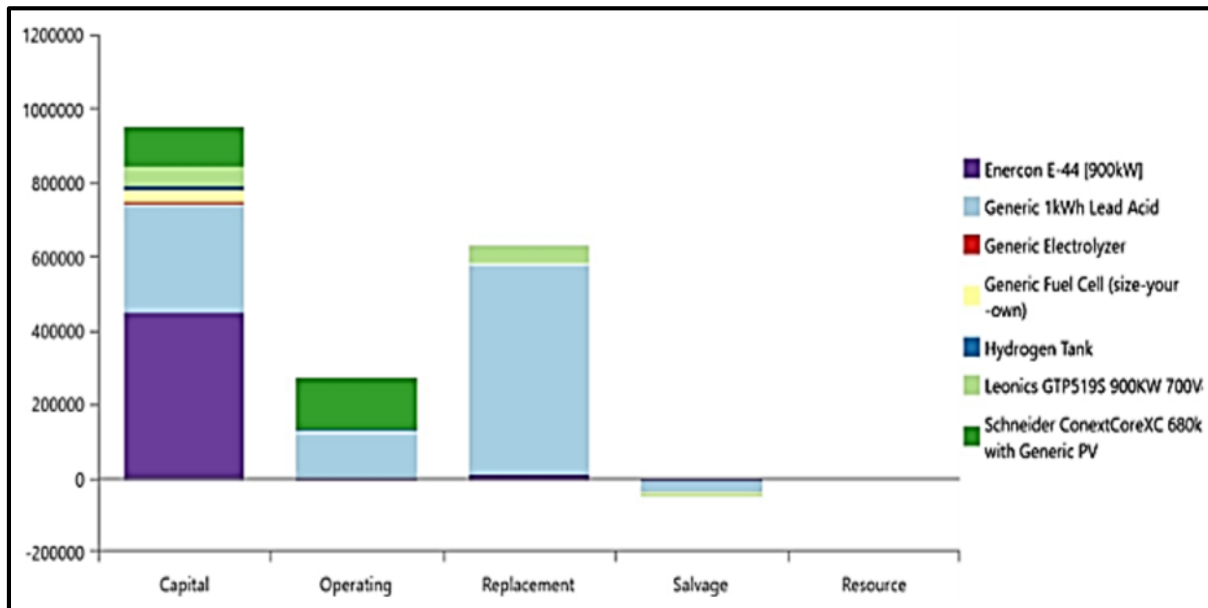


Figure IV.22 : Cout total du système.

Le TNPC du système est estimé à 1 800 760,00 €. En effet, sur tous les composants, les batteries offrent le plus haut TNPC avec 951433 €, l'électrolyseur à le plus bas TNPC avec 8067 €.

Comme les données de rayonnement solaire sont la variable la plus incertaine, une analyse de sensibilité est effectuée pour le système proposé, la valeur moyenne annuelle échelle a été variée de $\pm 25\%$. Les résultats montrent que l'effet d'une légère variation du rayonnement solaire est négligé sur le TNPC des systèmes.

Le système proposé peut produire 3 270 792 kWh/an d'énergie renouvelable à un coût moyen actualisé (COE) énergétique de 0,193 €/kWh.

Le tableau (IV.7) 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.7 : Prix du kWh hybride en DA [86].

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.3.3. Scénario N°3 : PV-FC

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

IV.3.3.a. Composition du système

Ce système est composé d'un champ PV, d'une unité d'électrolyseurs et d'une unité de piles à combustible. Le tableau (IV.8) représente la composition de ce système ainsi que la taille de chaque élément.

Tableau IV.8 : 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'H2 [kg]	Puissance nominale de la PAC [kW]
1413	206	3	10	10

IV.3.3.b. Bilan énergétique

✓ Production du système PV-FC

La figure (IV.23) présente la production énergétique du système hybride PV-FC.

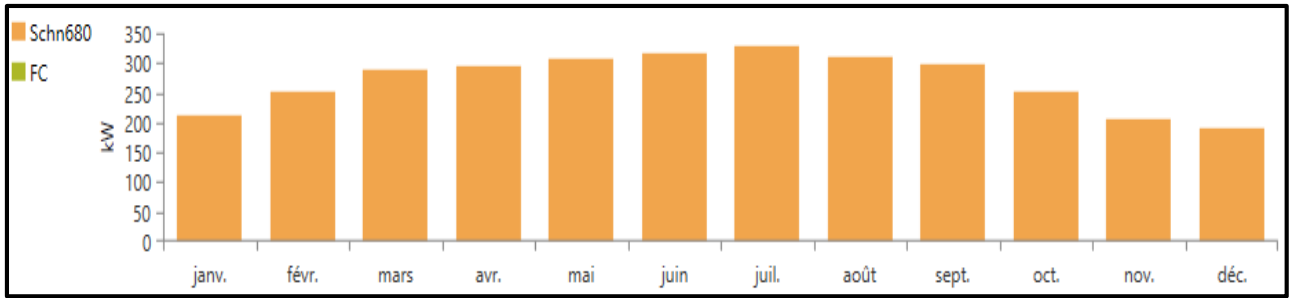


Figure IV.23 : Production énergétique mensuelle du système PV-FC.

Le tableau (IV.9) présente le bilan énergétique du système PV-FC autonome.

Tableau IV.9 : Bilan énergétique du système PV-FC.

Composant	Production		Consommation		Excès
	PV	PAC	Elec	Charge	
Énergie [kWh/an]	2370685	525	7565	743469	1514813
[%]	99.98	0.02	1	99	63.9

D'après le tableau, 99.98% de l'énergie annuelle produite par le système est une énergie photovoltaïque, tandis que seulement 0.02% de cette énergie est produite par les piles à combustible. La charge consomme 99% de l'énergie totale consommée et 1% est consommée par l'électrolyseur pour produire l'hydrogène nécessaire pour alimenter la pile à combustible pendant la nuit et les jours non ensoleillés.

