



Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur

Filière : Électrotechnique
Spécialité : Énergie et Environnement

Présenté par :

**BEN LAKEHAL Mohamed Amine
AMOURA Yahia**

Thème

**Dimensionnement optimal par essaim
particulaire et par algorithme génétique
d'un système énergétique hybride pour
l'alimentation du bloc administratif de
SARL BOUBLENZ.**

Soutenu publiquement, le 09/09/2020, devant le jury composé de :

Dr ABDI Sidi Md EL Amine	MCB	ESSA Tlemcen	Président
Dr BOUKLI HACENE Fouad	MCA	ESSA Tlemcen	Directeur de mémoire
Dr KERBOUA Abdelfettah	MCB	ESSA Tlemcen	Co- Directeur de mémoire
Dr CHEMIDI Abdelkarim	MCB	ESSA Tlemcen	Examineur 1
Dr BOUSMAHA Imen	MCB	ESSA Tlemcen	Examineur 2

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

سنة ١٤٢٠ هـ

Remerciements

Tout d'abord nous tenant à remercier Dieu, le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force, l'intelligence et la patience d'accomplir ce modeste travail.

On remercie sincèrement Monsieur Fouad Boukli Hacene et Monsieur Kerboua Abdelfatah ; respectivement Encadreur et Co Encadreur de ce travail ; ils se sont toujours montrés à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer.

On tient à exprimer nos plus vifs remerciements aux membres du jury :

*Mrs ABDI Sidi Md El Amine pour l'honneur qu'il nous a fait de bien vouloir présider ce jury.
Mrs CHIMIDI Abdelkrim et Mme BOUSMAHA Imene qui ont accepté d'examiner notre travail.*

On souhaite également remercier le directeur de la société « BOUBLENZA » Monsieur Chakib Boublenza ainsi que tout le personnel de la société pour leur aide et bon humeur permanant lors du stage effectué au sein de l'entreprise.

Merci à l'ensemble des enseignants du département électrotechnique qui ont veillé à notre formation durant notre parcours universitaire.

Dédicaces

A ma défunte cher grand-mère « RABIA »

A ma très cher mère,

Quoi que je fasse ou je te dise, je ne saurais point te remercier comme il se doit, ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mon très cher père,

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A mon très cher frère Nabil,

Pour ta présence, ton amour, tes sacrifices et ton encouragement durant toute mon parcours universitaire. Je te dis merci.

A mon très cher frère Khierdine et ma très cher sœur Meriem,

Puisse dieux vous donner santé, bonheur, courage et surtout réussite.

A mon binôme Amine

Pour ton dur travail effectué dans de cette thèse ainsi que dans l'ensemble des travaux que nous avons effectué auparavant

A mes deux camarades frères el hor & bentoura

Pour votre présence, soutien et Amitiés, je vous souhaite le bonheur, la joie et la réussite dans votre carrière professionnelle et personnel

YAHIA

Dédicaces

À mes chers parents

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consentis pour mon instruction et mon bien-être,

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagnera toujours,

Merci à vous deux encore mille fois. Que Dieu le plus puissant vous garde et vous procure la santé, le bonheur et la longue vie.

À ma chère sœur

En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance, je te souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le tout puissant, te protège et te garde.

*À toute la famille **BEN LAKEHAL** et **SEDKAOUI***

*À mes amis de toujours **Fayçal, Hocine, Samy, Sarah, Abdeldjalil, Abderrahim***

*À mon binôme **Yahia***

Merci pour tes efforts, ta patience et pour tous les moments où nous avons cassé de la verrerie.

Je tiens à présenter mes reconnaissances et mes remerciements

À tous ceux ou celles qui me sont chers et que j'ai omis involontairement de citer,

À ceux qui consacrent leur existence pour rendre ce monde meilleur.

Amine

Résumé

Les problèmes énergétiques actuels et la demande croissante en énergie ont donné naissance aux systèmes hybrides énergétiques à base d'énergies renouvelable (SEHER). Une complémentarité entre les différentes sources renouvelables comme l'éolienne et les systèmes photovoltaïques représente une solution potentielle pour faire face à ces défis. D'autre part, plusieurs obstacles font face à la progression de l'énergie renouvelable et ont toujours fait que ces dernières soient un sujet de débat et une solution d'avenir sans réagir et à concrétiser leurs implémentations dans la pratique. En effet, afin d'augmenter et de développer la fiabilité de ces systèmes il s'est avéré nécessaire de trouver de nouvelles solutions en s'intéressant à un problème majeur concernant le dimensionnement optimal des systèmes multi-sources à base d'énergies renouvelables.

Afin d'atteindre la conception du système on doit passer par une étape cruciale qui est le dimensionnement. Cette phase doit être optimale et doit répondre aux contraintes imposées par le bénéficiaire du système multi-source concernant la consommation énergétique de la charge, et le côté économique en garantissant un coût d'investissement optimal et un délai de récupération réduit. Ce dernier point est une clé principale pour authentifier, d'un point de vue économique, l'attractivité des solutions à base d'énergie renouvelable.

Le travail présenté dans ce mémoire représente un cas d'étude réel de dimensionnement d'un bloc administratif de l'usine de SARL BOUBLENZA situé à Tlemcen, Algérie. La contribution de notre travail réside dans le développement d'un programme de dimensionnement basé sur des approches d'optimisations évolutionnaires à base d'algorithmes métaheuristiques originaux (PSO) et (AG), dont les résultats permettent d'avoir la configuration la plus optimale concernant la taille du SEH tout en obéissant à l'aspect économique et aux contraintes liées à la problématique.

Mots clés :

Energies Renouvelables, Système Multi-source, Dimensionnement, Optimisation, Algorithme Génétique, Optimisation Par Essaim Particulier, Système Énergie Hybride.

Abstract

The current energy problems and the increasing demand for energy have given way to Renewable Energy Hybrid Energy Systems. A complementarity between different renewable sources such as wind power and photovoltaic systems represents a potential solution to deal with the challenge of intermittency. On the other hand, several obstacles are facing the progression of renewable energy and have always made renewable energy a subject of debate and a solution for the future without reacting and concretizing their implementation in practice. Indeed, in order to increase and develop the reliability of systems it has become necessary to find new solutions by focusing on a major problem concerning the optimal sizing of multi-source systems based on renewable energies.

In order to achieve the system conception we have to go through a crucial step which is the sizing. This phase must be optimal and must satisfy the constraints imposed by the owner of the multi-source system regarding the energy consumption of the load, and the economic side by ensuring an optimal investment cost and a reduced pay-back period. This last point is a main key to authenticate, from an economic point of view, the attractiveness of renewable energy solutions.

The work presented in this thesis represents a real study case for the sizing of an administrative block of the SARL BOUBLENTA factory located in Tlemcen, Algeria. The contribution of our work consists in the development of a sizing software based on evolutionary optimization approaches using original metaheuristic algorithms (PSO) and (AG), whose results allow to have the most optimal configuration concerning the size of the hybrid energy system while satisfying the economic aspect and the constraints related to the problem.

Keywords :

Renewable Energies, Multi-source System, Sizing, Optimization, Genetic Algorithm (GA), Particle Swarm Optimization (PSO), Energy Hybrid System.

ملخص

أدت أنظمة الطاقة الحالية والطلب المتزايد على الطاقة إلى ظهور أنظمة الطاقة المتجددة الهجينة. يمثل التكامل بين المصادر المتجددة المختلفة مثل توربينات الرياح والأنظمة الكهروضوئية حلاً محتملاً لمواجهة تحدي التقطع. من ناحية أخرى تقدم الطاقات المتجددة يواجه العديد من العوائق جعلتها دائماً موضع نقاش وحل للمستقبل دون رد فعل وتجسيد تنفيذها عملياً. بالتالي، من أجل زيادة الموثوقية وتطويرها، أصبح من الضروري إيجاد حلول جديدة من خلال معالجة مشكلة كبيرة تتعلق بالتصميم للأنظمة متعددة المصادر على أساس الطاقات.

من أجل تحديد أبعاد النظام يجب أن نذهب من خلال خطوة حاسمة وهي التصميم. يجب أن تكون هذه المرحلة مثالية وتفي بالقيود التي يفرضها المستفيد من النظام متعدد المصادر مثل استهلاك الطاقة وضمان سعر الطاقة الأمثل الذي يمثله عائد الاستثمار في وقت قصير. تمثل هذه النقطة الأخيرة مفتاحاً لزيادة جاذبية الحلول القائمة على الطاقات المتجددة. يمثل العمل المقدم في هذه الأطروحة حالة دراسة حقيقية لتحجيم كتلة إدارية لمصنع متواجد بتلمسان بالجزائر.

يساهم عملنا في تطوير برنامج للتحجيم معتمداً على التحسين التطوري مستندا في ذلك على خوارزميات فوقية مقترحة حيث أن النتائج تمكننا من الحصول على تركيبة حسنة في ما يخص حجم نظام الطاقة الهجين من خلال مراعاة الجانب الاقتصادي والقيود المتعلقة بالجانب التقني للحالة المدروسة.

الكلمات المفتاحية : الطاقة المتجددة، نظام متعدد المصادر ، تصميم ، الخوارزمية الجينية، تحسين سرب الجسيمات، أنظمة هجينة.

Table des matières

Table des matières

Introduction générale	20
I Généralités sur les différentes sources d'énergies renouvelables	25
I.1 Introduction	26
I.2 Secteur énergétique en Algérie	26
I.2.1 La production électrique à base d'énergies fossiles en Algérie	29
I.2.2 La consommation énergétique en Algérie	30
I.3 Les énergies renouvelables	32
I.3.1 Généralités	32
I.3.2 Les types prédominants d'énergies renouvelables	33
I.3.2.1 Energie solaire	33
I.3.2.2 Energie éolienne	39
I.3.3 Potentiel énergétique en Algérie	42
I.3.3.1 Potentiel solaire	42
I.3.3.2 Potentiel éolien	43
I.4 Les systèmes hybrides	44
I.4.1 Classification des systèmes hybrides	45
I.4.1.1 Le régime de fonctionnement	45
I.4.1.2 la structure du système	45
I.4.1.3 la gamme de puissance	46
I.4.2 Schéma général d'un système hybride	46
I.4.3 La stratégie de gestion de l'énergie des systèmes hybrides	47
I.4.3.1 Gestion de stockage	47
I.4.3.2 Gestion de charge	47
I.4.4 Les différentes combinaisons majeures d'un système hybride	48
I.4.4.1 <i>Configuration en bus CC</i>	49
I.4.4.2 <i>Configuration en bus CA</i>	50
I.4.4.3 <i>Configuration en bus CA/CC</i>	50

I.5	Conclusion	53
II	Modélisation et formulation de la problématique	54
II.1	Introduction	55
II.2	Objectifs	55
II.3	Modélisation des générateurs de production	56
II.3.1	Modélisation du panneau photovoltaïque	56
II.3.2	Modélisation d'énergie éolienne	59
II.3.3	Modélisation du groupe diesel	60
II.3.4	Modélisation du système de stockage	62
II.3.4.1	Première étape : Dimensionnement de la capacité du parc	62
II.3.4.2	Deuxième étape : Modélisation de L'EDC de la batterie	63
II.3.5	Modélisation des convertisseurs	65
II.4	Architecture de la configuration du SEH	66
II.5	Problématique et fonction objective	67
II.5.1	Le coût d'achat du système	67
II.5.2	Le coût de maintenance	68
II.5.3	Le coût de renouvellement	68
II.5.4	Le coût total	69
II.5.5	Les contraintes	70
II.6	Les méthodes d'optimisation	70
II.6.1	Les méthodes déterministes	70
II.6.2	Les méthodes stochastiques	71
II.6.2.1	Les algorithmes génétiques (AG)	71
II.6.2.2	L'optimisation par essaims particulaires (PSO)	73
II.7	Conclusion	76
III	Résultats et discussions	77
III.1	Introduction	78
III.2	Présentation du site	78
III.3	Potentiel énergétique du site	79
III.3.1	Potentiel solaire	82
III.3.2	Profil de la température	84
III.3.3	Potentiel éolien	85
III.3.4	Profil de consommation	88
III.4	Résultats et discussions	89

III.4.1 Scénario 1 : Valeurs de consommation maximale	89
III.4.1.1 Cas 1 : Charge avec autonomie	90
III.4.1.2 Cas 2 : Charge sans autonomie	95
III.4.2 Scénario 2 : Valeurs de consommation moyenne	101
III.4.2.1 Cas 1 : Charge avec autonomie	101
III.4.2.2 Cas 2 : Charge sans autonomie	105
III.5 Synthèse	110
III.6 Conclusion	114
Conclusion générale et perspectives	115
Bibliographie	118
Annexes	124
A Les caractéristiques des modules utilisés	125
B Les algorithmes	132

Table des figures

Table des figures

I.1	Population sans accès à l'électricité, par région ou pays (2010-2016).	27
I.2	Production de gaz naturel (en millions de tonnes), Algérie.	28
I.3	Production de pétrole (en millions de tonnes), Algérie.	28
I.4	Consommation d'électricité en kWh par personne, Algérie.	29
I.5	Emission des gaz à effet de serre en équivalent de CO ₂ , Algérie.	29
I.6	Production d'électricité à partir de gaz naturel, Algérie.	30
I.7	Les 5 sources d'énergies renouvelables.	32
I.8	Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM. . .	34
I.9	La répartition des différents types d'énergies à base d'énergie solaire.	34
I.10	Formation des paires électrons-trous.	35
I.11	Schéma de fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque.	35
I.12	Conversion d'énergie solaire photovoltaïque en énergie électrique.	36
I.13	Evolution mondiale de la capacité du système PV installée (2007-2017).	37
I.14	Centrale solaire parabolique.	38
I.15	Centrale solaire à tour.	38
I.16	Centrales cylindro-paraboliques.	39
I.17	Principe de la conversion d'énergie éolienne.	40
I.18	Exemple de système éolien de type aérogénérateur.	41
I.19	Dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.	41
I.20	Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale. . .	43
I.21	Atlas satellitaire de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie.	44
I.22	Classification des systèmes hybrides.	45
I.23	Schéma général d'un système hybride multi-sources.	46
I.24	Diagramme exemple de priorité des charges.	48
I.25	Architecture de la configuration à bus CC.	50
I.26	Architecture de la configuration à bus CA.	50
I.27	Architecture de la configuration à bus CC/CA.	52
II.1	Modèle simplifié de la cellule photovoltaïque.	56

II.2	Modèle standard de la cellule photovoltaïque.	57
II.3	Architecture de la configuration du SEH	66
II.4	Le croisement unitaire.	72
II.5	La mutation.	72
II.6	Organigramme de l'algorithme génétique.	73
II.7	Trajectoire d'une particule.	74
II.8	Organigramme du PSO.	75
III.1	Image satellitaire du site SARL BOUBLENZ A	79
III.2	Les mesures journalières prises dans le site (Exemple du 13/02/2020).	80
III.3	Pyranomètre.	80
III.4	Compteur d'énergie électrique Himel DTS607 pour la mesure sur le site	81
III.5	Les quatre coins de mesure de l'irradiation solaire autour du bloc.	83
III.6	L'éclairement solaire horaire moyen durant la journée.	83
III.7	La puissance photovoltaïque d'un module durant la journée.	84
III.8	La température horaire moyenne durant la journée.	85
III.9	La vitesse du vent horaire moyenne durant la journée.	86
III.10	La densité de la puissance du vent durant la journée.	86
III.11	La densité du vent horaire durant la journée	87
III.12	Profil vertical de la vitesse du vent du site.	88
III.13	Profil de charge moyen horaire durant une journée.	88
III.14	Profil de charge horaire durant la journée du 19/02/2020.	89
III.15	Organigramme de la démarche d'optimisation du premier cas.	90
III.16	Résultats de simulation sur Matlab pour le premier cas du premier scénario.	91
III.17	Graphe de convergence du coût avec le PSO.	92
III.18	Graphe de convergence du coût avec l'AG.	92
III.19	EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.	93
III.20	EDC du parc de batteries en fonctionnement autonome	93
III.21	Evaluation économique dans les 20 prochaines années.	95
III.22	Organigramme de la démarche d'optimisation du SEH du second cas.	96
III.23	Résultats de simulation sur Matlab pour le second cas du premier scénario.	97
III.24	Graphe de convergence du coût avec le PSO.	98
III.25	Graphe de convergence du coût avec l'AG.	98
III.26	Tracé de variation du dimensionnement des batteries.	99
III.27	EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.	99
III.28	Évaluation économique dans les 20 prochaines années.	100

III.29	Résultats de simulation sur Matlab pour le premier cas du second scénario.	102
III.30	Graphe de convergence du coût avec le PSO.	102
III.31	Graphe de convergence du coût avec l'AG.	103
III.32	EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.	103
III.33	EDC du parc de batteries en fonctionnement autonome.	104
III.34	Evaluation économique durant 20 ans de fonctionnement.	105
III.35	Résultats de simulation sur Matlab pour le second cas du second scénario.	106
III.36	Graphe de convergence du coût avec le PSO.	107
III.37	Graphe de convergence du coût avec l'AG.	107
III.38	Tracer de variation du dimensionnement des batteries.	108
III.39	EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.	109
III.40	Evaluation économique durant 20 ans de fonctionnement.	110
III.41	Evaluation économique en cas d'application en Algérie.	112
III.42	Graphe de comparaison de la vitesse de convergence du PSO et de l'AG.	113
A.1	Différents types de panneaux photovoltaïques selon le rendement et les dimensions.	126
A.2	Spécification du panneau choisi.	127
A.3	Diférentes types d'éoliennes disponible selon la gamme de puissance.	128
A.4	Caractéristiques du groupe diesel choisi.	128
A.5	les specifications du système de stockage.	129
A.6	Caractéristique de déchargement du système de stockage.	129
A.7	Caractéristique de chargement du système de stockage.	130
A.8	Caractéristiques du convertisseur choisi.	131

Liste des tableaux

Liste des tableaux

I.1	Consommation de l'énergie électrique en Algérie par habitant.	31
I.2	Statistiques des degrés d'ensoleillement par zones.	43
I.3	Classification des systèmes hybrides selon la gamme des puissances.	46
II.1	Les caractéristiques du panneau photovoltaïque	58
II.2	Les caractéristiques de l'éolienne	60
II.3	Les caractéristiques du groupe diesel	62
II.4	Les caractéristiques du system de stockage	65
II.5	Les caractéristiques du convertisseur	66
III.1	Valeurs moyennes des différentes mesures prises sur le site.	82
III.2	Résultats du scénario 1 avec autonomie.	91
III.3	Résultats du scénario 1 sans autonomie.	97
III.4	Résultats du scénario 2 avec autonomie.	101
III.5	Résultats du scénario 2 sans autonomie.	106
III.6	Récapitulatif des résultats obtenus.	111
III.7	Résultats en cas d'application en Algérie.	112

Liste d'abréviation

Liste d'abréviation

AG	Algorithme génétique
AM	Masse d'Air
BFGS	La formule de Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
CO2	Dioxyde de Carbone
DFP	La formule de Davidon-Fletcher-Powel
EDC	État De Charge
ER	Énergie Renouvelable
GES	Gaz à Effet de Serre
GNC	Gaz Naturel Comprimé
GPLc	Gaz de Pétrole Liquéfié carburant
HT	Hors Taxes
MS	Multi Sources
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
PDD	Profondeur De Déchargement de la batterie
PSO	Optimisation par Essaims Particulaires
PV	Photovoltaïque
SEH	Système d'Énergie Hybride
SHSER	Système Hybride à Sources d'Énergie Renouvelables
SH	Système Hybride

Nomenclature

Δ_t	Pas de simulation
ϵ	Chute de tension maximale
η	Rendement instantané du module photovoltaïque
η_{bat}	Rendement de la batterie
η_{ond}	Rendement de l'onduleur
η_r	Rendement de référence du module photovoltaïque
γ	Coefficient de température
$\overrightarrow{G}_{best}$	Vecteur de la meilleure position des particules
$\overrightarrow{P}_{besti}$	Vecteur de la meilleure position d'une particule
\overrightarrow{v}_i	Vecteur vitesse de la particule
\overrightarrow{X}_i	Vecteur position de la particule
ρ	Résistivité du matériau conducteur
θ	Angle de pénétration
C	Capacité nominale de la batterie
C_a	Coût d'achat
C_m	Coût de maintenance
C_r	Coût de renouvellement
C_t	Coût total
E_d	Énergie demandée
E_{pr}	Énergie produite
EDC_{max}	Limite supérieure de chargement
EDC_{min}	Limite inférieure de déchargement
EDC_t	État De Charge instantanée de la batterie
G	Irradiation globale
G_{best}	Coût total

K	Nombre de renouvellement
K_t	Coefficient de température de la capacité
$N_{éo}$	Nombre d'éoliennes
N_j	Autonomie réserve en jours
N_{pv}	Nombre de modules photovoltaïques
$P_{éo}$	Puissance produite par l'éolienne
P_{die}	Puissance produite par le générateur diesel
P_d	Profondeur de décharge
P_{load}	Puissance de la charge
P_{pv}	Puissance produite par un seul module photovoltaïque
S	Surface
T	Durée de vie du système
T_0	La température standard
T_a	Température ambiante
T_c	Température du module photovoltaïque
v	Vitesse instantanée de l'éolienne
v_c	Vitesse de coupure de l'éolienne
v_d	Vitesse de démarrage de l'éolienne
v_i	Vitesse de vent mesurée à 10m
v_n	Vitesse nominale de l'éolienne

Introduction générale

Introduction générale

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles accompagnées avec l'accumulation de ses problèmes environnementaux et suite à la prise de conscience mondiale des enjeux liés à l'énergie, les sources d'énergie renouvelables font l'objet d'un regain d'intérêt ces dernières années. Ce début de siècle sera sans doute accentué par l'évolution rapide des technologies liées à la production d'énergie d'origine renouvelable. En effet, ces dernières bénéficient de trois avantages essentiels leur permettant de répondre aux principaux problèmes énergétiques actuels. Premièrement, les sources d'énergies renouvelables peuvent être considérées comme inépuisables, tout du moins à l'échelle de vie humaine, car elles utilisent des flux énergétiques naturels comme le soleil ou la biomasse, contrairement aux énergies conventionnelles de la planète (gaz naturel, pétrole, charbon et uranium) après leurs pronostiques d'épuisements. Deuxièmement, la satisfaction des besoins énergétiques des personnes n'avons pas accès à l'électricité, à cause de de la distribution non uniforme des ressources conventionnelles d'énergie d'une part, et une consommation non uniforme d'autre part. Une partie remarquable de la population mondiale n'a pas accès à l'énergie (environ 11,151% ou 851 millions de personnes) [1], ce qui engendre une limitation importante pour leurs développements. En contrepartie, ces besoins lacunaires peuvent être couverts par une génération distribuée assurée par des systèmes à énergie renouvelable. Le troisième avantage permet de répondre à la problématique du réchauffement climatique en évitant les effets néfastes à mentionner l'effet de serre, le trou d'ozone stratosphérique etc. Car, les énergies renouvelables rejettent moins de polluants pendant leurs utilisations, contrairement aux énergies conventionnelles qui contribuent énormément à ce massacre environnemental à travers la production d'électricité. Ainsi, en réduisant l'énergie produite à partir des sources classiques tout en augmentant la part des ER, ceci abaissera les émissions et leurs conséquences sur l'environnement et respectera la politique du développement durable.

Cependant, malgré l'avancement de la technologie et le développement mondial, les sources d'énergie renouvelables ne représentent pas une solution universelle pour tous les problèmes présents d'approvisionnement en électricité. Cela revient à plusieurs raisons, parmi ces dernières on

trouve la critique pour leur faible efficacité énergétique par rapport à la source conventionnelle, à court terme les énergies renouvelables entraînent un surcoût et, le retour sur investissement prend un temps considérable. En Algérie le prix d'une source conventionnelle proposé par les grands distributeurs d'électricité est le mieux choisi (évalué à 4.179 DA/kWh) grâce à la forte subvention de l'Etat [2]. Cependant le coût des énergies renouvelables, présente de 5 à 6 fois le prix d'électricité produite par les sources conventionnelles. Mais, le problème crucial reste l'intermittence de puissance garantie provenant des générateurs, convertissant le potentiel énergétique primaire en électricité, ceci est dû au caractère stochastique des variations de la source originale solaire ou éolienne. Ces variations sont à l'origine causées par le cycle jour-nuit, des nuages dans le ciel ou autres obstacles. Ceci influera sur la régulation des réseaux électriques qui ne sont pas conçue pour supporter une production brusquement variables. Donc utiliser une seule source d'énergies renouvelables peut induire à une discontinuité de production de sorte à ne pas répondre aux besoins croissants de la charge. Néanmoins, il est décisif d'avoir recours aux énergies renouvelables pour les raisons déjà citées auparavant, et afin de palier au problème d'intermittence des sources renouvelables, d'autres éléments sont associés à ces derniers notamment pour le stockage d'énergie. C'est ainsi que des systèmes hybrides couplant différentes sources et moyens de stockage sont nées [3].

L'utilisation d'un système hybride combinant différentes sources, tels que les systèmes d'énergie renouvelable (SER), les générateurs à combustibles, le réseau de distribution et les systèmes de stockage, est communément considéré comme solution pour l'avenir, du moment de sa fiabilité et de son efficacité. Afin d'accroître l'intérêt et d'améliorer la fiabilité d'un tels système, il est important d'apporter de nouvelles solutions et de s'adresser au problème primordial traité dans ce travail. Ce dernier est celui du dimensionnement des systèmes hybrides. En effet, durant la conceptualisation du système, ce dernier doit passer par une phase de dimensionnement et qui, de sorte à être optimal doit non seulement obéir aux contraintes imposées par les utilisateurs du système, mais aussi de garantir un coût d'investissement minimum. Ce dernier point est une clé principale pour authentifier, d'un point de vue économique, l'attractivité des solutions à base d'énergie renouvelable.

Ce type de problème fait appel la plus part du temps au domaine d'optimisation. Un problème d'optimisation est défini par un ensemble de variables, une fonction objective et un ensemble de contraintes. L'espace de recherche est considéré comme étant l'ensemble regroupant les solutions existantes du problème. Résoudre ce dernier consiste à déterminer la ou les meilleures solutions soit en minimisant ou maximisant la fonction objective soumise par le pro-

blème, tout en respectant les contraintes définies par l'utilisateur. La résolution des problèmes d'optimisation est parfois difficile voire impossible, et leur résolution dans un temps raisonnable nécessite des outils adéquats et sophistiqués. Parmi ces outils, les métaheuristiques s'avèrent être les moyens idéaux destinés pour la résolution des problèmes de dimensionnement, plus précisément, l'algorithme génétique (AG) et l'optimisation par essaim particulaire (PSO). L'objectif de ce mémoire est de présenter une méthodologie et de contribuer à un dimensionnement optimal d'un système d'énergie hybride pour l'usine de SARL BOUBLENTA situant à Tlemcen, Algérie. Les techniques (AG) et (PSO) sont employées pour identifier la configuration optimale de la taille du système énergétique qui garantira l'approvisionnement en énergie électrique pour le bloc d'administration de l'usine sans interruption. La présentation de ce travail est scindée en trois chapitres.

Le premier chapitre analyse le contexte énergétique mondial, en évoquant plus précisément celui de l'Algérie. Nous décrirons ainsi, le contexte de la production d'énergie électrique issue des sources renouvelables. Ensuite, nous définissons les systèmes énergétiques hybrides en introduisant les différentes technologies actuelles et les techniques de gestion de ce dernier.

Le second chapitre sera dédié à la modélisation des différents générateurs du système, les convertisseurs et le système de stockage et de mettre en évidence leurs modèles mathématiques utilisés tout au long de ce travail. Ensuite, on choisit les modèles adoptés à l'étude selon leurs caractéristiques opérationnelles et l'aspect économique. Enfin, nous définissons et expliquons la problématique et le modèle utilisée en présentant la fonction objective et les contraintes qui lui obéissent.

Dans le troisième chapitre nous analyserons en détails le potentiel énergétique solaire et éolien du site d'étude ainsi que le profil de consommation du bloc d'administration de l'usine. Ensuite, on élabore les algorithmes adéquats en leurs introduisant les données météorologiques et les paramètres initiales de fonctionnement sous la plateforme de programmation Matlab. Enfin, une étude économique sera faite et les résultats de simulation seront présentés, analysés et discutés afin de montrer la fiabilité de notre travail.

Chapitre I

Généralités sur les différentes sources d'énergies renouvelables

I.1 Introduction

Les enjeux climatiques tels que ; l'effet de serre et les émissions de CO₂ imposent un développement de nouvelles sources d'énergies alternatives. Les énergies renouvelables présentent une meilleure option pour notre environnement ; afin de réduire le réchauffement climatique ; l'émission du gaz carbonique ainsi que la pollution. Cela mène à une prise de conscience mondiale des enjeux liés à l'énergie.

Les sources d'énergie renouvelables font l'objet d'un gain d'intérêt ces dernières années qui bénéficient de plusieurs avantages : elles sont gratuites, écologiques et disponibles. Dans le même cadre, on a la diminution des ressources énergétiques fossiles ; l'augmentation considérable des besoins en énergie, les difficultés d'approvisionnement, le poids du secteur énergétique dans l'industrie incitent de choisir des nouveaux modèles adéquats de production et de consommation d'énergie. L'exploitation des énergies renouvelables permet de fournir de l'électricité aux sites isolés et d'éviter la création de nouvelles lignes [4]. Ce sont les raisons pour lesquelles la plupart des états font des énergies renouvelables une priorité de leur politique énergétique.

Dans ce chapitre on va présenter des généralités sur les différentes sources d'énergies renouvelables

I.2 Secteur énergétique en Algérie

L'énergie électrique est un facteur essentiel de l'évolution et de développement des sociétés industriels afin d'améliorer les conditions de vie. Elle est devenue indispensable par la multiplicité des domaines d'activité où elle est demandée. A cet effet ; elle doit être produite, transportée, et distribuée d'une façon permanente. Selon « *The Office of Technology Assessment* » du Congrès Américain, les réserves mondiales connues de pétrole seront épuisées en 2037, et parallèlement, la forte croissance de la population prévue dans les années va générer l'augmentation des besoins en électricité avec les soucis de pollution et de changement climatique. Toutes ces perspectives ont encouragé le grand public à s'orienter vers les énergies renouvelables qui englobent entre autre l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la biomasse [5]. La figure I.1 : représente la population n'ayant pas accès à l'électricité, par région ou pays (2010-2016).

En Algérie ; le secteur économique de l'énergie électrique occupe une place prédominante dans l'économie. Il faut noter que, les hydrocarbures à eux seuls représentent 60% des recettes du budget et 98% des recettes d'exportation. L'Algérie est en 2015 le 18e producteur de pétrole, le 10e producteur de gaz naturel et le 6e exportateur de gaz naturel au monde. L'État Algérien commence à envisager des solutions écologiques en investissant dans les énergies renouvelables.

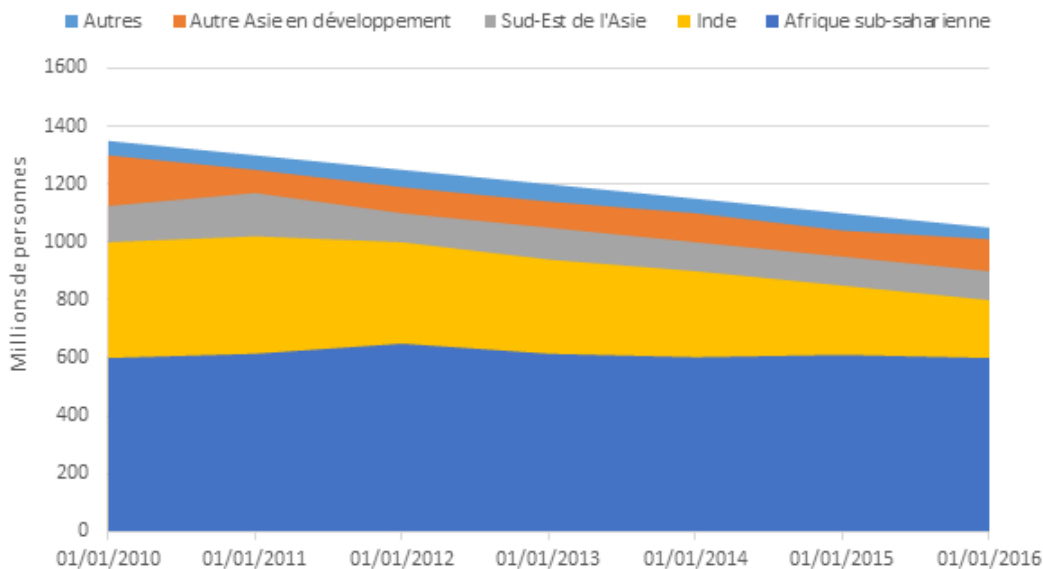


FIGURE I.1 – Population sans accès à l'électricité, par région ou pays (2010-2016) [1].

A cet effet ; le pays amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire ; l'éolien et leurs utilisations pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, le pays s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. 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 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent. Ainsi ; le programme d'efficacité énergétique actualisé vise à réaliser des économies d'énergies à l'horizon 2030 de l'ordre de 63 millions de TEP (Tonne d'Équivalent Pétrole), pour l'ensemble des secteurs (bâtiment et éclairage public, transport, industrie) et ce, en introduisant l'éclairage performant, l'isolation thermique et les chauffe-eau solaires, les carburants propres (GPLc et GNc), et les équipements industriels performants. Le programme de l'efficacité énergétique permettra de réduire les émissions de CO₂ de 193 millions de tonnes [6].

Avant la révolution industrielle, les sources d'énergies étaient toutes renouvelables (bois, moulins, et humaine dont les esclaves, l'armée et les salariés). La situation actuelle est très différente ; les énergies fossiles, beaucoup mieux adaptées aux besoins de l'industrie et très peu chères qui ont permis aux pays d'accumuler rapidement une richesse et une croissance économique. Ces énergies, non-renouvelables, ont été consommées sans aucune restriction pour

alimenter un productivisme destructeur mais très rentable. Les figures I.2 et I.3 : représentent la production de gaz naturel et de pétrole (en millions de tonnes), en Algérie.

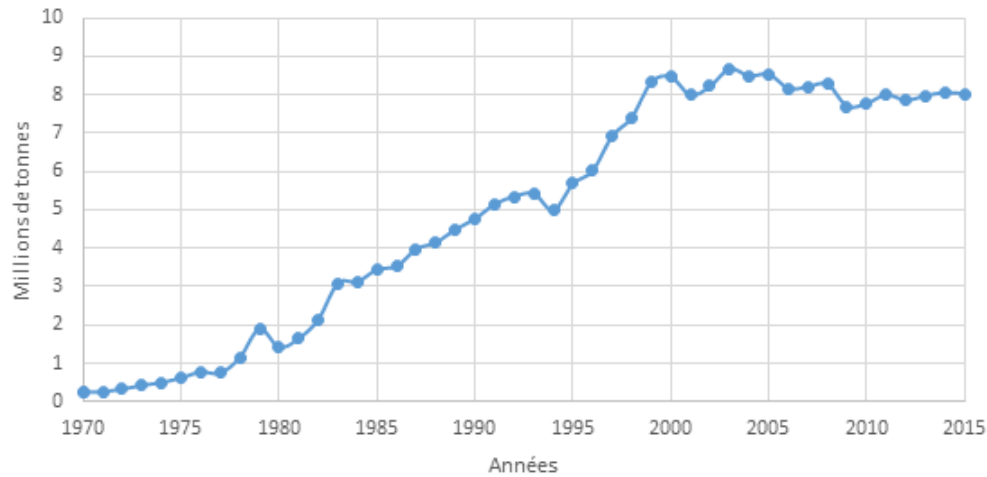


FIGURE I.2 – Production de gaz naturel (en millions de tonnes), Algérie [7].

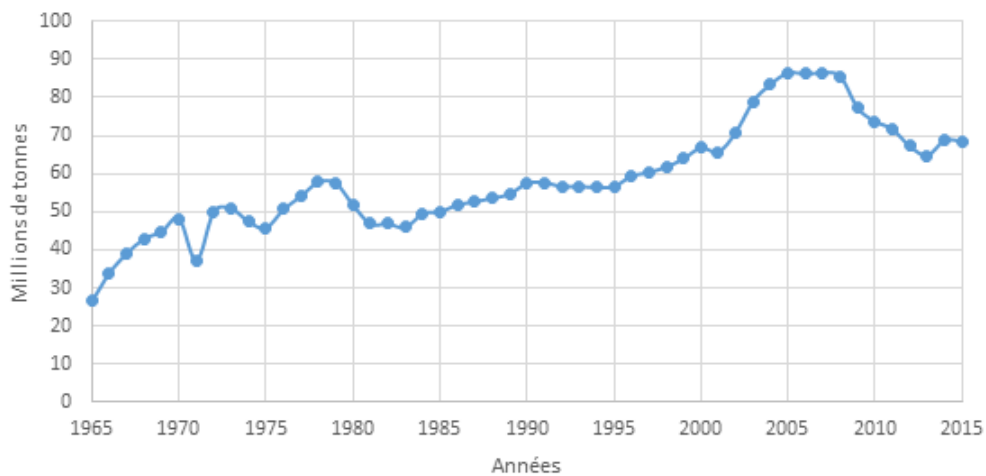


FIGURE I.3 – Production de pétrole (en millions de tonnes), Algérie [7].

La production et la consommation d'énergie, y compris dans le secteur de l'électricité, sont tirées des hydrocarbures à plus de 99%, comme indiqué au préalable, ceci va conduire à un sérieux conflit environnementales par des quantités carboniques coupable de l'émission des flux de gaz à effet de serre. Une étude de rapprochement entre consommation d'électricité (kWh par personnes) et l'émission des gaz à effet de serre en équivalent de CO₂ en Algérie est représentée dans les figures I.4 et I.5 ci-dessous.