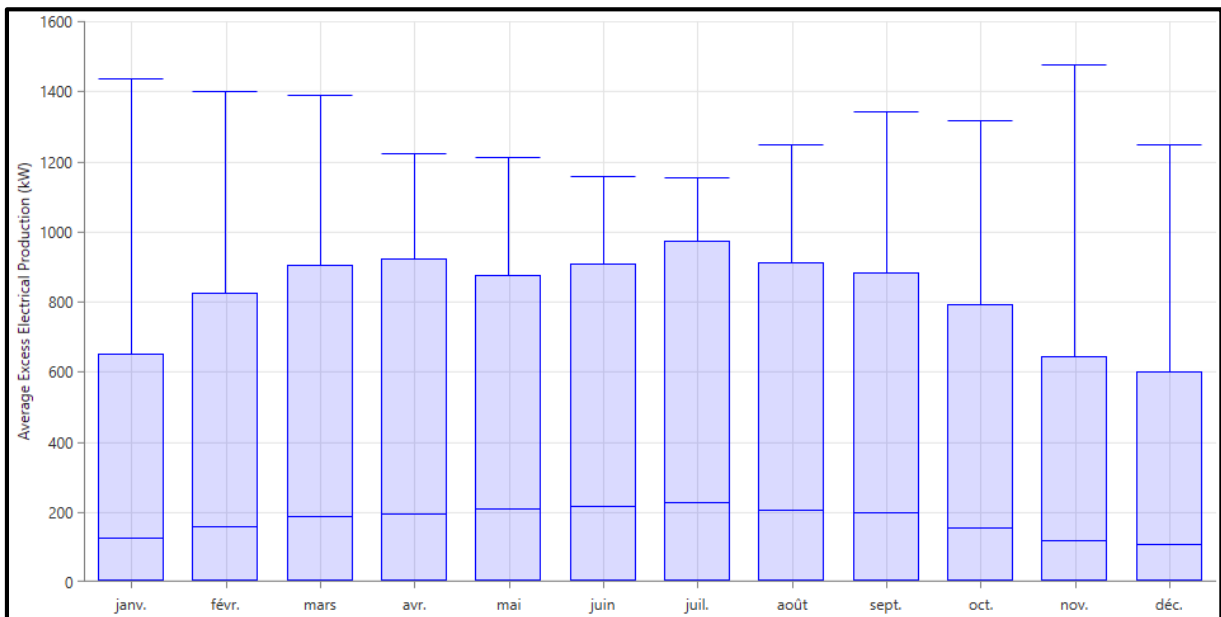


Figure IV.24 : Excès énergétique mensuelle pour le système PV-FC.

On remarque que l'excès énergétique est important, Il est de l'ordre de 63.9%. Il est dû au dimensionnement du volume de stockage pendant le mois le plus défavorable qui est représenté par le mois de Novembre avec une valeur de 1472.22 kW.

✓ **Production du champ PV**

La production énergétique mensuelle du champ PV est représentée dans la figure (IV.25).

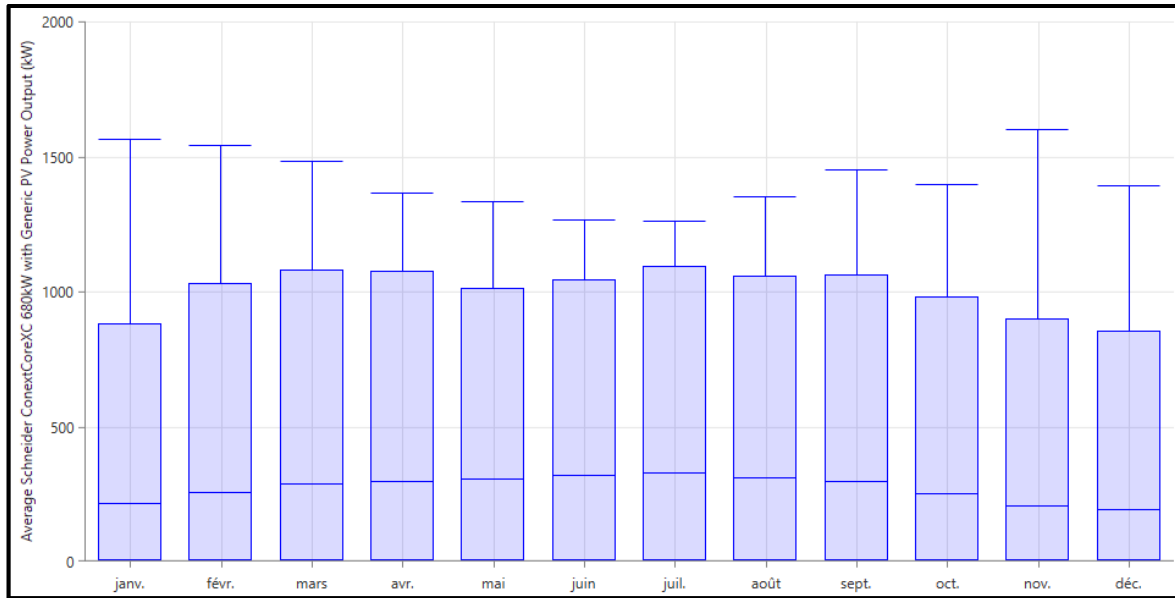


Figure IV.25 : Energie photovoltaïque mensuelle produite par les panneaux photovoltaïques dans le système PV-FC.

D'après la figure précédente, on remarque que le mois de Novembre représente toujours le maximum d'énergie produite dans le système (1601.24kW).

✓ **Production d'hydrogène**

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

La quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur est représentée par la figure (IV.26).