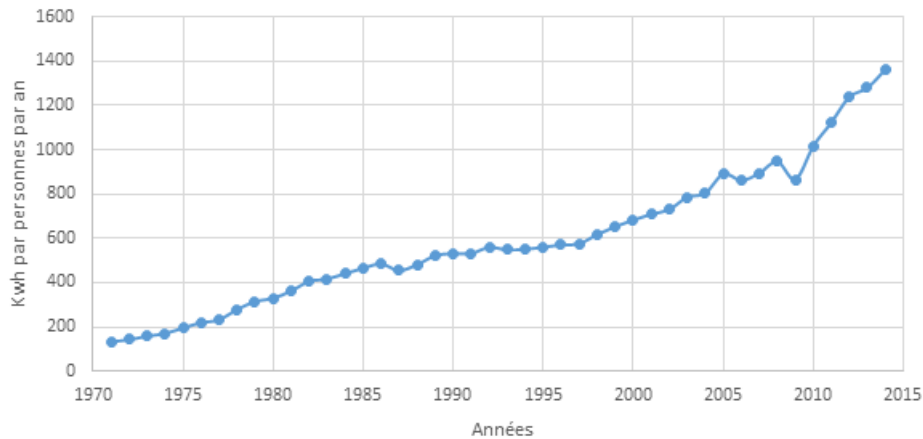


FIGURE I.4 – Consommation d'électricité en kWh par personne, Algérie [7].

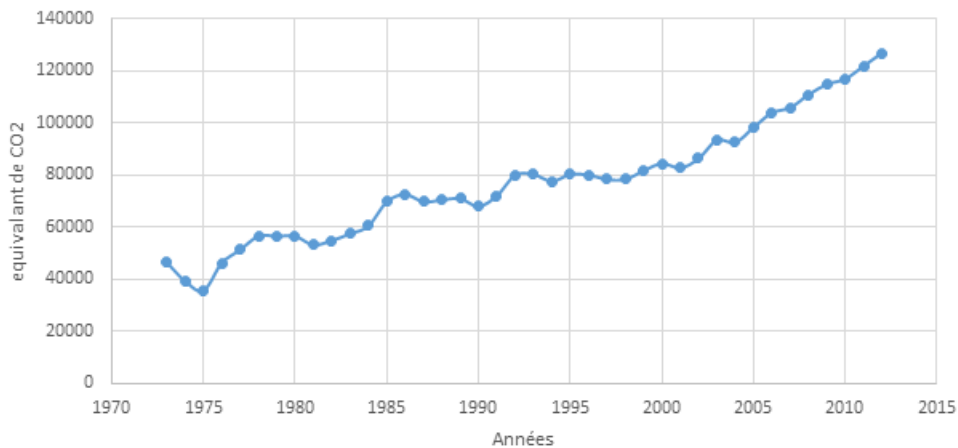


FIGURE I.5 – Emission des gaz à effet de serre en équivalent de CO₂, Algérie [7].

La concordance entre les deux tracés, soutienne nos préjugés sur les causes d'émissions des GES, l'exploitation massive des combustibles fossiles (Charbon, Fioul et Gaz) utilisés en combustion dans les centrales de productions à base de sources fossiles, engendra une émission remarquable des gaz carbonique spécifiquement lors des pics de consommation. Par conséquent, un excès d'exploitation de sources conventionnelles, d'où un sérieux problème environnemental.

I.2.1 La production électrique à base d'énergies fossiles en Algérie

Le secteur économique de l'énergie en Algérie occupe une place prédominante dans l'économie Algérienne, les hydrocarbures à eux seuls représentent 60% des recettes du budget et 98% des recettes d'exportation. La production et la consommation d'énergie, y compris dans le secteur de l'électricité, sont tirées des hydrocarbures à plus de 99% [8].

Le modèle rentier, « une malédiction », phagocyte capitaux et talents, poussant le pays à importer tout ce dont il a besoin, au point de réduire l'industrie manufacturière à 5% du PIB [9]. Les importations sont passées de 9 milliards de dollars en 1990 à 60 milliards en 2016, alors que les exportations, divisées par deux depuis 2014 du fait de la chute des prix du pétrole et du gaz, commence de plus à baisser en volume, faute d'investissements dans de nouveaux prix. La figure I.6 ci-dessous ; représente les valeurs de la production d'électricité à base de source conventionnelle.

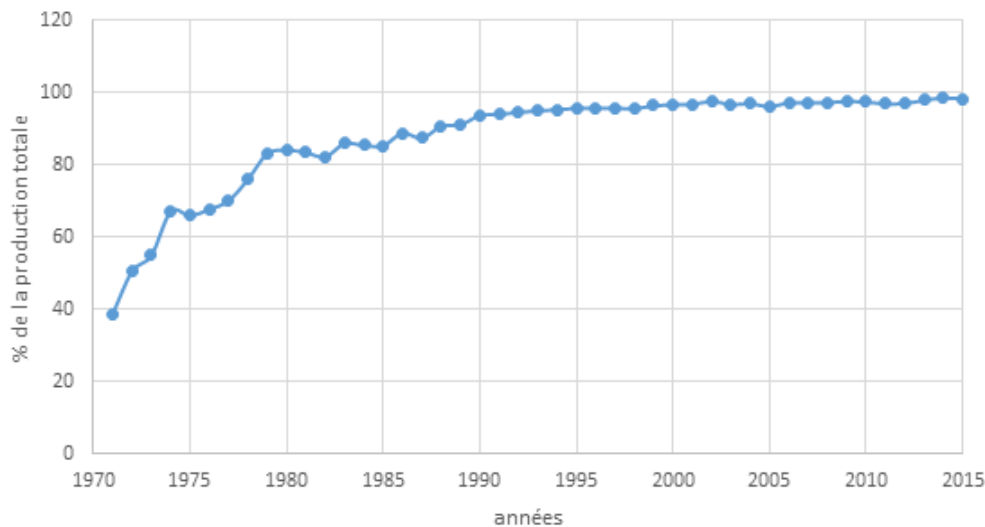


FIGURE I.6 – Production d'électricité à partir de gaz naturel, Algérie [8].

On remarque bien une augmentation considérable dans la dépendance cruciale du gaz naturel pour la production d'électricité. Depuis 1995, le taux de la production totale est aux alentours de 98%, ce qui est effrayant pour un pays aussi riche de mettre tout sa dépendance énergétique en une seule source conventionnelle.

I.2.2 La consommation énergétique en Algérie

L'électricité représente un élément très important du processus de développement. Elle joue un rôle décisif dans le secteur de production et contribue à l'amélioration du capital humain des habitants, notamment l'éducation et la santé. Etant donné que le prix de l'énergie en Algérie est très bas, un des plus bas au niveau du monde estimé à 4,179 DA/kWh HT, ceci en résulte une forte consommation intérieure. La consommation d'énergie par habitant a augmenté considérablement depuis l'indépendance comme le montre le tableau I.1. Et cela est dû à l'évolution du nombre de la population en parallèle avec l'avancement technologique qui dépend fortement de l'énergie.

TABLE I.1 – Consommation de l'énergie électrique en Algérie par habitant [10].

Énergies / Années	1962	1970	1980	1990	2000	2010	2018
Énergie totale (TEP/h)	-	0,37	0,74	0,97	0,99	1,2	1,5
Gaz naturel (kW/h)	4,9	21,7	84,8	117,3	134,4	233,8	351,7
Carburant (T/h)	-	0,14	0,28	0,32	0,26	0,39	0,62
GPL (T/h)	-	0,01	0,04	0,05	0,5	0,05	0,05

Les subventions étatiques de l'électricité et du gaz en Algérie coûtent au Trésor public des sommes importantes notamment avec la hausse du niveau de consommation d'énergie. Le prix réel du kilowattheure revient à "12 DA", alors que le citoyen ne paye que "4,179 DA". Le différentiel est supporté par le Trésor public. Cette subvention est l'obstacle majoritaire pour les énergies renouvelables en Algérie, le coût d'une installation à base d'ER revient très cher par rapport à la facturation classique de l'énergie à travers le réseau public, et donnent en aucun cas une chance aux autres alternatives pour la production d'énergie. Le ministre de l'énergie, a fait savoir, jeudi 14 mai 2020 à Alger, que l'ensemble des subventions étatiques concernant l'électricité et le gaz dans le cadre du soutien du pouvoir d'achat du citoyen a coûté au Trésor public en 2019 près de 18 milliards DA [11]. De cet effet, un projet de loi prévoit la réduction drastique des subventions étatiques dans le secteur énergétique, pour faire face aux déficits des entreprises publiques, notamment la Sonelgaz. En conséquence, les Algériens devront payer des tarifs de gaz, d'électricité et carburant beaucoup plus élevés. De ce fait, l'étude de ce mémoire sera basée sur les prix réels du kilowattheure dans le marché, plus précisément le prix du kilowattheure au Portugal qui est estimé à une valeur de 0,2181 € en 2019 [12]. De cette manière, l'étude sera plus fiable et une référence qui reflète le bienfait des énergies renouvelables économiquement dans le marché international.

I.3 Les énergies renouvelables

I.3.1 Généralités

L'usage des sources d'énergie renouvelable, dont l'énergie solaire, éolienne et hydraulique, est très ancien. Ce type d'énergie date depuis l'antiquité et son utilisation a continué d'exister jusqu'à l'arrivée de la « Révolution Industrielle », avec la croissance de la production en masse ; d'où l'apparition du pétrole. Cependant depuis ces dernières années, l'épuisement des sources fossile ; les problèmes environnementaux et le changement climatique nous mène à nouveau vers l'usage des énergies renouvelables. Celles-ci sont des sources inépuisables à l'échelle humaine, intermittentes ; largement disponibles, essentiellement gratuites et sont compatibles avec un certain respect environnemental. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire [13].

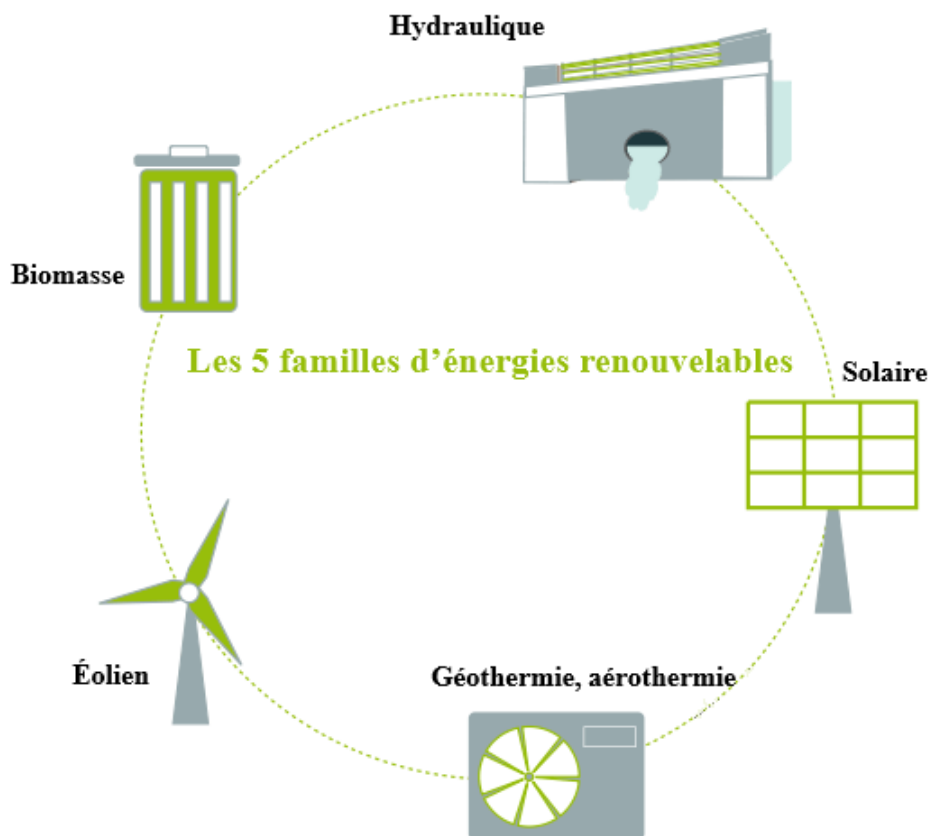


FIGURE I.7 – Les 5 sources d'énergies renouvelables.

- Le solaire est une utilisation directe des rayons du soleil pour produire de la chaleur ou électricité.
- La biomasse regroupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation de la matière organique. C'est de l'énergie solaire transformée par les plantes chlorophylliennes qui sont utilisées soit directement (bois de chauffage) soit après de nouvelles transformations chimiques (biogaz, biocarburant).
- L'éolienne utilise l'énergie du vent de manière mécanique.
- La géothermie est l'utilisation directe des gradients des températures terrestre ou de sources chaudes.
- L'énergie hydraulique est l'énergie fournie par le mouvement de l'eau, sous toutes ses formes : Chutes d'eau, Cours d'eau, Courants marin, Marée et les Vagues.

Pour autant, ces énergies ne couvrent encore que (20%) de la consommation mondiale d'électricité en notant que, l'hydroélectricité représente (92,5%) de l'électricité issue des énergies renouvelables (biomasse 5,5%, éolien 1,5%, géothermie 0,5% et le solaire 0,05%). Ainsi, la capacité totale de production d'électricité issue d'énergies renouvelables (hors grande hydraulique) s'élève à (160 GW), soit (4%) de la capacité mondiale du secteur énergétique. Les pays en développement produisent (44%) de cette capacité, soit (70 GW)[14].

I.3.2 Les types prédominants d'énergies renouvelables

I.3.2.1 Energie solaire

Le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, et subit une atténuation de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion [15]. A cet effet ; Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Il faut noter que ; plus l'angle de pénétration Θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande. On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. La figure I.8 illustre les spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

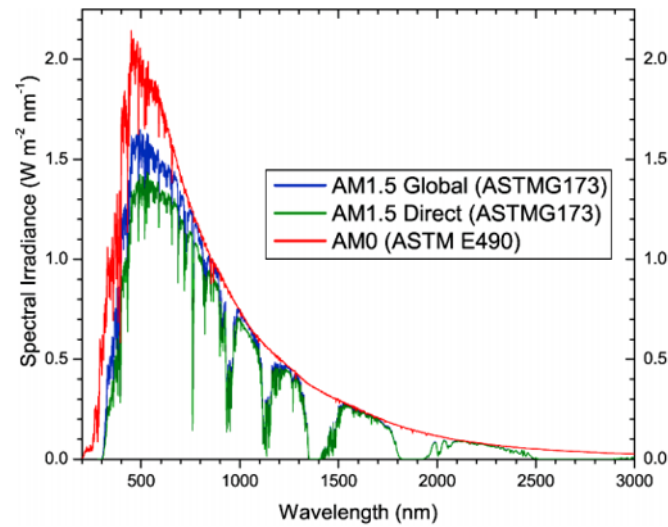


FIGURE I.8 – Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM [16].

On peut distinguer trois types d'énergie solaire : le solaire photovoltaïque, le solaire thermique et le solaire thermodynamique [17]. La figure I.9 ci-dessous représente la répartition des différents types d'énergies à base d'énergie solaire dans le monde :

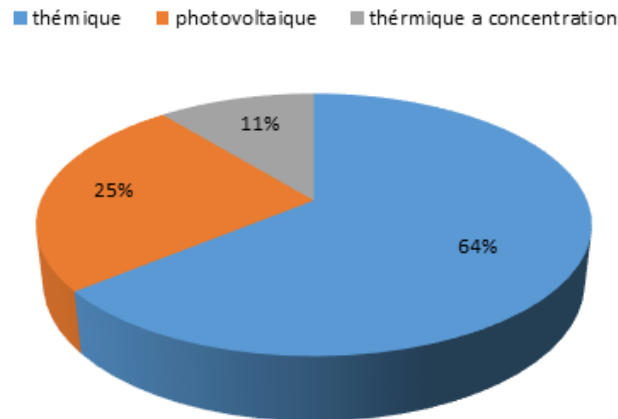


FIGURE I.9 – La répartition des différents types d'énergies à base d'énergie solaire [8].

A. Solaire photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque permet la transformation de l'énergie lumineuse en électricité. Ce principe repose sur la technologie des semi-conducteurs. Le processus de production d'énergie électrique est que la cellule absorbe la lumière et produit des paires électrons-trous. A cet effet ; les charges électriques créées migrent vers les extrémités. Ce phénomène génère ainsi une différence de potentiel entre les bornes de la cellule qui induit un courant électrique continu

aux circuits extérieures[18]. La figure I.10 illustre la formation de paires électrons-trous dans la jonction P-N avec des dopages différents lors de l'exposition du soleil.

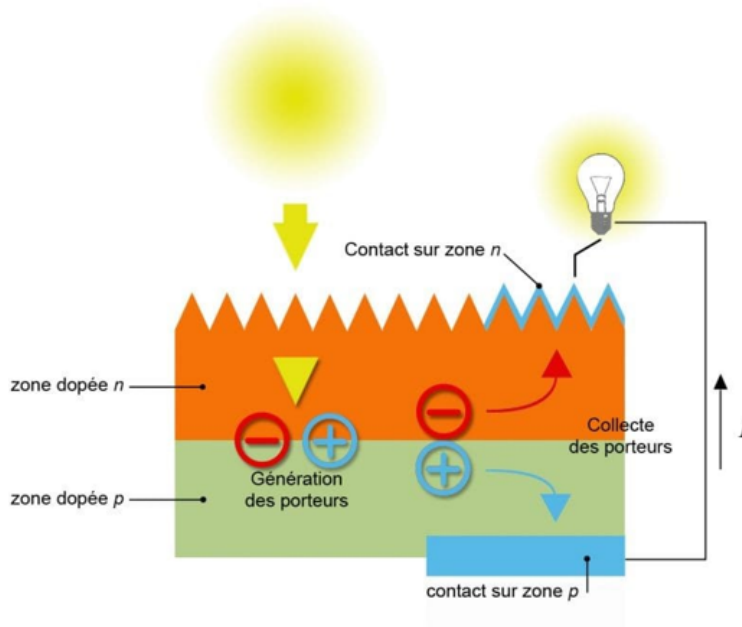


FIGURE I.10 – Formation des paires électrons-trous [19].

Un panneau PV est un assemblage de plusieurs cellules solaires. Ces cellules produisent de l'électricité une fois exposées à la lumière. La figure I.11 présente le schéma du fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque [20].

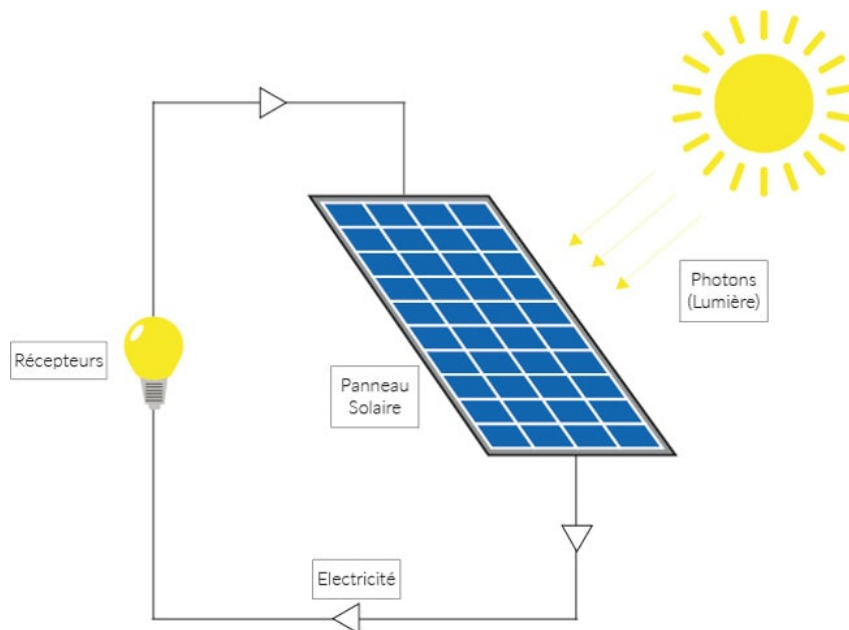


FIGURE I.11 – Schéma de fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque [21].

L'énergie solaire est la source la plus abondante sur terre qui est à l'origine de la majorité des énergies renouvelables. Elle se manifeste par le rayonnement direct pour produire de l'électricité à l'aide de semi-conducteur photovoltaïque, soit par la chaleur solaire thermique pour produire du chauffage ou de l'électricité . L'électricité produite peut être soit stockée dans des batteries pour les installations autonomes, soit injectée dans le réseau. Pour des raisons techniques ; l'énergie solaire est une solution fiable alternative et économique pour l'électrification des sites isolés.

Un générateur solaire photovoltaïque est constitué de modules photovoltaïques eux même composés de cellules photovoltaïques connectées entre elles. Les performances d'une installation photovoltaïque dépendent de l'orientation des panneaux solaires ; de la qualité des matériaux ; des zones d'ensoleillement et la position géographique du site dans lesquels sont implantés les systèmes. La figure I.12 présente la conversion d'énergie solaire photovoltaïque en énergie électrique.

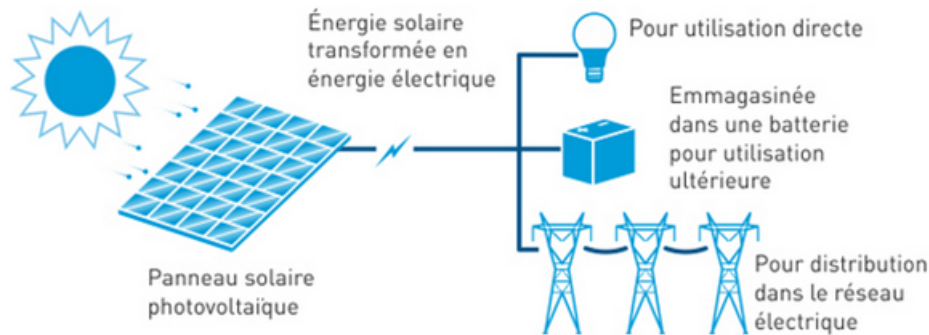


FIGURE I.12 – Conversion d'énergie solaire photovoltaïque en énergie électrique [22].

Il faut noter que la capacité photovoltaïque installée au niveau mondiale en 2017 est supérieure à celle installée pendant les années précédentes [22]. La figure I.13 illustre l'évolution de la capacité du système photovoltaïque installée au niveau mondial durant la période 2007-2017.

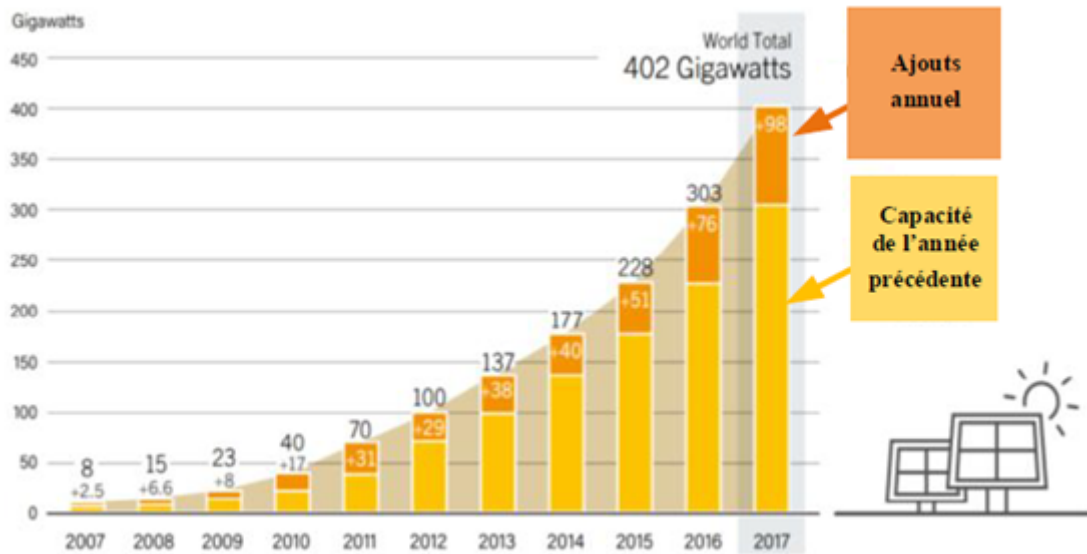


FIGURE I.13 – Evolution mondiale de la capacité du système PV installée (2007-2017) [23].

B. Solaire thermique :

L'énergie solaire thermique est une forme d'énergie solaire. Elle désigne l'utilisation de l'énergie thermique du rayonnement solaire dans le but d'échauffer un fluide (liquide ou gaz). L'énergie reçue par le fluide peut être ensuite utilisée directement (eau chaude sanitaire, chauffage, etc) ou indirectement (production de vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique, production de froid, etc) [24].

L'énergie solaire thermique provient de la chaleur transmise par le Soleil par rayonnement et ne doit pas être confondue avec d'autres formes d'énergie solaire et notamment l'énergie solaire photovoltaïque qui utilise l'effet photoélectrique afin de transformer les photons émis par le soleil en électricité. Le capteur solaire est l'instrument utilisé pour transformer le rayonnement solaire en chaleur. Les principes physiques fondamentaux sur lesquels se basent cette production d'énergie sont notamment l'absorption, et la conduction thermique [25].

C. Solaire thermodynamique :

Une concentration du rayonnement solaire sur une surface de captage va permettre d'obtenir de très hautes températures généralement comprises entre 400°C et 1 000°C [26]. Ainsi, la vapeur produite par la chaleur solaire va alimenter une turbine et un générateur qui produit de l'électricité, c'est l'Hélio-thermodynamique. On distingue trois types de technologies dans les centrales thermodynamiques généralement selon les types des capteurs [27] :

- Le premier type est constitué de concentrateurs paraboliques qui fonctionnent d'une manière autonome (figure I.14). Ils suivent le soleil sur deux axes afin de réfléchir les rayons du soleil vers le foyer qui peut atteindre une température de 1000°C . Ce dernier est composé d'une enceinte fermée contenant du gaz qui est monté en température sous l'effet de la concentration. Les capteurs paraboliques peuvent être installés dans des endroits isolés (off grid). Cela entraîne un moteur Stirling qui convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité [28].

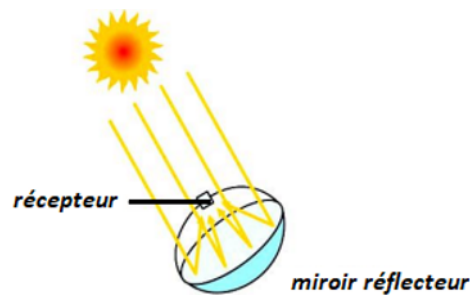


FIGURE I.14 – Centrale solaire parabolique [29].

- Le second type est présenté dans les centrales à tour qui sont constituées par de nombreux miroirs concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour (figure I.15). Les miroirs uniformément répartis sont appelés héliostats. Ces derniers suivent le soleil individuellement en réfléchissant le rayonnement en direction du receveur au sommet de la tour solaire ; ce qui permet d'atteindre des températures importantes, de 600°C à 1000°C . L'énergie concentrée sur la tour est transférée au fluide thermodynamique pour générer de la vapeur qui entraîne des turbines reliées avec des alternateurs produisant ainsi de l'électricité [28].

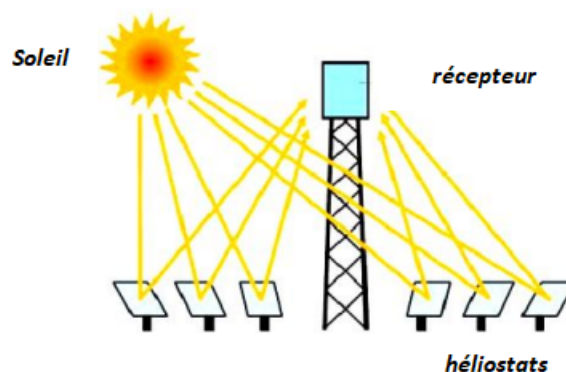


FIGURE I.15 – Centrale solaire à tour [29].

- Le Cylindro-paraboliques se compose de rangées parallèles de longs miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal afin de suivre le soleil (figure I.16). Ce système concentre les rayons du soleil vers un tube caloporteur situé au foyer du capteur solaire ; dans lequel circule un fluide caloporteur dont la température atteint en général 400°C. Ce fluide est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée qui actionne une turbine [28].

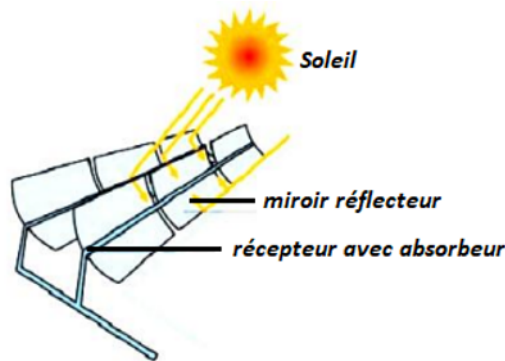


FIGURE I.16 – Centrales cylindro-paraboliques [29].

I.3.2.2 Energie éolienne

Le vent est une source d'énergie renouvelable selon les conditions météorologiques ; inépuisable, gratuite et disponible partout qui est décrit par le mouvement d'air atmosphérique et est produit par le rayonnement solaire non uniforme à la surface de la terre. Elle nécessite des installations de stockage pendant ses périodes d'indisponibilité. La production électrique éolienne peut être prévue avec une assez bonne précision. Sa part dans la production mondiale d'électricité atteignait 4,4% en 2017 et est estimée à 5,3% en 2019. Les principaux pays producteurs sont la Chine (31% du total mondial en 2018), les États-Unis (23%) et l'Allemagne (9%) [30].

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

1. Au niveau de la turbine, qui reçoit une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique,
2. Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique qui est transmise ensuite sur le réseau électrique.

Il doit donc y avoir conversion et transmission régulières de l'énergie, la seule possibilité de stockage étant inertielle au prix d'une accélération de la turbine [31]. La figure I.17 représente la conversion d'énergie dans une éolienne [32].

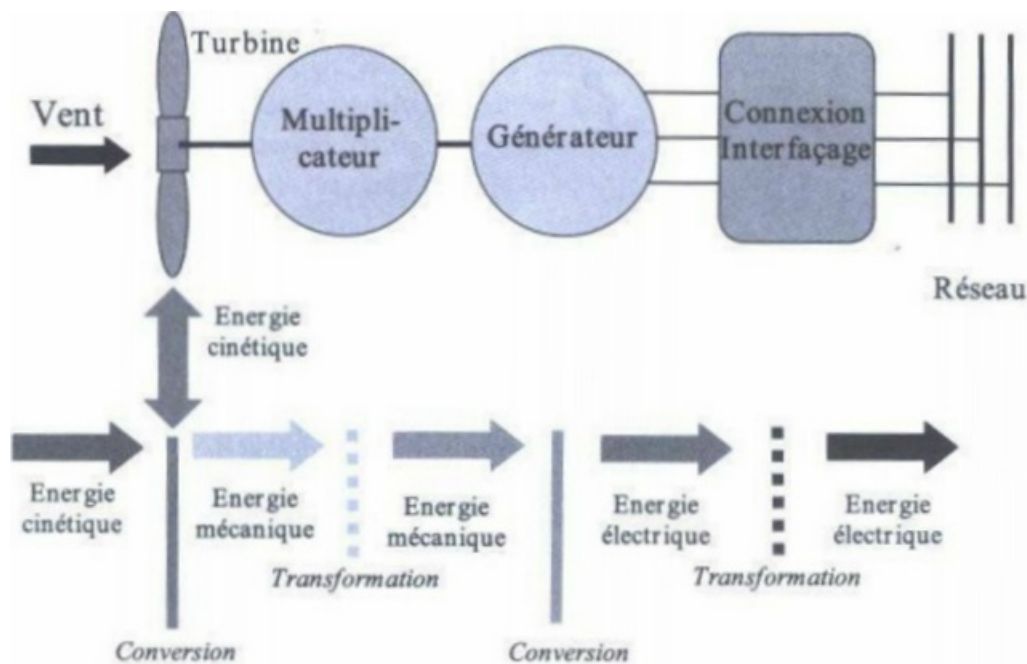


FIGURE I.17 – Principe de la conversion d'énergie éolienne [33].

Une éolienne typique est composée de plusieurs éléments qui sont présentés sur la figure I.18 ; un mât, un rotor, la nacelle et les pales [33] :

- **Le mât** : porte la nacelle à une hauteur suffisante pour permettre le mouvement du rotor (nécessaire pour les éoliennes à axe horizontal).
- **Le rotor** : est composé de trois pales en général et du nez de l'éolienne, il est entraîné par l'énergie cinétique du vent.
- **La nacelle** : est montée au sommet du mât abritant les composants mécaniques, pneumatiques, certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine. Elle abrite un modulateur, une commande, un multiplicateur et un générateur.
- **Les pales** : représentent le convertisseur de l'énergie cinétique du vent en couple mécanique.

L'énergie disponible subit une suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie de la machine, par la limite de BETZ, les seuils de la machine et les pertes de conversion. Cette dégradation de l'énergie est représentée schématiquement en figure I.19 [35]. En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utilisable est réellement obtenue en fin du processus [36].

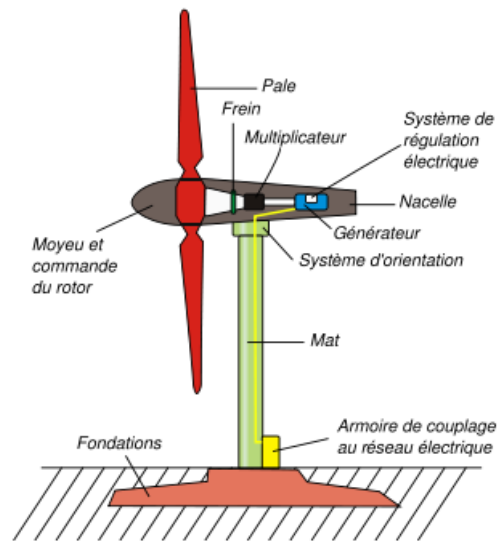


FIGURE I.18 – Exemple de système éolien de type aérogénérateur [34].

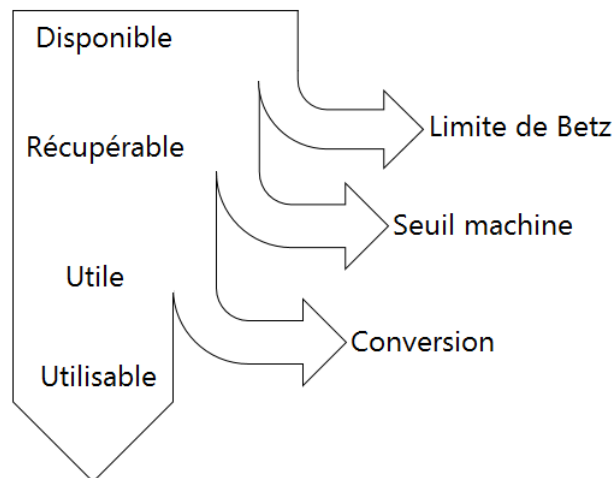


FIGURE I.19 – Dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.

L'énergie éolienne moyenne disponible sur un site donné par unité de temps et par unité de surface de la roue d'une éolienne s'écrit [37] [38] :

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

La détermination de la vitesse cubique moyenne se fait à partir de l'étude statistique en utilisant la distribution de Weibull, dont la densité de probabilité est donnée par [39] :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (\text{I.2})$$

Où $f(V)$ représente la distribution des fréquences des vitesses moyennes tri horaires pour une classe donnée, k et c des facteurs appelés les paramètres de Weibull.

I.3.3 Potentiel énergétique en Algérie

Le potentiel d'énergie renouvelable en Algérie est parmi les plus importants au monde. Son marché est prometteur. Il constitue un axe stratégique pour la politique énergétique et environnementale du pays. Les objectifs actuellement déterminés par les pouvoirs publics, réside dans la réalisation d'un projet d'installation de 4000 MW d'ici 2024 [40].

I.3.3.1 Potentiel solaire

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures dans les hauts plateaux et Sahara. L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m^2 soit près de 3 kWh/m^2 au nord et dépasse $5,6\text{ kWh/m}$ au Grand Sud [41]. L'Algérie peut envisager de devenir un leader de la production solaire mondial grâce à son grand sud monumental qui couvre 86% de la superficie totale du pays, soit 2 millions de km^2 . Et cela à travers la production d'électricité grâce aux modules photovoltaïques et modules solaires thermiques qui exploitent la chaleur. L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables après que l'Assemblée générale des Nations Unies a adopté le 25 septembre 2015 un programme de développement durable à l'horizon 2030, dans le but d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile [41]. Ce choix stratégique est justifié par le gisement solaire empathique que l'Algérie bénéficie représenté dans la figure I.20.

TABLE I.2 – Statistiques des degrés d'ensoleillement par zones [41].

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/m^2)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue ($kWh/m^2/an$)	1700	1900	2650

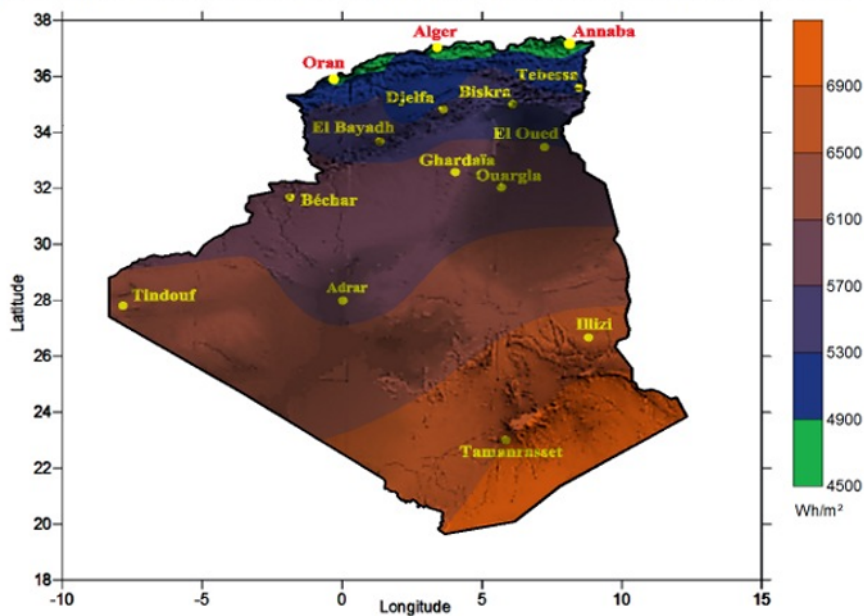


FIGURE I.20 – Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale [42].