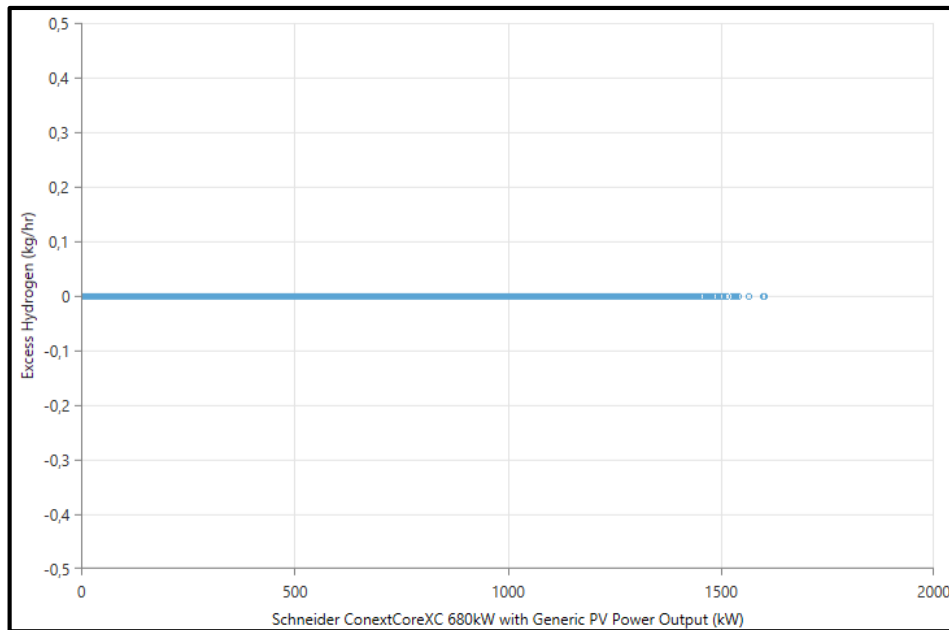


Figure IV.26 : Quantité horaire d’hydrogène produite en fonction de l’énergie photovoltaïque du système PV-FC.

On remarque que la quantité d’hydrogène produite est nulle, cela signifie que la demande en hydrogène peut être inférieure à la capacité de production ou un dysfonctionnement dans le système.

La consommation mensuelle de l’électrolyseur pour le système PV-FC est représentée par la figure (IV.27).

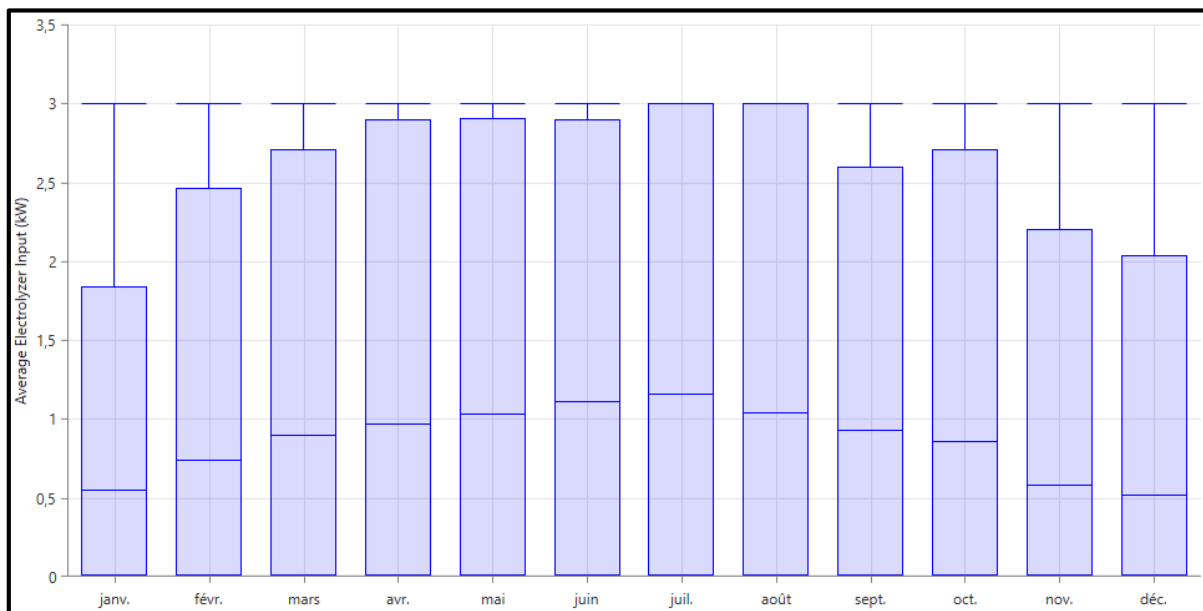


Figure IV.27 : Consommation énergétique mensuelle de l’électrolyseur pour le système PV-FC.

La quantité d'hydrogène produite dépend de l'énergie consommée par les électrolyseurs. La figure (IV.28) représente la moyenne mensuelle de la production horaire d'hydrogène.

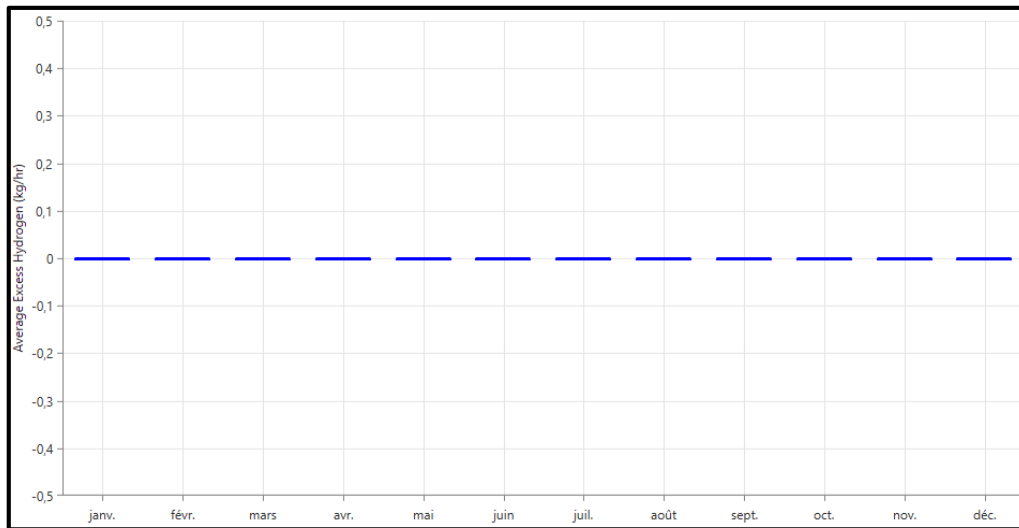


Figure IV.28 : Quantité mensuelle d'hydrogène produite par l'électrolyseur pour le système PV-FC.

D'après la figure précédente, on constate que le système ne génère pas d'hydrogène. Cela signifie que le système ne convertit pas l'énergie photovoltaïque en hydrogène (capacité de production inférieure à la demande).