I.3.3.2 Potentiel éolien

La carte des vitesses du vent moyennes de l'Algérie, estimée à 10m du sol est présentée dans la figure I.21, la vitesse varie de $1,4 \text{ m/s}$ à $6,5 \text{ m/s}$, à noter que les mesures expérimentales peuvent monter encore plus. La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen qui est caractérisé, par un littoral de 1200 km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien [43]. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien. Le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers

d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, Biskra, M'sila et El bayadh (à 7 m/s), et le Grand Sud (≥ 8 m/s) [41].

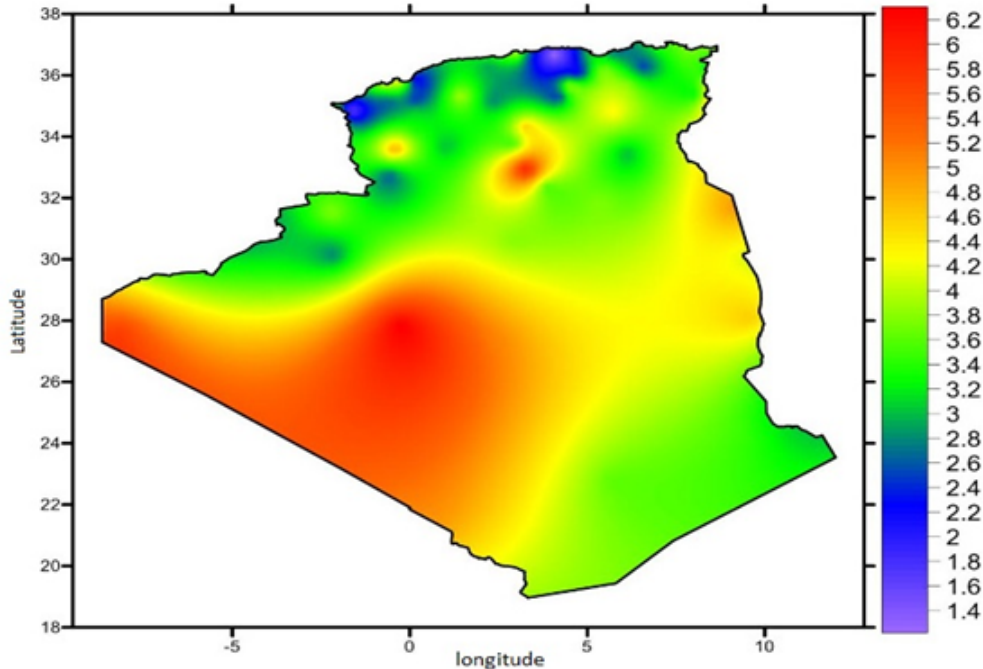


FIGURE I.21 – Atlas satellitaire de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie [36].

I.4 Les systèmes hybrides

La production d'électricité par sources d'énergies renouvelables, offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter au mieux. Considérant leurs caractéristiques saisonnières respectives, les énergies (solaire et éolienne) ne se concurrencent pas mais au contraire peuvent se valoriser mutuellement. C'est pourquoi on propose souvent un système hybride composé de ces deux sources d'énergie, qui consiste en l'exploitation optimale de la complémentarité entre elles.

Lorsqu'une seule source d'énergie ne suffit pas à répondre au besoin de la charge et ne garantit pas une puissance fixe, il est possible de combiner deux ou plusieurs sources d'approvisionnement et la formation de ce système est dite hybride (SH) [44]. Un système hybride est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie. Il est dit système hybride à sources d'énergie renouvelables (SHSER) lorsqu'une source au moins parmi les autres sources est renouvelable. Il peut éventuellement inclure un dispositif de stockage. Le rôle d'un système hybride

est d'assurer la demande de la charge et d'optimiser sa production afin de combler l'énergie demandée par la charge durant la période d'intermittence et tout en maintenant la qualité d'énergie fournie [45].

I.4.1 Classification des systèmes hybrides

On classe les systèmes hybrides selon plusieurs critères. En ce qui suit, sont présentées les classifications les plus répandues.

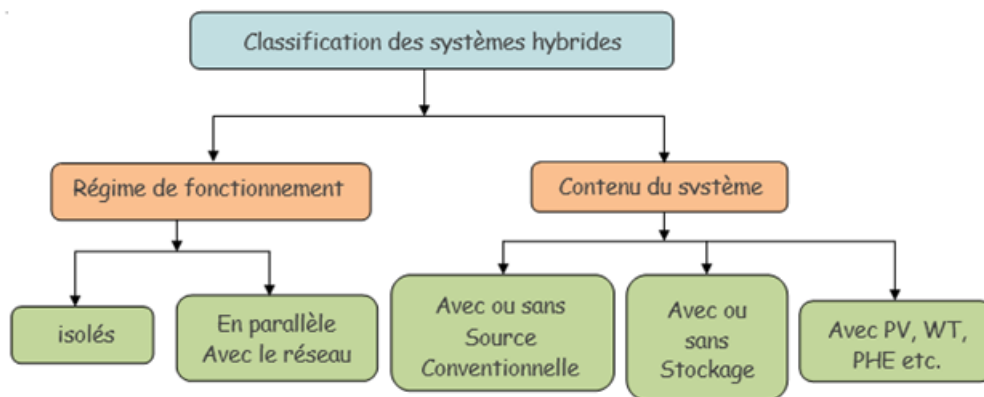


FIGURE I.22 – Classification des systèmes hybrides.

I.4.1.1 Le régime de fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent avoir deux régimes de fonctionnement. Le premier régime, consiste à faire fonctionner le système hybride en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés au réseau. Ce régime contribue à satisfaire la charge du système électrique tout en injectant le surplus de puissance dans le réseau électrique. Les systèmes hybrides du deuxième régime fonctionnent en mode isolé ou autonome. Ils contribuent à satisfaire les besoins des consommateurs situés dans des zones éloignées et privé du réseau électrique [44].

I.4.1.2 la structure du système

On trouve trois critères principaux responsables du classement des systèmes hybrides en fonction de la structure. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie conventionnelle, le deuxième est la présence ou non d'un dispositif de stockage, en dernier on trouve le critère relatif au type de sources d'énergie renouvelables utilisées [44].

I.4.1.3 la gamme de puissance

Le classement par gamme de puissance est représenté dans le tableau suivant :

TABLE I.3 – Classification des systèmes hybrides selon la gamme des puissances [44].

Puissance du système hybride (kW)	Applications
(Faible) < 10	Systèmes autonomes
$10 \leq$ (Moyenne) ≤ 250	Micros-réseaux isolés
(Grande) ≥ 500	Grands réseaux isolés

I.4.2 Schéma général d'un système hybride

Dans la figure I.23 ci-dessous est représenté le système hybride de façon générale. Un bus électrique commun est relié à tout les éléments qui sont connectés. Ces derniers sont regroupés et classifiés selon leurs fonctions électriques [46].

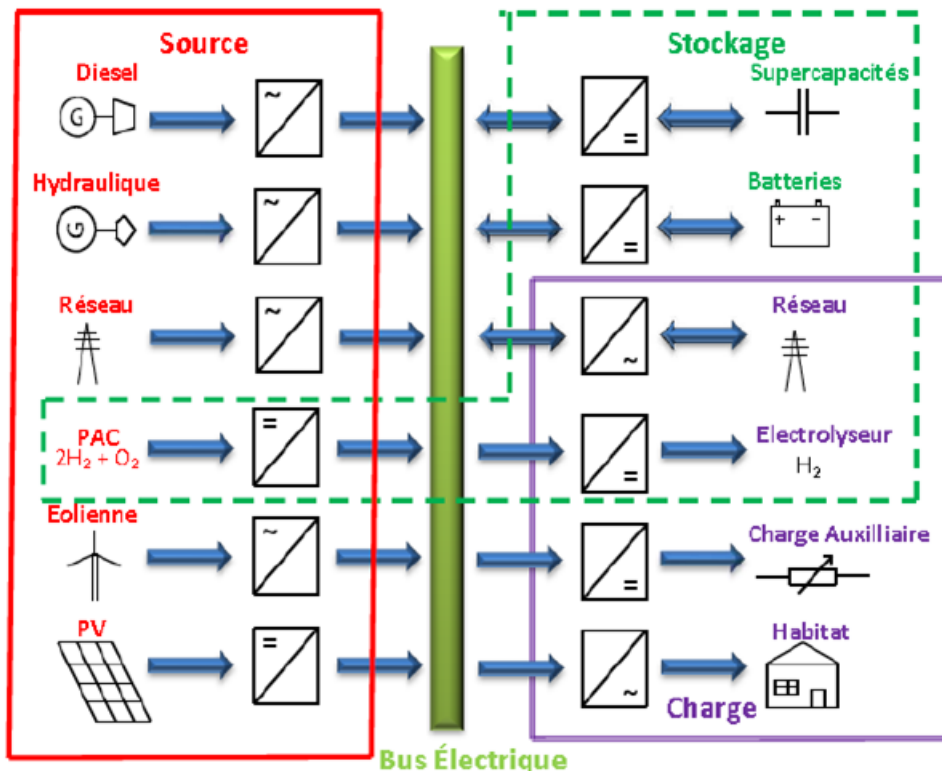


FIGURE I.23 – Schéma général d'un système hybride multi-sources [46].

I.4.3 La stratégie de gestion de l'énergie des systèmes hybrides

I.4.3.1 Gestion de stockage

Afin d'obtenir une énergie optimale et un rendement maximum de l'installation hybride, mettre en place une gestion des transferts d'énergie est nécessaire. Cette dernière permet d'optimiser le fonctionnement de chaque composant du système tout en préservant les normes de leur plage de fonctionnement. On peut citer deux gestions principales dans les systèmes hybrides [47] :

1. **Stratégie de stockage à court terme** : « *Peak Shaving Strategy* », elle permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et de la charge. Lors de la présence d'un pic de consommation, la batterie intervient et couvre ce besoin. Cette stratégie contribue également à la réduction des cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels et donc préserve la consommation de carburant.
2. **Stratégie de stockage à long terme** : « *Cycle Charge Strategy* » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue, notamment celles où le gisement est insuffisant. Dans ce cas, le générateur diesel est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge des batteries atteigne le niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le générateur diesel redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que les batteries sont rechargées et atteignent le niveau maximal. Cette stratégie contribue également à la réduction des cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels et donc préserve la consommation de carburant. Néanmoins, cette stratégie épuise rapidement le cycle de vie charge/décharge des batteries.

I.4.3.2 Gestion de charge

La stratégie de gestion des charges appuie sur le principe d'utilisation des charges pour faire varier la demande d'énergie. De cette manière, les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité [47]. La figure I.24 montre un exemple de priorité d'une charge donnée. Cette stratégie peut aussi être à court et à long terme.

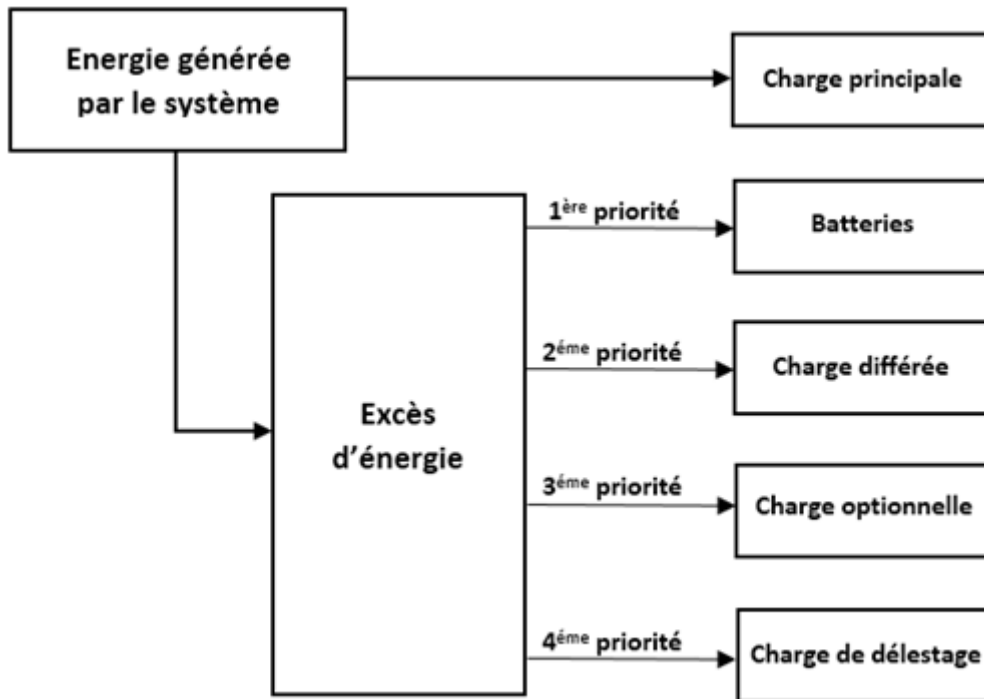


FIGURE I.24 – Diagramme exemple de priorité des charges.

1. **Stratégie de charge à court terme** : La stratégie de contrôle de charge à court terme connecte et déconnecte les charges du système en tenant compte des pics de certains seuils fixes pour la fréquence du bus électrique. Les charges sont donc connectées de manière progressive, selon les variations de fréquence. La charge de délestage a pour rôle de contribuer à régler la fréquence du réseau dans les cas d'un surplus d'énergie, en variant sa puissance en fonction de la déviation de la fréquence.
2. **Stratégie de charge à long terme** : La stratégie de contrôle de charge à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Par exemple, les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée. Cette stratégie de gestion est aussi utilisée pour réduire les pertes énergétiques du générateur diesel.

I.4.4 Les différentes combinaisons majeures d'un système hybride

Les générateurs électriques composant un système hybride peuvent être connectés de différentes manières, qu'ils soient purement basés sur les énergies renouvelables, purement conventionnelle ou mixte entre les deux. Trois configurations s'imposent :

I.4.4.1 Configuration en bus CC

Dans cette architecture les composants de production d'énergie électrique sont connectés au bus continu à travers des convertisseurs de puissances, les générateurs de production d'énergie à courant alternatif comme la micro-turbine ou l'éolienne sont d'abord connecté à un redresseur permettant la conversion alternatif/continu (figure I.25). Les batteries de stockages et les panneaux photovoltaïques sont reliés directement au bus CC, la protection des batteries contre les surcharges ou les décharges profondes se fait à travers un régulateur de charge. Les charges alternatives peuvent être alimentées à travers un onduleur, cependant les batteries et l'onduleur sont dimensionnés en fonction des valeurs de pics de charge, notamment dans les heures de pointes. Cette installation implique un faible rendement due à la quantité d'énergie perdue dans les convertisseurs, elle présente néanmoins d'autres avantages et inconvénients mentionner ci-dessous :

— **Les avantages :**

1. Facilité du dimensionnement des micros-turbines et des générateurs diesels.
2. Facilité de la commande de l'installation due à la simplicité du schéma électrique
3. L'onduleur permet une alimentation de la charge avec une tension réglable en amplitude et en fréquence.

— **Les inconvénients :**

1. La puissance fournie par les sources alternatives est convertie deux fois avant d'arriver aux consommateurs ce qui implique un rendement relativement faible.
2. Une coupure totale de l'installation en cas d'anomalie sur l'onduleur.
3. L'onduleur ne peut pas fonctionner en parallèle avec les sources alternative, d'où il devra être surdimensionné de manier à assurer la charge maximale possible.
4. Les batteries doivent avoir une capacité de stockage importante.

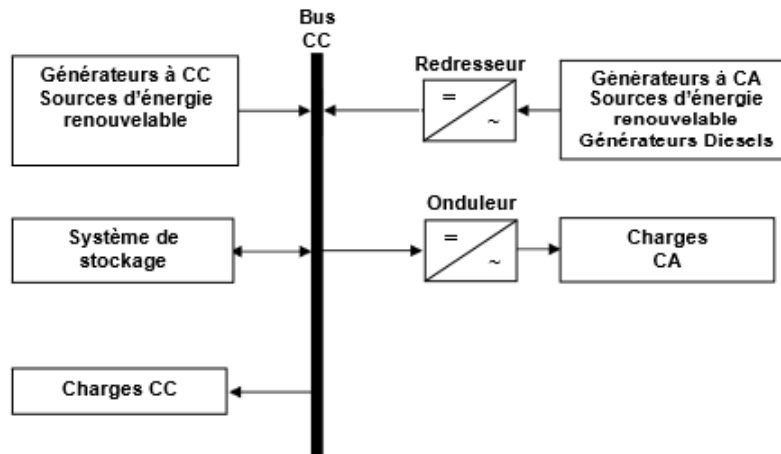


FIGURE I.25 – Architecture de la configuration à bus CC [48].

I.4.4.2 Configuration en bus CA

Cette configuration est caractérisée par la centralisation de la production d'électricité sur le bus CA, pour les micros-turbines, générateurs diesels et l'éolienne la liaison ce fait directement ou à travers des convertisseurs CA/CA. Les panneaux photovoltaïques sont connectés au bus par un onduleur, tandis que les batteries sont connectées par un convertisseur bidirectionnel.

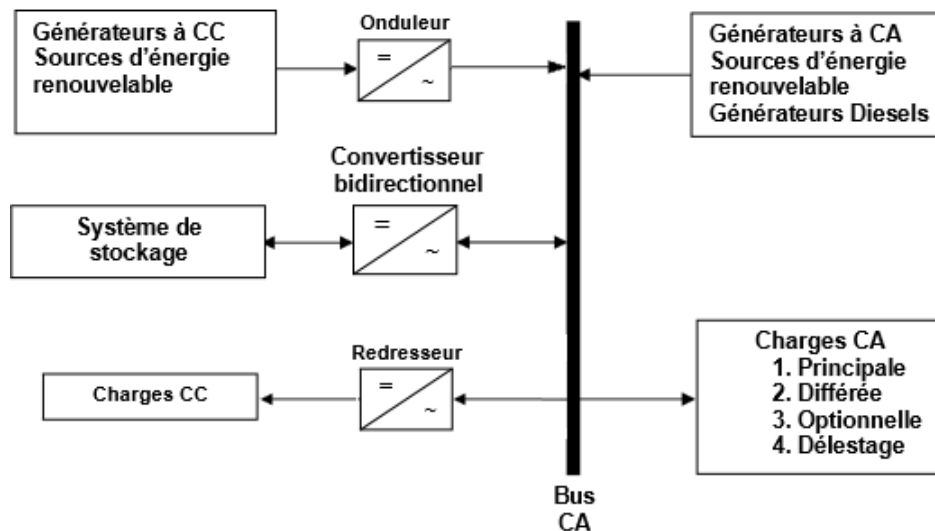


FIGURE I.26 – Architecture de la configuration à bus CA [48].