✓ Production énergétique des piles à combustible

Les piles à combustible dans un système PV-FC fonctionnent lorsque l'électricité produite par le PV est suffisante pour alimenter la pile. Cela veut dire que la demande énergétique est supérieure à la production photovoltaïque. La figure (IV.29) représente l'énergie produite par les piles à combustible en fonction de l'énergie fournie par le champ photovoltaïque.

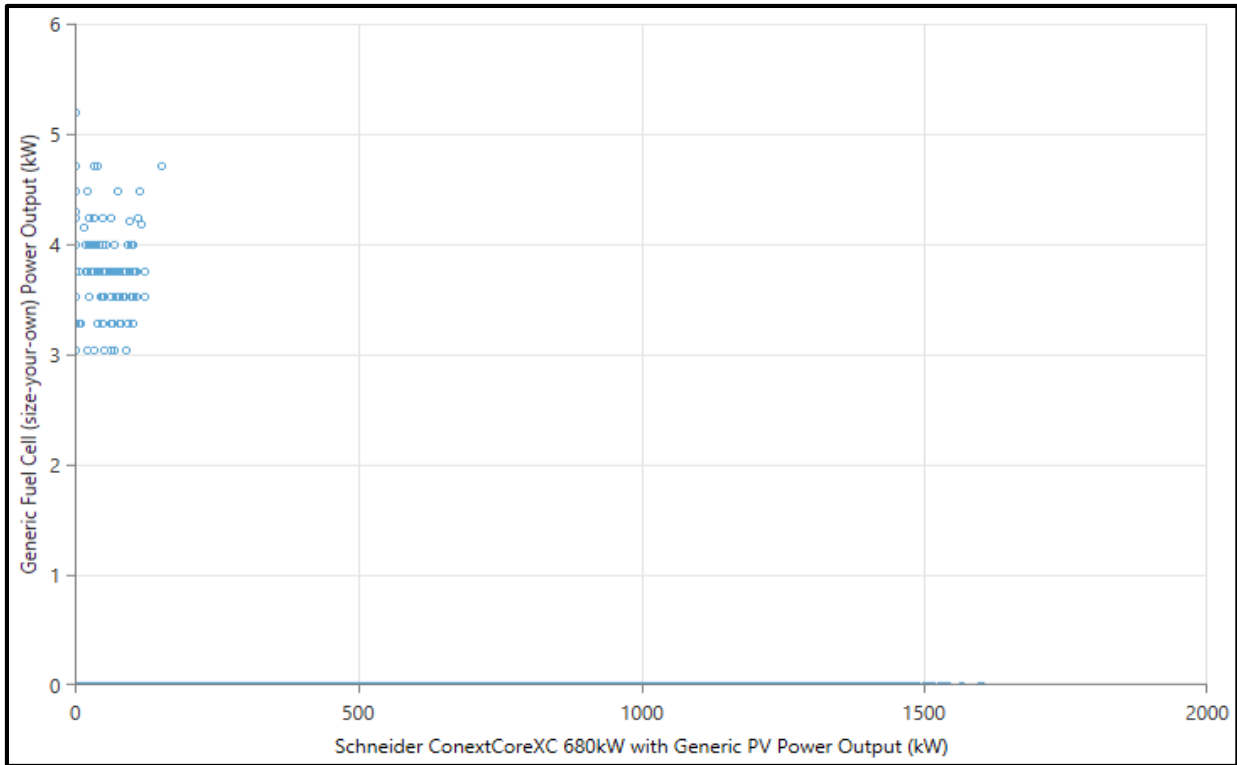


Figure IV.29 : Énergie produite par les piles à combustible dans le système PV-FC en fonction de l'énergie photovoltaïque.

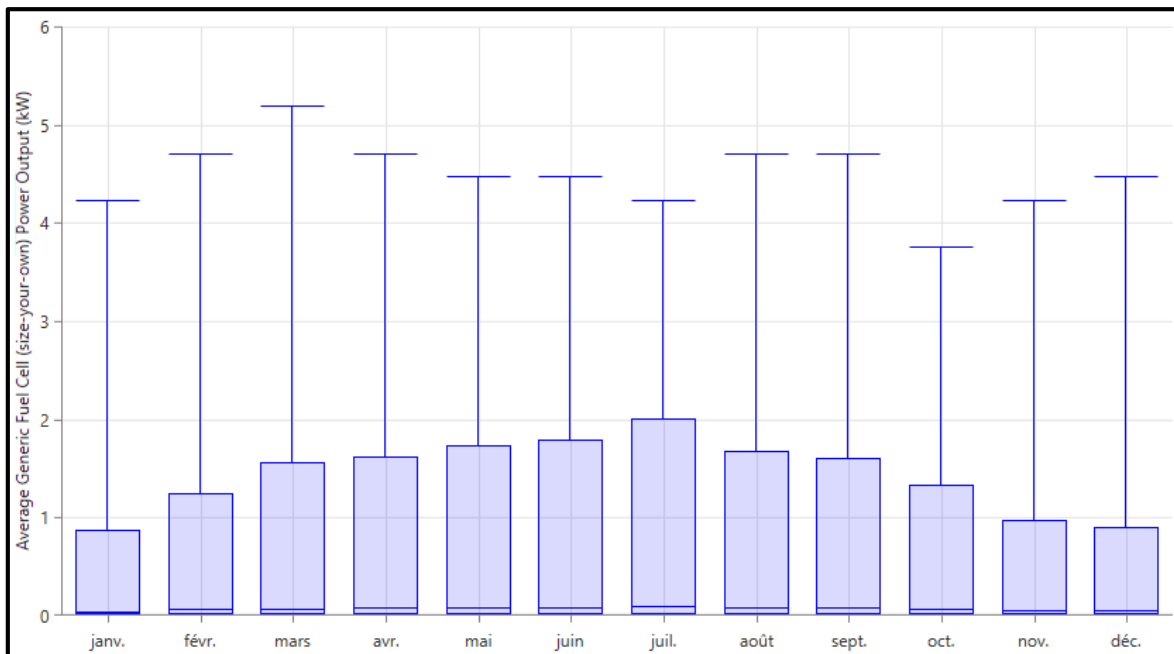


Figure IV.30 : Production énergétique mensuelle de la pile à combustible pour le système PV-FC.