I.4.4.3 Configuration en bus CA/CC

Dans cette configuration, les sources alternatives sont interconnectées sur le bus CA tandis que les batteries et l'installation photovoltaïque sont reliées au bus CC (figure I.27). Les deux bus sont connectés entre eux à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel [49] qui assure un

fonctionnement redresseur lorsque le bus CA fournit de l'énergie à la charge et participe à la recharge des batteries, ou un fonctionnement onduleur lorsque les panneaux photovoltaïques et les batteries fournissent de l'énergie à la charge de manière totale ou partielle. Cette configuration permet d'assurer une alimentation simultanée par les deux bus.

— **Les avantages :**

1. Le dimensionnement de chaque composant ne doit pas se faire en tenant compte d'assurer la charge totale car les consommateurs peuvent alimenter par les deux sources simultanément.
2. L'énergie des générateurs à CA n'est pas convertie dans la plus part des cas, ce qui assure un meilleur rendement due au fait que les sources fonctionnent avec une puissance proche de leurs puissance nominale.
3. Une anomalie sur le convertisseur n'entraîne pas une coupure de l'alimentation.
4. La réduction du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue les coûts de câblage et l'investissement initial pour la construction du système hybride.

— **Les inconvénients :**

1. Pour assurer un fonctionnement correct du système on doit avoir un control automatique.
2. La synchronisation entre les sources continues et alternatives exige une tension sinusoïdale de la part de l'onduleur.
3. Difficulté de contrôler le bus continue.
4. Vieillessement rapide de la batterie.

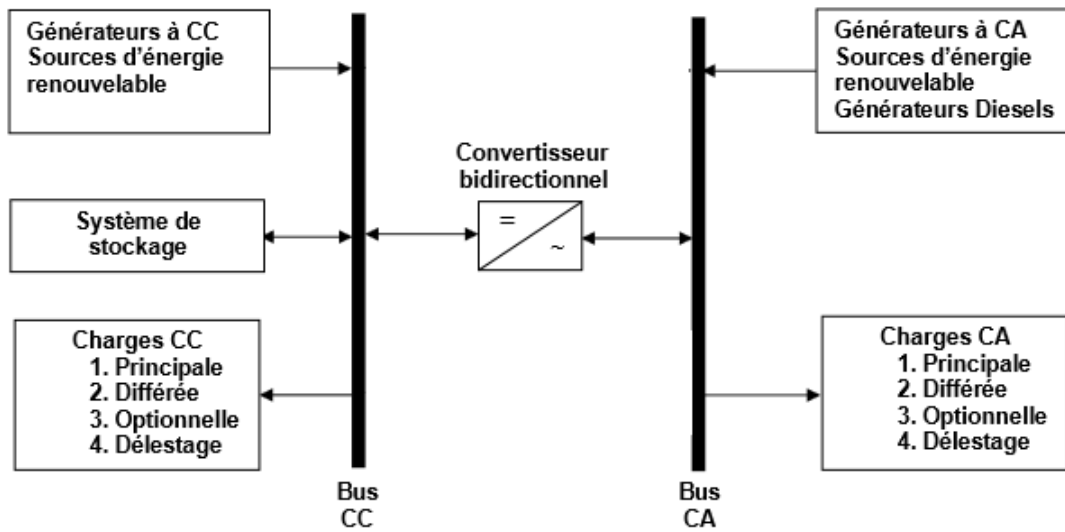


FIGURE I.27 – Architecture de la configuration à bus CC/CA [48].

La comparaison entre les trois types d'architecture respectivement CC, CA et CA/CC indique l'avantage et l'inconvénient de chaque configuration, et offre la capacité de choix de la configuration idéal afin de répondre aux contraintes de réalisation d'un dimensionnement optimal, qui permet d'assurer une production permanente tout en faisant face au problème d'intermittence d'un côté, et de garantir une bonne gestion d'alimentation fiable en évitant le risque de surdimensionnement d'un autre. Ces derniers sont l'un des principaux avantages de la configuration parallèle (bus CA/CC), où chaque source délivre une partie de la puissance à la charge afin de contribuer à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, ceci permettra de faciliter la conception des composants du SEH. En outre, la présence de deux bus différents compensera avantageusement l'absence de conversion d'énergie et se basera sur un seul convertisseur bidirectionnel, permettant d'améliorer le rendement et de minimiser le coût d'investissement. C'est pourquoi le choix de la configuration CA/CC est le mieux adapté pour notre SEH.

I.5 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de définir de façon globale les énergies renouvelables et de souligner leurs potentiel dormant notamment en Algérie, ainsi que ; de donner un aperçu général sur la position mondiale envers les énergies renouvelables. Nous avons également évoqué les systèmes d'énergies hybrides en concrétisant les principales notions liées à la technologie actuellement utilisée dans ces derniers. Après une analyse du potentiel énergétique primaire du site d'installation et l'étude du profil de la charge, notre travail portera précisément sur un SEH composé d'éolienne, de panneaux photovoltaïques, d'un générateur diesel et d'un système de stockage. Une attention particulière sera consacrée pour cette étude dans le chapitre qui suit. Le dimensionnement et le fonctionnement de chaque composant devra tenir compte des variations de la charge et des sources renouvelables afin d'optimiser l'utilisation de ces ressources, et minimiser le plus possible le coût d'investissement tout en satisfaisant la demande exigée par le consommateur.

Chapitre II

Modélisation et formulation de la problématique

II.1 Introduction

Un système d'énergie hybride est un système qui se compose d'une ou de plusieurs sources d'énergies, généralement renouvelables. Afin d'optimiser la synergie entre ces différentes sources de manière à préserver leurs meilleures caractéristiques opérationnelles, employer des méthodes qui permettent ce genre de tâche est nécessaire. Néanmoins, la clef pour manipuler ces méthodes demande une conversion mathématique du comportement des sources concernées. Cette dernière doit projeter le comportement de la source à chaque instant, étant exposé à tout type d'environnement. Dans ce chapitre on va voir les procédures suivies dans la modélisation des sources de notre système d'énergie hybride, ainsi que les décisions prises concernant le choix des modèles adéquats et les raisons derrière ces derniers. La modélisation sera faite de manière spécifique, suivant des modèles appropriées à notre cas dépendants essentiellement du potentiel énergétique dominant du site d'étude, qui est le solaire et l'éolien. Dans la suite de ce chapitre, une partie sera dédiée pour la définition de la problématique et sa reformulation mathématique suivi d'une présentation des méthodes metaheuristiques employées dans ce mémoire.

II.2 Objectifs

Ce travail a pour objectif principal l'étude de la faisabilité et le dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien/batterie de petite puissance pour un bloc administratif situé dans l'usine de SARL BOUBLENTA, à Tlemcen. Notre approche consiste à l'étude des ressources énergétiques de la région afin de dimensionner un système hybride qui fonctionne en régime dynamique. La démarche à suivre pour atteindre nos objectifs est déterminée comme suit :

- Etude du gisement solaire et éolien du site ainsi que la mesure horaire du profil de charge pour une durée assez prolongée.
- Choisir quels types de sources employées en fonction du gisement du site d'étude.
- Modélisation mathématique des éléments de production énergétique.
- Choisir les modèles des éléments en fonction de leurs puissances/prix théoriquement par calcul.
- Choisir la configuration principale et les éléments du système hybride.
- Elaboration du critère économique à optimiser en fonction du nombre d'éléments constituant le système hybride.
- Elaboration des algorithmes d'optimisation.

II.3 Modélisation des générateurs de production

Le développement d'un algorithme numérique dont le rôle est de déterminer la configuration optimale à installer dans un system multi-sources, nécessite une modélisation adéquate pour chaque source utilisée dans le system. Afin d'avoir une configuration efficiente, les avantages réunis des générateurs vont permettre d'optimiser leurs nombres. L'installation à dimensionner comporte une partie de production d'énergie électrique renouvelable (PV, éolienne), une partie de stockage électrique (des batteries) et un système d'appoint (générateur diesel). Dans cette section nous allons proposer une modélisation mathématique pour chaque source.

II.3.1 Modélisation du panneau photovoltaïque

Plusieurs chercheurs ont développé plusieurs modèles mathématiques sur la production de puissances d'un module photovoltaïque. Les auteurs; Borowy et Salameh, ont présentés un modèle simplifié en 1996 qui est basé sur le circuit équivalent à une seule diode [50], comme le montre la figure II.1.

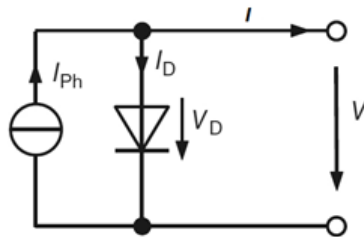


FIGURE II.1 – Modèle simplifié de la cellule photovoltaïque.

Néanmoins ce modèle n'était pas en dépendance de l'irradiation, mais plutôt des spécifications du module PV fourni par le fabricant. Il existe un autre schéma appelé le modèle standard, illustré dans figure II.2, qui modélise les pertes électriques dans une cellule photo-voltaïque. Il faut noter que la résistance série R_s décrit les pertes ohmiques dans les surfaces de contacts avant de la cellule PV ainsi qu'à l'interface métal semi-conducteur. En revanche, la résistance shunt R_{sh} représente les pertes relatives aux courants de fuite sur les bords de la jonction P-N.

Dans notre étude, on adopte un modèle de puissance entrée/sortie, qui a pour avantage l'estimation de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque, à partir des données de l'irradiation globale et la température ambiante sur le plan incliné, ainsi que les données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

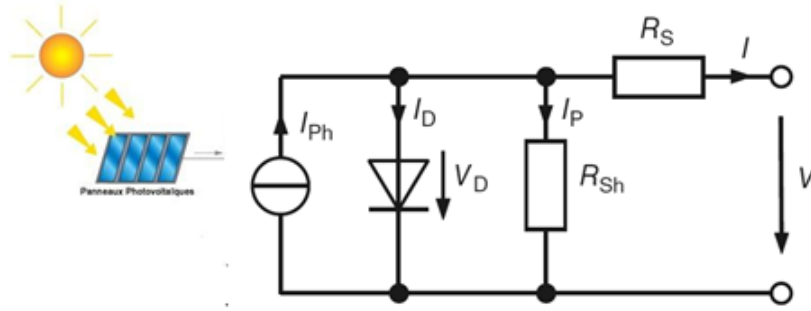


FIGURE II.2 – Modèle standard de la cellule photovoltaïque.

La puissance produite du générateur photovoltaïque donnée en (W) peut être calculé d'après l'équation suivante [51] :

$$P_{pv}(t) = \eta \cdot S \cdot G \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- η : Le rendement instantané du module photovoltaïque.
- S : La surface du module photovoltaïque (m^2).
- G : L'irradiation globale sur un plan incliné (W/m^2).

Le rendement instantané est donné par l'équation suivante :

$$\eta = \eta_r \cdot (1 - \gamma \cdot (T_c - T_0)) \quad (\text{II.2})$$

Avec :

- η_r : Le rendement de référence du module photovoltaïque sous les conditions standards ($T = 25^\circ C$, $G = 1000 W/m$ et $AM = 1,5$).
- γ : Coefficient de température ($^\circ C$) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^\circ C$ de la température de la cellule. Il varie entre 0,004 et 0,006 ($^\circ C$).
- T_0 : La température standard ($^\circ C$).
- T_c : est la température du module, qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante. Elle peut être décrite par la relation suivante :

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G \quad (\text{II.3})$$

Avec :

- $NOCT$: La température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature).

- T_a : La température ambiante ($^{\circ}C$).

Ainsi, la puissance totale du champ photovoltaïque s'écrit comme suit [51] :

$$P_{pvt}(t) = P_{pv}(t) \cdot N_{pv} \quad (\text{II.4})$$

Avec :

- P_{pv} : La puissance produite par un seul module photovoltaïque (W).
- N_{pv} : Le nombre de module constituant le champ photovoltaïque.

Choix du modèle photovoltaïque

Le choix de ce type de constructeurs (Zytech Solar) est du fait qu'il est l'un des meilleurs constructeurs de panneaux photovoltaïques au monde, réputé par sa bonne qualité avec un très bon rapport (qualité/prix), ce panneau s'avère le bon candidat pour notre cas. Sa puissance crête est choisie surtout pour le bon rendement instantané qui lui est attribuée (Voir annexe A.1). Le panneau est aussi choisi selon la tension maximale et le courant admissible que pourra supporter le régulateur de charge. On note aussi le type envisagé dans cette étude qui est un poly-cristallin suite à son prix relativement inférieur par rapport à celui d'un panneau de type monocristallin.

Le tableau II.1 ci-dessous représente les caractéristiques du panneau ZT300P.

TABLE II.1 – Les caractéristiques du panneau photovoltaïque

Constructeur	Zytech Solar
Module	ZT300P
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	8,59
Tension circuit ouvert V_{co} (V)	45,04
Courant au point maximum I_{mp} (A)	7,95
Tension au point maximum V_{mp} (V)	37,73
Surface des cellules (m^2)	1,752192
NOCT (C°)	47
Température standard (C°)	25
Eclairement standard (W/m^2)	1000
Rendement du module (%)	17,12
Prix d'unité (€)	46,2

II.3.2 Modélisation d'énergie éolienne

La puissance produite par une éolienne sur un site donné dépend de la vitesse du vent à une hauteur du moyeu (généralement 10m) et des caractéristiques de la turbine. La vitesse du vent en (m/s) à une hauteur quelconque du moyeu peut être calculée en utilisant la loi suivante [52] :

$$V = v_i \left(\frac{h}{h_i} \right)^\gamma \quad (\text{II.5})$$

Avec :

- h_i : Hauteur de mesure généralement prise à 10m (m).
- v_i : Vitesse mesurée à la hauteur h_i (m/s).
- γ : L'exposant de la loi de puissance qui est une fonction à la fois de la stabilité atmosphérique dans la couche et les caractéristiques de surface sous-jacente. Pour un terrain ouvert $\gamma = 1/7$.

Yang [53] et Abouzaher [54] ont proposé un modèle très simple pour prédire la performance de l'éolienne basé sur la courbe de puissance linéaire. Ils ont supposé que la puissance de sortie de la turbine éolienne augmente linéairement avec la vitesse du vent de démarrage jusqu'à ce qu'elle atteigne la vitesse nominale, puis elle reste constante jusqu'à la vitesse maximale (de coupure). Les équations caractéristiques suivantes ont été proposées pour la modélisation de l'éolienne [55] [56] :

$$\begin{cases} P_{eo} = 0 & v_c \leq v < v_d \\ P_{eo} = P_n \left(\frac{v-v_d}{v_n-v_d} \right) & v_c \leq v \leq v_d \\ P_{eo} = P_n & v_n \leq v \leq v_c \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

- P_n : La puissance électrique nominale de l'éolienne (W).
- v : La valeur de la vitesse du vent (m/s).
- v_n : la vitesse nominale de l'éolienne (m/s).
- v_c : la vitesse de coupure de l'éolienne (m/s).
- v_d : la vitesse de démarrage de l'éolienne (m/s).

La puissance totale produite par un champ de plusieurs éoliennes en (W) est donnée par :

$$P_{eot}(t) = P_{eo}(t) \cdot N_{eo} \quad (\text{II.7})$$

Choix du modèle d'éolienne

Le choix du type d'éoliennes est le choix le plus important vis-à-vis a son prix relativement élevé, le critère le plus critique pour le choix de ce générateur est principalement basé sur la courbe de puissance qui renseigne sur la puissance d'une éoliennes pour des différentes vitesses du vent, après avoir fait l'étude du gisement sur le site concerné, le choix s'est avéré sur une éolienne à une vitesse de démarrage de 2m/s et d'une puissance de 3kW dans les condition nominal (Voir annexe A.2). Choisir une éolienne à puissance moyenne est préférable vu que c'est elle qui sera principalement chargée de la distribution d'énergie durant les heures d'absence du rayonnement solaire. En outre, FelixPro est réputé par sa qualité de construction d'éoliennes domestique de diverses gammes de puissances. Le tableau II.2 ci-dessous représente les caractéristiques de l'éolienne EOL3000.

TABLE II.2 – Les caractéristiques de l'éolienne

Constructeur	FlexPro
Modèle	EOL/3000
Puissance nominale (W)	3000
Tension nominale (V)	24
Vitesse de démarrage (m/s)	2
Vitesse nominale (m/s)	10
Vitesse de coupure (m/s)	45
Hauteur du mât (m)	12
Prix d'unité (€)	2950

II.3.3 Modélisation du groupe diesel

Pour la puissance du générateur diesel on la choisi égale à la puissance maximum de la charge. De cette manière, on assure un chargement des batteries lorsque la charge est faible et le générateur opère toujours à puissance constante lors de l'absence totale des sources renouvelables. D'un autre cotée, choisir un générateur diesel dont la puissance est égale à la charge permet de l'écartier des calculs d'optimisation en simplifiant les équations, et aussi permet de dimensionner correctement les générateurs à base d'ER en consacrant la puissance totale produite pour ces derniers, ce qui diminue les risques de surdimensionnement et préserve un coût optimal.

La puissance du générateur diesel est souvent comprise entre deux valeurs et s'écrit comme

suit :

$$P_{die}^{min} \leq P_{die} \leq P_{die}^{max} \quad (II.8)$$

Le mode de fonctionnement du groupe est bâti sur deux scénarios possibles :

- Le premier est lorsque la puissance vérifie la relation suivante :

$$P_{pvt}(t) + P_{eot}(t) + EDC(t) \geq P_{load}(t) \quad (II.9)$$

Dans ce cas-là ; il n'est pas nécessaire de déclencher le générateur étant donné que la consommation est satisfaite.

- Le second scénario intervient lors de la vérification de la relation suivante :

$$P_{pvt}(t) + P_{eot}(t) + EDC(t) < P_{load}(t) \quad (II.10)$$

En effet ; cette fois ci, le générateur se met en fonctionnement afin de couvrir une partie de la demande énergétique ou la totalité en cas d'absence des autres sources.

Choix du modèle du groupe diesel

Le choix de la puissance du groupe électrogène dans notre cas d'étude est principalement basé sur la valeur maximum de la puissance de consommation, le type d'alimentation : monophasée, et la motorisation. Il faut noter que ; le choix du groupe diesel s'est porté sur la marque Hyundai (Voir annexe A.3) d'une puissance de 10kW qui a la particularité d'avoir la même puissance en monophasé et en triphasé. Le tableau II.3 représente les caractéristiques du groupe diesel HYUNDAI DHY12000XSE-T.