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 Mars.

IV.3.3.c. Étude économique

Le coût de chaque élément du système est démontré dans la figure suivante.

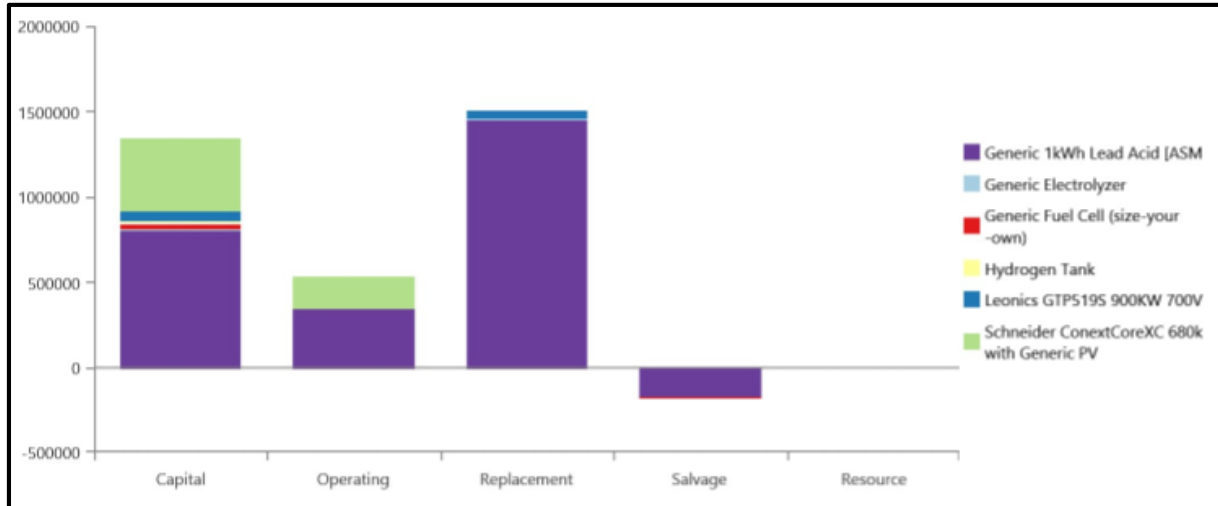


Figure IV.31 : Cout total du système.

Le TNPC du système est estimé à 3203150,00 €. En effet, sur tous les composants, les batteries offrent le plus haut TNPC avec 2441628 €, l'électrolyseur à le plus bas TNPC avec 8066,53 €. Comme les données de rayonnement solaire sont la variable la plus incertaine, l'effet d'une légère variation du rayonnement solaire est négligé sur le TNPC des systèmes.

Le système proposé peut produire 3 203 150 kWh/an d'énergie renouvelable à un coût moyen actualisé (COE) énergétique de 0,333 €/kWh.

Le tableau (IV.10) représente l'influence du taux d'intérêt et de la durée de vie de l'installation sur le prix du kWh du système.

Tableau IV.10 : Prix du kWh photovoltaïque en DA [86].

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

On remarque que le prix du kWh photovoltaïque augmente avec l'augmentation du taux d'intérêt et diminue avec l'augmentation de la durée de vie du système photovoltaïque.

IV.4. 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 Skikda est celle d'un système hybride composé d'un champ photovoltaïque, des aérogénérateurs et des piles à combustible.

Le tableau (IV.11) représente la comparaison des couts pour chaque scénario.

Tableau IV.11 : Comparaison entre les différents scénarios.

Système	TNPC [€]	COE [€/kWh]	Excès énergétique [kWh/an]
PV-W-FC	1 800 760,00	0.193	1146587
PV-FC	3 203 150,00	0.333	1514813
W-FC	1 854 670,00	0.198	23263143

Les systèmes hybrides PV-W-FC doivent être dimensionnés pour qu'elles fournissent de l'énergie continuellement durant toute l'année. D'après le tableau précédent on remarque que le système PV-W-FC est moins cher que les autres systèmes avec un TNPC de 1 800 760,00 € et cout moyen actualisé de 0.193 [€/kWh], avec un minimum excès énergétique d'une valeur de 1146587 [kWh/an].

IV.5. Émissions des gaz à effet de serre

Les quantités des gaz à effet de serre émis par chaque système sont représentées dans le tableau (IV.12).

Tableau IV.12 : Gaz à effet de serre émis par chaque scénario.

Émissions [kg/an]	CO ₂	CO	SO ₂	NO _x
PV-W-FC	0	0	0	0.00094
W-FC	0	0.0819	0	0.00819
PV-FC	0	0	0	0.00325

Les émissions de gaz à effet de serre sont généralement négligeables dans les systèmes hybrides PV-W-FC à cause du carburant utilisé qui est l'hydrogène produit par les électrolyses de l'eau par voie solaire et éolienne.

L'Oxyde de Nitrogène (NO_x) émis dépend de la quantité d'hydrogène consommée par les piles à combustible. Le tableau (IV.13) représente la quantité d'hydrogène consommée par chaque scénario.

Tableau IV.13 : Quantité annuelle d'hydrogène consommée par chaque scénario.

Scénario	PV-FC	W-FC	PV-W-FC
Quantité d' H_2 consommée [kg/an]	162	410	147

On remarque que la consommation d' H_2 est faible pour le système PV-W-FC en comparaison avec les autres scénarios ce qui prouve la quantité presque négligée des émissions des gaz de ce système.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une analyse technico-économique de la faisabilité de l'alimentation de l'université de Skikda par l'exploitation des énergies renouvelables. La solution proposée est économique et respecte à l'environnement (minimise les effets indésirables sur l'environnement). 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 éolienne. Les faibles émissions des gaz à effet de serre est l'avantage le plus important des trois installations.

CONCLUSION GENERALE

Le dimensionnement des systèmes hybrides PV-W-FC est important pour s'assurer que la production d'énergie est suffisante à la demande même pendant les périodes de faible production. Dans ce contexte le travail présenté dans cette thèse est la contribution d'un système hybride constitué des panneaux photovoltaïques, des aérogénérateurs et d'un système de stockage par hydrogène.