TABLE II.3 – Les caractéristiques du groupe diesel

Constructeur	HYUNDAI
Type	12kVA mono et tri - DHY12000XSE-T
Puissance nominale (W)	9000
Puissance maximale (W)	10000
Alimentation	400V/230V (Triphasé/monophasé)
Moteur	Diesel EV80, 12kW, 4 temps
Vitesse de rotation	3600(tr/min)
Carburant	Diesel
Capacité du réservoir (litres)	30
Autonomie	10 heures à 75%
Démarrage	Electrique
Prix d'unité (€)	6480

II.3.4 Modélisation du système de stockage

Notre modélisation du système de stockage est répartie en deux étapes suivant deux scénarios. La première consiste à évaluer la capacité totale du champ de batterie pour une durée d'autonomie déterminée par le cahier de charge (24h), de cette manière on sera apte d'en déduire la capacité unitaire d'une batterie et donc, déterminer le nombre de batteries pouvant couvrir la charge durant 24h sans l'intervention des autres sources de production. La deuxième étape sera l'étude du comportement des batteries dans la configuration de dimensionnement choisi. A cet effet ; on pourra connaître le nombre minimum exact de batteries pour qu'elles fonctionnent en parallèle avec les autres éléments productifs du système durant la période opérationnelle sans aucune rupture du système.

II.3.4.1 Première étape : Dimensionnement de la capacité du parc

Le premier indicateur à prendre en compte pour faire un choix judicieux de la batterie est la tension, qui a pour but de [56] :

- Minimiser la chute de tension dans les câbles (contraintes de performance).
- Eviter les échauffements des câbles (contraintes de sécurité).

Pour déterminer la tension en (V) du parc de batterie ; on utilise la formule suivante [56] :

$$U_b = \frac{\rho \cdot 2L \cdot I}{S \cdot \epsilon} = \sqrt{\frac{\rho \cdot 2L \cdot P}{S \cdot \epsilon}} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

- ρ : Résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) dans les conditions de température d'exploitation, exprimée en $(\omega \cdot mm^2/m)$.
- $2L$: Longueur d'aller et retour des câbles entre le parc de batteries et l'onduleur, exprimée en mètre (m) .
- P : Puissance électrique nominale traversant les câbles, exprimée en (W) .
- S : Section des câbles, exprimée en (mm^2) .
- ϵ : Chute de tension maximum tolérée dans les câbles, exprimée en $(\%)$.

Ainsi ; pour déterminer le nombre de batteries à implémenter sur le site d'étude ; on doit calculer la capacité nominale des batteries du parc qui s'effectue grâce à la formule suivante [57] :

$$C = \frac{N_j \cdot E_{Besoin}}{P_d \cdot K_t} \quad (\text{II.12})$$

Avec :

- C : Capacité nominale de la batterie (Ah) .
- N_j : Autonomie réserve en jours.
- E_{Besoin} : Energie journalière en $(Ah/jours)$.
- P_d : Profondeur de décharge.
- K_t : Coefficient de température de la capacité.

II.3.4.2 Deuxième étape : Modélisation de L'EDC de la batterie

La modélisation de l'état de charge de la batterie est nécessaire afin de mieux gérer le stockage d'énergie. Cette opération dépend de l'état de charge précédent et l'énergie produite par les différents types de générateurs E_{pr} ainsi que l'énergie demandée par la charge E_d . L'état de chargement des batteries EDC peut être calculé selon deux scénarios [58].

- **Premier scénario (Charge)** : Dans le cas où l'énergie produite est supérieure ou égale à l'énergie demandée $E_{pr} \geq E_d$, les batteries sont dans le processus de chargement. La capacité de stockage instantanée EDC(t) en (W) est donnée par la formule suivante [58] :

$$EDC(t) = EDC(t-1) + \eta_{bat} \cdot \left(E_{pr}(t) \cdot \eta_{conv} - \frac{E_d(t)}{\eta_{conv}} \right) \quad (\text{II.13})$$

Avec :

- $E_d(t)$: L'énergie instantanée demandée par la charge (W).
- $E_{pr}(t)$: L'énergie totale produite par les générateurs du système hybride à l'instant t , donnée par [58] :

$$E_{pr}(t) = E_{pv}(t) + E_{eo}(t) + E_{die}(t) \quad (\text{II.14})$$

Avec :

$$\begin{cases} E_{pv}(t) = P_{pv}(t) \times \Delta_t \\ E_{eo}(t) = P_{eo}(t) \times \Delta_t \\ E_{die}(t) = P_{die}(t) \times \Delta_t \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

Sachant que :

- Δ_t : Est le pas de simulation.
- η_{bat} : Le rendement des batteries.
- η_{conv} : Le rendement du convertisseur.
- **Deuxième scénario (Décharge)** : Maintenant, dans le cas où l'énergie produite est inférieure à l'énergie demandée $E_{pr} < E_d$, les batteries sont dans le processus de déchargement. La capacité de stockage instantanée $EDC(t)$ est donnée par l'expression suivante [58] :

$$EDC(t) = EDC(t-1) + (E_{pr}(t) \cdot \eta_{conv} - E_d(t)) \quad (\text{II.16})$$

A savoir que, quel que soit le scénario ; l'état de charge des batteries EDC doit satisfaire la condition suivante :

$$EDC_{min} \leq EDC(t) \leq EDC_{max} \quad (\text{II.17})$$

Avec :

- EDC_{max} : Est la limite supérieure de chargement des batteries en (W), donnée par :

$$EDC_{max} = EDC_n \cdot \omega \quad (\text{II.18})$$

- EDC_{min} : Est la limite inférieure de déchargement des batteries en (W), exprimé par :

$$EDC_{min} = (1 - PDD) \cdot EDC_n \quad (\text{II.19})$$

Avec :

- EDC_n : L'état de charge nominale d'une batterie (W).
- ω : Coefficient donnée par le constructeur en (%).

- PDD : Représente la Profondeur De Déchargement de la batterie.

L'état de charge de la batterie en (%) est donnée par :

$$EDC_{\%}(t) = \frac{EDC(t)}{EDC_{max}} \times 100 \quad (\text{II.20})$$

Choix du modèle du système de stockage

Une fois avoir déterminé la capacité totale des batteries pour une autonomie de 24h pour la charge, ainsi que la tension aux bornes de ces dernières, on peut conclure que les batteries dotées d'une capacité de 250 Ah et de 48V sont les dispositifs idéals pour obéir à notre contrainte d'autonomie. En outre, après avoir suivi le comportement de l'EDC d'une batterie fonctionnant en parallèle dans le SEH, le choix du modèle de batterie s'est aussi basé sur son état de déchargement minimale et le taux de chargement/déchargement de cette dernière. Le tableau II.4 ci-dessous représente les caractéristiques de la batterie UCG250-48. Les spécifications en détails et le calcul du taux de chargement/déchargement sont représentés dans l'annexe (A.4).

TABLE II.4 – Les caractéristiques du system de stockage

Constructeur	ULTRACELLI
Modèle	UCG250-48
Tension (V)	48
Capacité (Ah/10h)	250
Prix d'unité (€)	1840

II.3.5 Modélisation des convertisseurs

Les convertisseurs apparaissent sous forme de rendement η_{conv} dû à la conversion d'énergie, qui par la suite possède un impact sur la production d'énergie utile. Dans notre cas d'étude, le rendement du convertisseur sera idéal ($\eta_{conv} = 1$), pour simplifier la procédure de calcul sans influencer sur les résultats. Le choix du convertisseur sera porté sur un convertisseur bidirectionnel, du fait qu'on se dispose de deux bus électriques de régimes différents (CA et CC), ce qui réduira le nombre de convertisseurs électroniques sur chaque bus, et en revanche ; diminue les couts de câblage et l'investissement initial dans le SEH. Le tableau II.5 ci-dessous représente les caractéristiques du convertisseur LFPSW-8000-120A. Les spécifications en détails sont représentés dans l'annexe (A.5).

TABLE II.5 – Les caractéristiques du convertisseur

Constructeur	POWERJACK
Modèle	LFPSW-8000-120A
Tension E (V)	24
Tension S (V)	220
Puissance (W)	8000
Rendement (%)	90
Poids (kg)	29
Prix d'unité (€)	580

II.4 Architecture de la configuration du SEH

La liaison entre les principaux équipements du système hybride doit suivre un certain branchement électrique optimal. La figure II.3 représente l'architecture de la configuration choisie. Un ensemble de modules photovoltaïques est connecté au bus CC ainsi que la batterie qui sera connecté de manière bidirectionnelle pour permettre son fonctionnement en décharge lors d'un déficit d'énergie et de charge lors d'un surplus énergétique. Un bus CA relie les charges à courant alternatives, le groupe diesel et la machine éolienne. L'énergie circule par l'intermédiaire d'un convertisseur bidirectionnel. Lors de la présence d'un surplus d'énergie dans le bus CA, le convertisseur joue le rôle d'un redresseur afin de recharger les batteries. En outre, lorsque la charge subit un déficit énergétique le convertisseur joue le rôle d'un onduleur pour transférer l'énergie du bus CC à la charge.

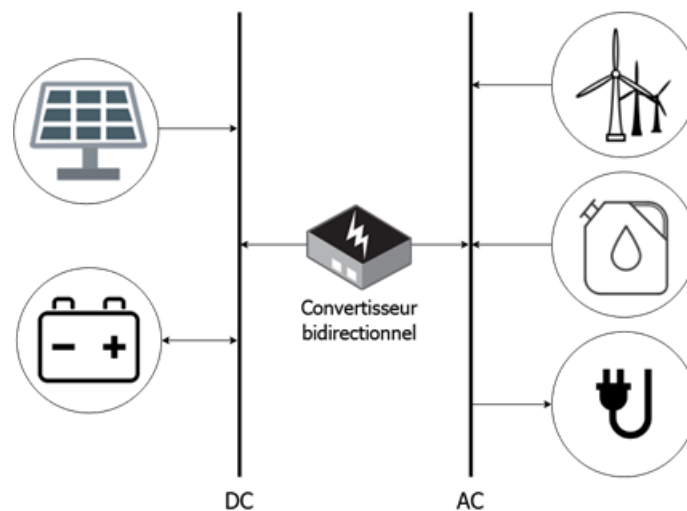


FIGURE II.3 – Architecture de la configuration du SEH

II.5 Problématique et fonction objective

La fonction objective sera le cœur battant dans notre travail. En effet elle regroupe les différentes équations des éléments participants dans la formulation du problème afin d'extraire leurs meilleures caractéristiques tout en obéissant à des contraintes particulières qui agissent sur différents critères (énergétique, économique). Suivant le cahier de charge, le critère considéré dans la démarche de notre dimensionnement est le critère économique qui se compose de la somme des coûts d'achats du système, coûts de maintenances et les coûts de renouvellements des composants. Ces derniers dépendent essentiellement du nombre de composants à utilisés et leurs qualités en terme de marques et puissances. En prenant compte du désir du consommateur en garantissant un système hybride fiable et d'une bonne qualité, nous mènes à fixer le critère qualitatif et plutôt jouer sur le critère quantitatif, en élaborant une fonction objective dépendante du coût d'investissement totale en la minimisant suivant le nombre des composants et suivant des contraintes principalement basées sur la condition de satisfaction de la puissance de la charge.

II.5.1 Le coût d'achat du système

C'est la somme totale des coûts d'achats en (€) de chaque composant [58] [59] :

$$C_a = N_{pv} \cdot C_{pv} + N_{eo} \cdot C_{eo} + N_{bat} \cdot C_{bat} + N_{con} \cdot C_{con} + C_{gd} \quad (\text{II.21})$$

Avec :

- C_{pv} : Le coût d'achat d'un panneau photovoltaïque (€).
- C_{eo} : Le coût d'achat d'une éolienne (€).
- C_{bat} : Le coût d'achat d'une batterie (€).
- C_{con} : Le coût d'achat d'un convertisseur (€).
- C_{gd} : Le coût d'achat du group diesel (€).
- N_{pv} : Le nombre des panneaux photovoltaïques.
- N_{eo} : Le nombre des éoliennes.
- N_{bat} : Le nombre des batteries.
- N_{con} : Le nombre des convertisseurs.

II.5.2 Le coût de maintenance

Il est décrit de la manière suivante [58] [59] :

$$C_m = (T.N_{pv}.M_{pv})+(T.N_{eo}.M_{eo})+(T.N_{gd}.M_{gd})+(T-K_{bat}-1).N_{bat}.M_{bat}+(T-K_{con}-1)*N_{con}.M_{con} \quad (II.22)$$

Avec :

- T : La durée de vie du système (*ans*).
- M_{pv} : Le coût de maintenance d'un panneau photovoltaïque (€).
- M_{eo} : Le coût de maintenance d'une éolienne (€).
- M_{bat} : Le coût de maintenance d'une batterie (€).
- M_{conv} : Le coût de maintenance d'un convertisseur (€).
- M_{gd} : Le coût de maintenance du groupe diesel (€).
- K_{bat} : Le nombre de renouvellement d'une batterie durant T .
- K_{conv} : Le nombre de renouvellement d'un convertisseur durant T .

II.5.3 Le coût de renouvellement

Dans le cas où un composant possède une durée de vie inférieure à la durée de vie du système global, ce composant doit être remplacé pour garantir la continuité de son fonctionnement. Le coût de renouvellement en (€) est donné par [58] [59] :

$$C_r = N_{pv}.C_{pv}.K_{pv} + N_{eo}.C_{eo}.K_{eo} + N_{bat}.C_{bat}.K_{bat} + N_{con}.C_{con}.K_{conv} + C_{gd}.K_{gd} \quad (II.23)$$

Avec :

- K_{pv} : Le nombre de renouvellement d'un panneau photovoltaïque durant T .
- K_{eo} : Le nombre de renouvellement d'une éolienne durant T .
- K_{gd} : Le nombre de renouvellement du groupe diesel durant T .

Ces nombres de renouvellement s'écrivent comme suit [20] :

$$K_{pv} = \left[\frac{T - T_{pv}}{T_{pv}} \right] \quad (II.24)$$

$$K_{eo} = \left[\frac{T - T_{eo}}{T_{eo}} \right] \quad (II.25)$$

$$K_{gd} = \left[\frac{T - T_{gd}}{T_{gd}} \right] \quad (II.26)$$

$$K_{bat} = \left[\frac{T - T_{bat}}{T_{bat}} \right] \quad (II.27)$$

$$K_{con} = \left[\frac{T - T_{con}}{T_{con}} \right] \quad (\text{II.28})$$

- $T_{pv}, T_{eo}, T_{gd}, T_{bat}, T_{con}$ sont respectivement la durée de vie d'un panneau photovoltaïque, la durée de vie d'une éolienne, la durée de vie du groupe diesel, la durée de vie d'une batterie et la durée de vie d'un convertisseur.

II.5.4 Le coût total

Le coût global en (€) pour toute la durée de fonctionnement est donnée par [58] [59] :

$$C_t = C_a + C_m + C_r \quad (\text{II.29})$$

Etant donné que les convertisseurs ne participent pas à la production d'énergie, ces derniers ne sont pas pris en compte dans l'optimisation de la fonction objective. De même pour le groupe diesel qui est considéré seulement comme un système d'appoint en cas de défaillance totale du système. Néanmoins, leurs prix sera pris en considération. Le dimensionnement des composants est surtout basé sur les puissances des deux générateurs renouvelables et du système de stockage. Par conséquent ; on aura [58] [59] :

$$\begin{aligned} C_t = & N_{pv} \cdot C_{pv} + N_{eo} \cdot C_{eo} + N_{bat} \cdot C_{bat} + C_{gd} + C_{conv} \dots \\ & + (T \cdot N_{pv} \cdot M_{pv}) + (T \cdot N_{eo} \cdot M_{eo}) + (T - K_{bat} - 1) \cdot N_{bat} \cdot M_{bat} \dots \\ & + N_{pv} \cdot C_{pv} \cdot K_{pv} + N_{eo} \cdot C_{eo} \cdot K_{eo} + N_{bat} \cdot C_{bat} \cdot K_{bat} \end{aligned} \quad (\text{II.30})$$

$$\begin{aligned} C_t = & N_{pv} \cdot (C_{pv} + C_{pv} \cdot K_{pv} + T \cdot M_{pv}) \dots \\ & + N_{eo} \cdot (C_{eo} + C_{eo} \cdot K_{eo} + T \cdot M_{eo}) \dots \\ & + N_{bat} \cdot (C_{bat} + (T - K_{bat} - 1) * M_{bat} + C_{bat} \cdot K_{bat}) + (C_{gd} + C_{conv}) \end{aligned} \quad (\text{II.31})$$

Généralement la durée de vie du générateur photovoltaïque et du générateur éolien est proche de la durée de vie du système. A cet effet le nombre de renouvellement K_{pv} et K_{eo} est nul. Ainsi ; on obtient la formule suivante :

$$\begin{aligned} \min(z) = & N_{pv} \cdot (C_{pv} + T \cdot M_{pv}) + N_{eo} \cdot (C_{eo} + T \cdot M_{eo}) + (C_{gd} + C_{conv}) \dots \\ & + N_{bat} \cdot [C_{bat} \cdot (1 + K_{bat}) + (T - K_{bat} - 1) \cdot M_{bat}] \end{aligned} \quad (\text{II.32})$$

II.5.5 Les contraintes

La contrainte la plus importante à vérifier est l'équilibre énergétique entre l'offre et la demande, ainsi, la puissance délivrée par les modules PV, par les éoliennes et celle délivrée par les batteries doit être supérieure ou égale à la demande pour chaque instant (t) [58].

$$P_{pv}(t, G, T^\circ) \times N_{pv} + P_{eo}(t, v) \times N_{eo} + P_{bat}(t) \times N_{bat} \geq P_{load}(t) \quad \forall t \in T \quad (\text{II.33})$$

Le nombre de tous les composants à optimiser est positif et peut être borné de manière automatique suivant l'algorithme d'optimisation ou suivant le cahier de charge :

$$N_{gd} = 1 \quad (\text{II.34})$$

$$0 \leq N_{pv} \leq N_{pvmax} \quad (\text{II.35})$$

$$0 \leq N_{eo} \leq N_{peomax} \quad (\text{II.36})$$

$$0 \leq N_{bat} \leq N_{batmax} \quad (\text{II.37})$$

$$0 \leq N_{conv} \leq N_{convmax} \quad (\text{II.38})$$

II.6 Les méthodes d'optimisation

Afin d'optimiser le fonctionnement d'un système hybride qui n'est pas connecté au réseau, il faut d'abord déterminer les paramètres de dimensionnement en fonction de la variable à minimiser. Généralement ce dernier est le critère économique, ainsi ; on cherche alors à minimiser le coût économique du système tout en préservant certains critères de qualités imposés par le consommateur. Cette optimisation peut être réalisée selon deux principales méthodes : Les méthodes déterministes et les méthodes stochastiques.

II.6.1 Les méthodes déterministes

Les méthodes déterministes sont des méthodes qui convergent toujours vers le même optimum à partir d'un point de départ initial pour un problème quelconque. Ces méthodes peuvent être séparées en deux groupes : Les méthodes gradients et les méthodes géométriques ou heuristiques. Parmi les méthodes gradients on trouve la technique de la plus grande pente, les méthodes de Newton (BFGS ou DFP) et aussi la méthode de Lavenberg-Marquardt [60] . Le principe de ces méthodes réside dans le calcul des dérivées partielles de la fonction objective afin d'atteindre l'optimum assez rapidement. A côté, on trouve les méthodes géométriques ou heuristiques, parmi ces dernières on repère particulièrement les algorithmes gloutons [61]. Ce type

de méthodes exploitent les valeurs de la fonction objective afin d'explorer l'espace des solutions à travers des essais successifs cherchant les directions avantageux pour arriver à l'optimum.