Le système étudié permet d'alimenter l'université de Skikda d'une façon continue, et cela pour la consommation enregistrée durant l'année 2019.

Pour résumer le bilan de notre travail, nous allons citer les principales étapes :

Le dimensionnement du système PV-W-FC est basé sur plusieurs critères tels que la consommation énergétique de l'université, les données météorologiques et caractéristiques techniques des équipements.

La procédure est basée sur l'utilisation du processus de vérification de la viabilité du système capable de répondre aux exigences de charge à l'aide du logiciel HOMER. Une conception adéquate est essentielle pour assurer la faisabilité du système au coût bas souhaité. Plusieurs combinaisons ont été simulées, et les NPC et COE ont été utilisés pour classer les configurations possibles.

L'analyse technico-économique a montré que l'installation basée sur un système hybride PV-W-FC est la plus économique (0.193 €/kWh). Il permet aussi l'exploitation de toutes les sources d'énergie renouvelable.

La technologie des panneaux photovoltaïques qui est très chère gêne l'installation d'un système PV-FC autonome (0.333 €/kWh), tandis que au potentiel éolien, l'excès énergétique est trop élevé par rapport aux autres configurations (23263143 kWh/an).

Le point positif commun entre les trois scénarios est que les émissions des gaz par effet de serre est presque négligeable ce qui entraîne à une réduction des impacts environnementaux.

Comme perspectives, à long terme, nous prévoyons d'améliorer le travail de diverses manières, à savoir :

- Utiliser des systèmes de gestion de l'énergie basés sur l'intelligence artificielle pour optimiser la production et la consommation en équilibrant la distribution entre le PV, l'éolienne et la pile à combustible,
- développer des technologies plus efficaces pour le stockage d'hydrogène et l'optimisation des panneaux solaires et des éoliennes,
- Introduction d'autres sources d'énergie renouvelable,
- Utiliser d'autres méthodes en comparant les résultats de chaque méthode,
- Validation expérimentale par l'installation de quelques SHER.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Sebbagh, T., Kelaiaia, R., Zaatri, A., Bechara, T., Abdelouahed, L. (2018). Investigation of the use of a central unique renewable energy system versus distributed units for crop irrigation. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20(10): 2365-2373. <https://dx.doi.org/10.1007/s10098-018-1599-y>
- [2] Rezaei, M., Dampage, U., Das, B.K., Nasif, O., Borowski, P.F., Mohamed, M.A. (2021). Investigating the impact of economic uncertainty on optimal sizing of grid-independent hybrid renewable energy systems. *Processes*, 9(8): 1468. <https://dx.doi.org/10.3390/pr9081468>.
- [3] Sebbagh, T. Contribution à l'optimisation dynamique des systèmes hybrides combinant énergies renouvelables et systèmes d'appoint. Thèse de doctorat en sciences en électromécanique (2019).
- [4] SKTM. (2016). Chiffres Clés 31 Décembre 2016. Available: <http://www.sktm.dz/page=article&id=64>
- [5] N'guessan, S.A., Agbli, K.S., Fofana, S., Hissel, D. (2020). Optimal sizing of a wind, fuel cell, electrolyzer, battery and supercapacitor system for off-grid applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(8): 5512-5525. <https://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.212>.
- [6] D. Abbes, "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome," Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs-Poitiers, 2012.
- [7] M. Fadaee and M. Radzi, "Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3364-3369, 2012.
- [8] M. Deshmukh and S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 235-249, 2008.
- [9] Ferrari, S., Zagarella, F., Caputo, P., Bonomolo, M. (2019). Assessment of tools for urban energy planning. *Energy*, 176: 544-551. <https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.054>

- [10] Boucenna, K , Sebbagh, T, Benchouia, N. Modeling, Optimization, and Techno-Economic Assessment of a Hybrid System Composed of Photovoltaic-Wind-Fuel Cell and Battery Bank. <https://doi.org/10.18280/jesa.560104>. 2023
- [11] L. Rotich, J. Kamau, J. Ndeda, and R. Kinyua, “Hybrid Power System Sizing and Design for Commercial Application in Kenya”, *Adv. J. Grad. Res.*, vol. 5, no. 1, pp. 33-42, Oct. 2018. Doi: 10.21467/ajgr.5.1.33-42
- [12] Eroglu, M., Dursun, E., Sevencan, S., Song, J., Yazici, S., Kilic, O. (2011). A mobile renewable house using PV/wind/fuel cell hybrid power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(13): 7985-7992. <https://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.01.046>
- [13] Gangwar, S., Bhanja, D., Biswas, A. (2015). Cost, reliability, and sensitivity of a stand-alone hybrid renewable energy system—A case study on a lecture building with low load factor. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(1): 013109. <https://dx.doi.org/10.1063/1.4906916>
- [14] Kalinci, Y., Hepbasli, A., Dincer, I. (2015). Technoeconomic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(24): 7652-7664. <https://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.147>
- [15] Sebbagh, T., Zaatri, A. (2016). Optimal sizing of a hybrid renewable energy system to feed a clinic in the region of Tamanrasset. *Third International Conference on Energy, Materials, Applied Energetics and Pollution. ICEMAEP2016*, October 30-31, 2016, Constantine, Algeria.
- [16] Karthick, A., Chinnaiyan, V.K., Karpagam, J., Chandrika, V.S., Kumar, P.R. (2021). Optimization of PV-wind hybrid renewable energy system for health care buildings in smart city. *Hybrid Renewable Energy Systems*, 183198. <https://dx.doi.org/10.1002/9781119555667.ch8>
- [17] Vendoti, S., Muralidhar, M., Kiranmayi, R. (2021). Techno-economic analysis of off-grid solar/wind/biogas/biomass/fuel cell/battery system for electrification in a cluster of villages by HOMER software. *Environment, Development and Sustainability*, 23(1): 351-372. <https://dx.doi.org/10.1007/s10668-01900583-2>
- [18] Babatunde, O., Denwigwe, I., Oyebode, O., Ighravwe, D., Ohiaeri, A., Babatunde, D. (2022). Assessing the use of hybrid renewable energy system with battery storage for power

generation in a University in Nigeria. *Environmental Science and Pollution Research*, 29(3): 4291-4310. <https://dx.doi.org/10.1007/s11356-02115151-3>

[19] Pedro P-Z, Juan L-G. Sensitivity analysis for a hybrid off-grid PV/DG/BATT system for the electrification of rural communities. *Diagnostyka* 2022;23(1): 2022103. <https://doi.org/10.29354/diag/145499>.

[20] Zegueur, A.; Sebbagh, T.; Metatla, A. A Techno-Economic Study of a Hybrid PV–Wind–Diesel Standalone Power System for a Rural Telecommunication Station in Northeast Algeria. *Eng. Proc.* 2023, 56, 25. <https://doi.org/10.3390/ASEC2023-15250>

[21] Aga, W.S., Legese, A.N., Tolche, A.D. *et al.* Rural electrification with hybrid renewable energy-based off-grid technology: a case study of Adem Tuleman, Ethiopia. *Energ. Ecol. Environ.* **8**, 420–438 (2023). <https://doi.org/10.1007/s40974-023-00290-9>.

[22] Amr A. Youssef, Shima Barakat, Elsayed Tag-Eldin, M.M. Samy.(2023).Islanded green energy system optimal analysis using PV, wind, biomass, and battery resources with various economic criteria. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101321>.

[23] Islam, M.M.M., Kowsar, A., Haque, A.K.M.M. *et al.* Techno-economic Analysis of Hybrid Renewable Energy System for Healthcare Centre in Northwest Bangladesh. *Process Integr Optim Sustain* **7**, 315–328 (2023). <https://doi.org/10.1007/s41660-022-00294-8>.

[24] Dekkiche, M., Tahri, T., Denai, M.,Techno-economic comparative study of grid-connected PV/reformer/FC hybrid systems with distinct solar tracking systems,Energy Conversion and Management: X,Volume 18,2023,100360,ISSN 2590-1745,<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100360>.

[25] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu, and H. Yang, “Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems,” *Applied Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 380–389, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>

[26] Bhandari B, Lee KT, Lee GY, Cho YM, Ahn SH. Optimization of hybrid renewable energy power systems : a review. *Int J Precis Eng Manuf Green, Technol* 2015 ;2(1) :99-112, *Energy* 2010 ;87 :380-9, *Phys* . 1984 ;34(5-6) :975-86.

[27] Anoune, Kamal & Bouya, Mohsine & Astito, Abdelali & Abdellah, Abdellatif Ben, 2018. "[Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review.](#)" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 93(C), pages 652-673.

- [28] Borowy, B. S. and Salameh, Z. M., "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 11, pp. 367-375, 1996.
- [29] Markvart, T., "Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems," *solar energy*, vol. 57, pp. 277-281, 1996.
- [30] Gonçalves, J. F., Mendes, J. J. and Resende, M. G. , "A genetic algorithm for the resource constrained multi-project scheduling problem," *European Journal of Operational Research*, vol. 189, pp. 1171-1190, 2008.
- [31] Sinha, S. and Chandel, S., "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 755-769, 2015.
- [32] Khan, F. A., Pal, N. and Saeed, S. H., "Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 937-947, 2018.
- [33] Lee T-Y, Chen C-L. Wind-photovoltaic capacity coordination for a time-of-use rate industrial user. *IET Renew Power Gener* 2009;3(2) :152.
- [34] Kashefi Kaviani, A., Riahy, GH., Kouhsari, SM., Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind /PV generating system, considering component outages. *Renew Energy* 2009;34(11) :2380-90.
- [35] Tezer, T., Yaman, R., Yaman G., Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems, *Renew Sustain Energy Rev* 2017;73 :840-53.
- [36] Katsigiannis, Y. A., Georgilakis, P. S. and Karapidakis, E. S., "Hybrid simulated annealing–tabu search method for optimal sizing of autonomous power systems with renewables," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, pp. 330-338, 2012.
- [37] Alsayed, M., Cacciato, M., Scarcella, G. and Scelba, G., "Design of hybrid power generation systems based on multi criteria decision analysis," *solar energy*, vol. 105, pp. 548-560, 2014.
- [38] Sinha, S. and Chandel, "Review of software tools for hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [39] <http://www.retscreen.net/fr/home.php>.

- [40] Kanellos, F., Tsouchnikas, A. I. et Hatziargyriou, N., «Micro-grid Simulation during Grid-Connected and Islanded Modes of Operation,» chez International Conference on Power Systems Transients, Montreal, Canada, 2005.
- [41] Chouder, A., Silvestre, S., Sadaoui, N. et Rahmani, L., «Modeling and Simulation of a Grid Connected PV System based on the Evaluation of Main PV Module Parameters,» Simulation Modelling Practice and Theory, vol. 20 , n° 11, pp. 46-58 , 2012.
- [42] Salam, Z., Ishaque, K. et Taheri, H., «An Improved Two-Diode Photovoltaic (PV) Model for PV System,» chez 2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India , New Delhi, 2010.
- [43] Bernal-Agustín, L. J. et Dufo-Lopez, R., «Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, n° 18, pp. 2111-2118, 2009.
- [44] Sebbagh, T. & Abdelouahed, A., “Etude de l'impact des facteurs Climatiques (Température, ensoleillement) sur la puissance des cellules photovoltaïques” . Proceedings of the 2nd scientific days Conference; 2014; ENSET Skikda, Skikda. Algeria; 2014.
- [45] Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A. et Kalaitzakis, K., «Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms.,» Solar Energy , vol. 80, n° 19, p. 1072–1088, 2006.
- [46] Belfkira, R. «Modélisation et optimisation de centrales multi-sources de production d'énergies électrique: application aux sites isolés,» Ph.D. Thesis, University of Le Havre, 2009.
- [47] Johnson, K. E., Pao, L. Y., Balas, M. J. et Fingersh, L. J., « Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture,» Control Systems, IEEE , vol. 26, n° 13, pp. 70-81., 2006.
- [48] Suvire, G. O. et Mercado, P. E., Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System, INTECH Open Access Publisher, 2010.
- [49] Okulov, V. L. et Kuik, G. A. van, «The Betz–Joukowsky limit: on the contribution to rotor aerodynamics by the British, German and Russian scientific schools,» Wind Energy,, vol. 15, n° 12, pp. 335-344, 2012.
- [50] DGO4, «Energie+Efficacité énergétique des bâtiments tertiaires,» [En ligne]. Available: <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16657>. [Accès le 05 05 2016].
- [51] Johnson, G., Wind energy systems, Manhattan KS: Electronic Edition., 2001.

- [52] Shanta, A. et Hanitsch, R., «Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean sea in Egypt,» *Renew Energy*, vol. 31, pp. 1183-1202, 2006.
- [53] Zhang, Y. et Ula, S., «Comparison and evaluation of three main types of wind turbines., 2008. T&# x00026; D. (pp. 1-6). IEEE.,» chez IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, IL, 2008.
- [54] Spera, D. A., *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, American Society of Mechanical Engineers, 1994.
- [55] Ashok, S. «Optimised model for community-based hybrid energy systems.,» *Renew Energy*, vol. 32, pp. 1155-1164, 2007.
- [56] Kolhe, M., Agbossou, K., Hamelin, J. et Bose, T. «Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with wind turbine in a stand alone renewable energy system based on hydrogen,» *Renew Energy*, vol. 28, pp. 727-742, 2003.
- [57] Habib, M., Said, S., El-Hadidy, M. et A.-Z. I., «Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system,» *Energy*, vol. 24, pp. 919-929, 1999.
- [58] El-Shatter, T., Eskander, M. et El-hagry, M. «Energy flow and management of a hybrid wind/PV/fuel cell generation system,» *Energy Convers Manage*, vol. 47, pp. 1264-1280, 2006.
- [59] Yang, H., Lu, L. et Byrnett, J., «Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong,» *Renew Energy*, vol. 28, pp. 1813-1824, 2003.
- [60] Yang, H., Lu, L. et Zhou, W., «A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation systems,» *Solar Energy*, vol. 81, pp. 76-84, 2007.
- [61] Abouzahr, I. et Ramakumar, R., «Loss of power supply probability of stand alone wind electric conversion systems: a closed form solution approach,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, n° 13, pp. 445-452, 1990.
- [62] Abouzahr, I. et Ramakumar, R., «An approach to access the performance of utility-interactive wind electric conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, n° 14, pp. 627-638, 1991.
- [63] Diaf, S., Belhamel, M., Haddadi, M. et Louche, A., «Technical and economical assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica Island,» *Energy Policy*, vol. 36, pp. 743-754, 2008.
- [64] Deshmukh, M. et Deshmukh, S., «Modelling of hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n° 11, pp. 235-249, 2008.

- [65] Chedid, R., Akiki, H. et Rahman, S., «A decision support technique for the design of hybrid solarewind power systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, n° 11, pp. 7683, 1998.
- [66] Powell, W., «An analytical expression for the average output power of a wind machine,» *Solar Energy*, vol. 26, n° 11, pp. 77-80, 1981.
- [67] Karaki, S. Chedid, R. et Ramadan, R., «Probabilistic performance assessment of autonomous solar wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n° 13, pp. 766-772, 1999.
- [68] Lu, L., Yang, H. et Burnett, J., «Investigation on wind power potential on Hong Kong Islands e an analysis of wind power and wind turbine characteristics,» *Renewable Energy*, vol. 27, pp. 1-12, 2002.
- [69] Borowy, B. et Salameh, Z., «Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, n°13, pp. 482-488, 1994.
- [70] Borowy, B. et Salameh, Z., «Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, n° 12, pp. 367-375, 1996.
- [71] Hocaoglu, F., Gerek, O. et Kurban, M., «A novel hybrid (wind-photovoltaic) system sizing procedure,» *Solar Energy*, vol. 83, pp. 2019-2028, 2009.
- [72] Ai, B., Yang, H., Shen, H. et Liao, X., «Computer-aided design of PV/wind hybrid system,» *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1491-1512, 2003.
- [73] Diaf, S., Diaf, B., Belhamel, M., Haddadi, M., et Louche, A., «A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system,» *Energy Policy*, vol. 35, pp. 5708-5718, 2007.
- [74] Maker, H., « Optimisation et gestion d'énergie pour un système hybride : association Pile à Combustible et Supe condensateurs“, Thèse Doctorat, Université De Technologie Belfort Montbéliard, 2008.
- [75] Madaci, B., Chenni, R., Kurt, E., Hemsas, K. E., “Design and control of a stand-alone hybrid power system”, *International Journal of Hydrogen Energy*, p. 1-1 2, 2016.
- [76] Nooshin, B., “Optimal management of hybrid PV/fuel cell/ battery power system: a comparison of optimal hybrid approaches”. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;42:3 77-93.
- [77] Sebbagh. T, « Contribution à l'optimisation dynamique des systèmes hybrides combinant énergies renouvelables et systèmes d'appoint ». Thèse de doctorat, université de Skikda, 2018.

- [78] Fadaee, M. and Radzi, M., "Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3364-3369, 2012.
- [79] Abbas, D., "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome," *Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs-Poitiers*, 2012.
- [80] Kazem, H. A., Al-Badi, H. A., Al Busaidi, A. S. and Chaichan, M. T., "Optimum design and evaluation of hybrid solar/wind/diesel power system for Masirah Island," *Environment, Development and Sustainability*, vol. 19, pp. 1761-1778, 2017.
- [81] <https://www.nrel.gov/international/homer>; checked on (November 2021).
- [82] Labouret, A., Villos, M. «énergie solaire photovoltaïque», DUNOD, France, 2^{ème} édition, 2005.
- [83] Labbé, J. « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », thèse de doctorat, l'Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [84] Soual, S., Brissaud-Delord, F., Gault, K. « Sécurité des électrolyseurs alcalins et à membrane échangeuse de protons ». Congrès Lambda Mu 23 “ Innovations et maîtrise des risques pour un avenir durable ” - 23e Congrès de Maîtrise des Risques et de Sûreté de Fonctionnement, Institut pour la Maîtrise des Risques, Oct 2022, Paris Saclay, France. hal-03876164.
- [85] El-Sharkh, M.Y., Tanrioven, M., Rahman, A., Alam, M.S. (2006). Cost related sensitivity analysis for optimal operation of a grid-parallel PEM fuel cell power plant. *Journal of Power Sources*, 161(2): 1198-1207. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.06.046>.