Les méthodes de résolution déterministes ne sont pas adéquates à toutes les problématiques car certains problèmes sont assez complexes. Parmi ces problématiques, on cite la présence des discontinuités, la non-dérivabilité, l'absentéisme de convexité ou encore la difficulté analytique pour déterminer la fonction objective. On peut aussi ajouter le problème de temps de résolution qui est considéré trop long chez les méthodes déterministes. Il est donc nécessaire de faire appel aux méthodes stochastiques [62].

II.6.2 Les méthodes stochastiques

Les méthodes stochastiques sont basées sur une prospection aléatoire de l'espace des solutions à l'aide de règles de transition de probabilités [58]. Ceci dit, le trajet vers l'optimum est donc différent [63]. Parmi les algorithmes stochastiques les plus populaires on trouve : les algorithmes génétiques (AG) [64] et l'optimisation par essaims particulaires (PSO) [65].

II.6.2.1 Les algorithmes génétiques (AG)

Un algorithme génétique (AG) est une métaheuristique qui manœuvre une population de solutions potentielles à la fois. Son mode de fonctionnement est basé sur les principes biologiques de la sélection naturelle qui orchestrent la survie des échantillons les mieux adaptés à leur environnement [66]. L'AG débute d'un ensemble de solutions initialisé aléatoirement dans l'espace. Les individus ici sont représentés par leurs variables de conception, ils sont considérés comme étant des chromosomes. Les chromosomes de la population initiale sont utilisés pour produire une nouvelle population, en passant par les différents opérateurs génétiques, principalement : le croisement, la mutation et la sélection. Ceci est motivé par l'espoir que la nouvelle population soit meilleure que la précédente.

Pour résumer, le croisement agit sur les deux chromosomes parents pour en produire deux autres chromosomes enfants, en souhaitant que les deux nouveaux chromosomes soient meilleurs que les précédents, ceci se réalise si les bons gènes de ces derniers sont ceux qui sont combinés. La figure II.4 résume la procédure du croisement, dans ce cas c'est un croisement unitaire.

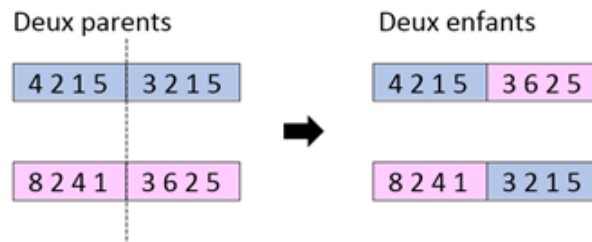


FIGURE II.4 – Le croisement unitaire.

En outre, la mutation est un opérateur génétique qui permet d'offrir de nouvelles caractéristiques génétiques au chromosome de façon direct en mutant un ou plusieurs de ses gènes (voir figure II.5 Elle est généralement utilisée après le croisement.

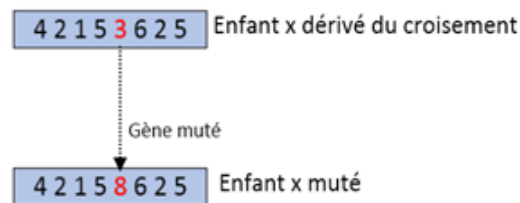


FIGURE II.5 – La mutation.

Cet algorithme démarre avec une population générée de manière aléatoire, chaque vecteur d'individu (chromosome) représente une solution au problème. La reproduction se fait après chaque itération, cette dernière engendre une population enfant dont les meilleurs individus sont sélectionnés pour prendre le relais des parents. Ensuite, deux sont choisis de façon aléatoire à l'aide de la fonction roulette, à qui on appliquera les opérateurs croisement et mutation afin de créer une diversification dans la population.

Les AG sont basées sur le concept de "l'élitisme", qui consiste à préserver un aperçu des gènes des meilleurs individus pour se précautionner contre toute décadence que pourrait être produite du croisement ou de la mutation, La figure II.6 ci-dessous représente l'organigramme d'évolution de l'algorithme génétique (Annexe B.2).

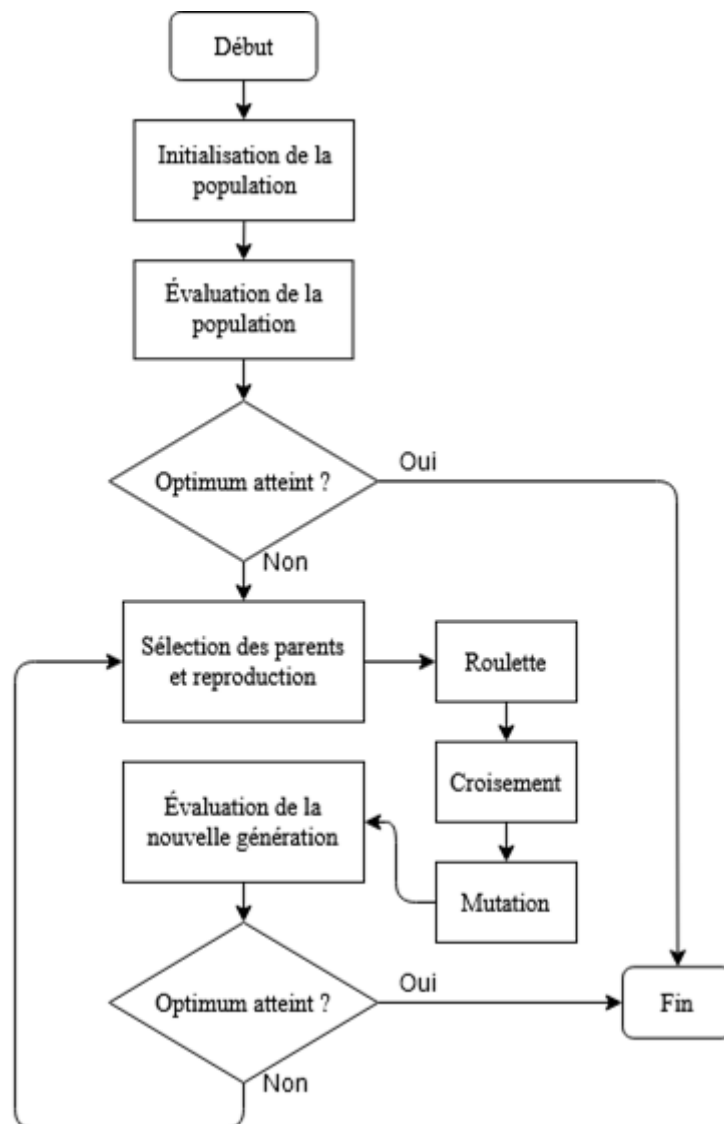


FIGURE II.6 – Organigramme de l'algorithme génétique.

II.6.2.2 L'optimisation par essais particuliers (PSO)

La méthode PSO est une technique d'optimisation stochastique qui trouve des solutions optimales pour un problème formulé en essayant de manière itérative d'améliorer une solution candidate. Elle a été initialement développée par Eberhart et Kennedy en 1995 [67] [68], qui est basée sur le comportement dynamique des animaux se déplaçant en groupes compacts. La technique PSO dépend d'une population d'agents simples appelés particules, chaque particule est considérée comme une solution potentielle au problème. Les particules communiquent entre elles dans tous les espaces de recherche afin de construire une solution au problème posé, en profitant de leur expérience collective. Chacune des particules a une mémoire de sa meilleure

position ou expérience, connue sous le nom de meilleur personnel (P_{best}). Il y a aussi la meilleure expérience de tout l'essaim qui appartient à toutes les particules qui se trouvent dans l'essaim connu comme le meilleur global (G_{best}). La figure II.7 illustre les composants d'une particule dans l'essaim.

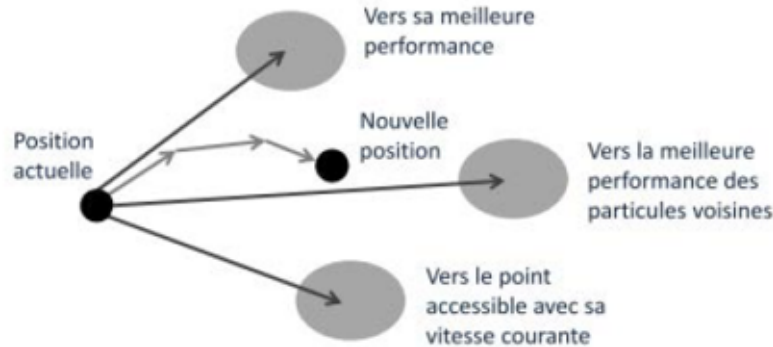


FIGURE II.7 – Trajectoire d'une particule [58].

Tout d'abord un nombre aléatoire de particules est évalué dans l'espace de recherche du problème, puis chaque particule change de position dans cet espace en fonction de ses propres emplacements actuels, des vitesses précédentes, et plus généralement des meilleurs emplacements, avec quelques perturbations aléatoires. La vitesse de chaque particule est modifiée de manière itérative afin d'obtenir la meilleure position. L'étape suivante recommence après la mise à jour de la position de chaque particule. Dans ce processus, l'essaim dans son ensemble est en mesure d'explorer une solution presque optimale. Lorsque les particules interagissent mutuellement, elles progressent vers la solution optimale [67] [68].

$$\begin{cases} \vec{X}_i(t+1) = \vec{X}_i(t) + \vec{v}_i(t+1) \\ \vec{v}_i(t+1) = C_0 \cdot \vec{v}_i(t) + C_1 \cdot r_1 \cdot (\vec{P}_{besti}(t) - \vec{X}_i(t)) + C_2 \cdot r_2 \cdot (\vec{G}_{best}(t) - \vec{P}_{besti}(t)) \end{cases} \quad (\text{II.39})$$

Le meilleur personnel P_{besti} et le meilleur global G_{best} sont mis à jour après chaque itération jusqu'à ce que le minimum global soit atteint. La meilleure position personnelle $P_{besti}(t)$, associée à la particule "i" est la meilleure position que la particule ait atteinte depuis le début de l'évolution. Compte tenu de la fonction de minimisation $f(X)$, la meilleure position personnelle actuelle, "t+1", est calculée comme suit [67] [68] :

$$\begin{cases} \vec{P}_{besti}(t+1) = \vec{P}_{besti}(t) & \text{Si } f(\vec{X}_i(t+1)) \geq f(\vec{X}_i(t)) \\ \vec{P}_{besti}(t+1) = \vec{P}_{besti}(t+1) & \text{Si } f(\vec{X}_i(t+1)) < f(\vec{X}_i(t)) \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

La meilleure position globale au temps "t" est définie comme suit :

$$G_{best}(t+1) = \min([P_{besti}(t+1)]) \quad (\text{II.41})$$

La figure II.8 ci-dessous représente l'organigramme d'évolution du PSO (Annexe B.1).

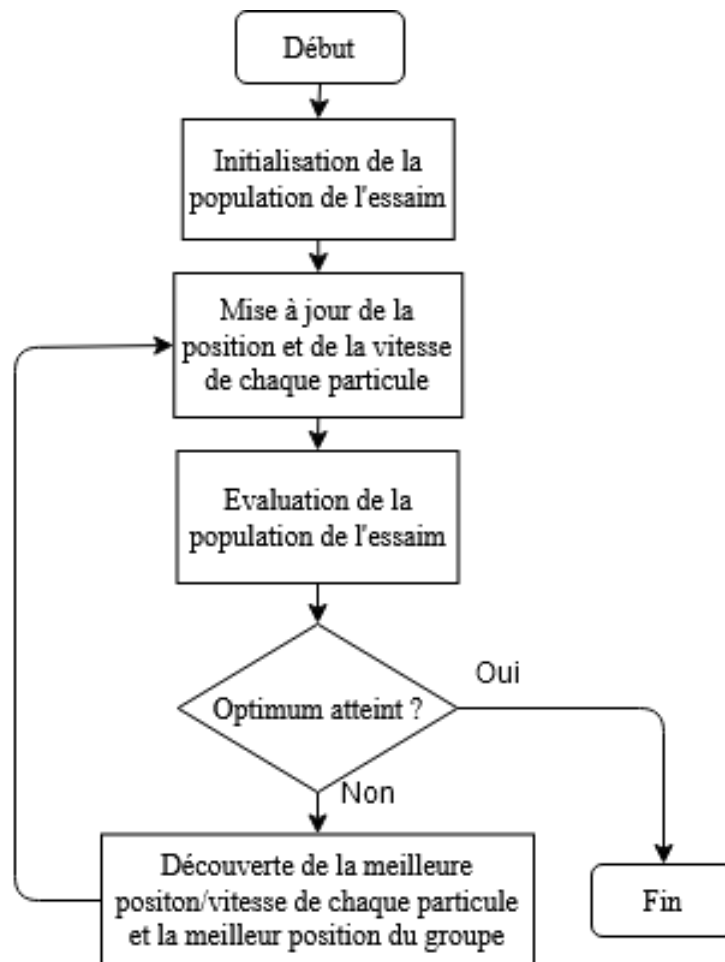


FIGURE II.8 – Organigramme du PSO.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre on a élaboré et modélisé les différentes sources constituant notre système énergétique hybride. Cette modélisation sera la clef fondamentale dans la suite de notre étude. Le choix des équipements ainsi que leurs caractéristiques était une étape très importante et sensible vu l'exigibilité de préserver le coté logique du rassemblement de ces équipements. Ceci nous a permis d'expliquer et d'exploiter ces connaissances dans la mise en œuvre de l'architecture de la configuration finale de notre SEH. Aussi, la formulation du problème en modèle mathématique nous permettra de pouvoir manipuler ses paramètres en agissant sur les variables décisives qui auront rôle dans l'amélioration de la productivité du SEH tout en tenant compte des contraintes économiques et énergétiques. En effet, ce travail est une image théorique et un prérequis essentiel vers l'application de ce dernier sur le terrain d'étude qui sera dédié dans le chapitre qui suit.

Chapitre III

Résultats et discussions

III.1 Introduction

Dans ce chapitre on s'intéresse à l'application des algorithmes évolutionnaires sur notre problématique. Ces derniers seront l'atout vers l'obtention des solutions optimales, qui seront ensuite le sujet d'une étude économique comparative avec le réseau conventionnel classique. A cet effet, on présentera le site d'étude ainsi que l'analyse de son gisement énergétique. Suivi de l'application des algorithmes d'optimisation sur la plateforme de programmation Matlab. Deux scénarios d'étude seront proposés, chacun sera traité selon deux cas possible. Les résultats obtenus seront discutés puis synthétisés afin d'aboutir à la meilleure solution pour notre SEH. La finalité de notre travail est d'identifier le bénéfice ou le déficit réalisé, le délai de récupération et la fiabilité du projet.

III.2 Présentation du site

SARL BOUBLENTZA est une entreprise qui se situe à Tlemcen sur la latitude de $34,97^\circ$ N et $1,44^\circ$ W. C'est une entreprise pionnière dans la production de poudre de caroube. Depuis 1994 ; elle s'est spécialisée dans la transformation de caroubes en produits dérivés importants tels que la poudre de caroube, les graines de caroube et la pulpe de caroube. Son siège principal se trouve sur la rue Bouabderrahmane, Faubourg Agadir à Tlemcen, 13000, Algérie. La figure 3.1 illustre l'image satellitaire du site SARL BOUBLENTZA.

Elle emploie plus d'une centaine de travailleurs et vise les marchés internationaux pour sa production. Etant donné que le CARANI Caruma et le BIOCAROB sont produits principalement afin d'être destinés à l'exportation, SARL BOUBLENTZA accueille des offres de partenariat afin de renforcer sa présence en Europe, en Afrique et en Asie et le continent américain. Les membres de l'entreprise sont actifs dans différentes associations professionnelles et cadres telles que :

- CCI Tafna
- ACET
- ANEXAL
- CACI
- FCE
- CAGEX

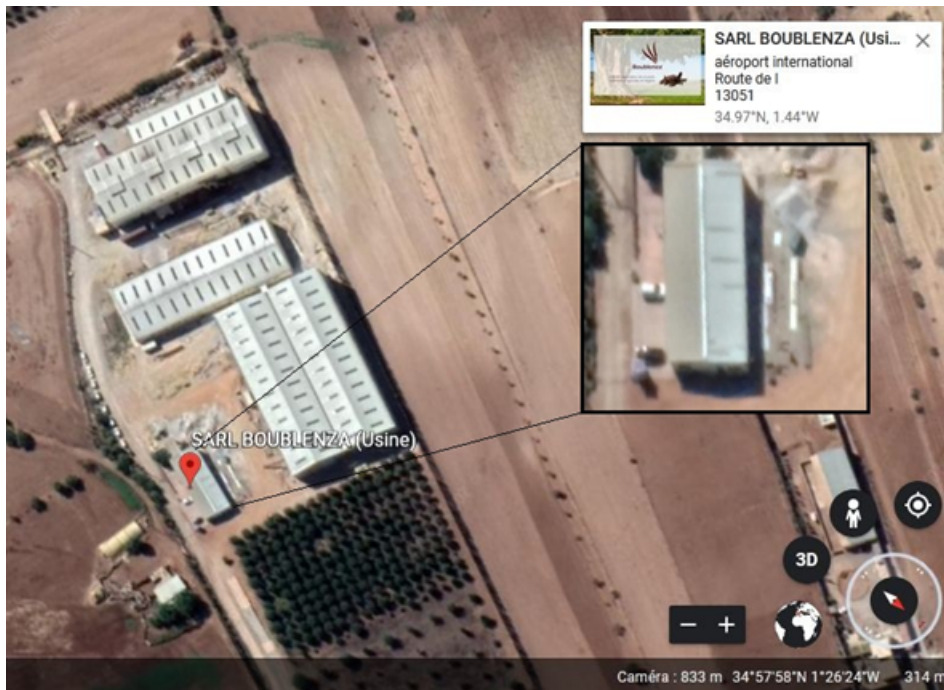


FIGURE III.1 – Image satellitaire du site SARL BOUBLENZA

III.3 Potentiel énergétique du site

La première étape de notre travail consiste à mesurer les valeurs du rayonnement solaire, la température ambiante extérieure et la vitesse du vent ainsi que la mesure du profil de charge horaire de la consommation du bloc administratif à l'aide d'un compteur d'électricité pour chaque heure; durant la période débutant du 10 Février jusqu'au 11 Mars 2020 (Le début de la première vague du COVID-19 nous a empêché de poursuivre les mesures). Ces mesures vont nous permettre de dimensionner l'installation du système hybride d'une manière optimale suivant les différents algorithmes existants. La figure III.2 montre un exemple des mesures journalières prises dans le site le 13/02/2020.

Date : 13/02/2020

Temps	Eclairement (W/m ²)					Température (°C)	Consommation (kWh)	Vitesse vent (m/s)
	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Moyenne			
08:00	23	26	42	31	30,5	8	4,0	3,27
09:00	284	251	273	286	273,5	10	7,3	3,41
10:00	501	542	522	557	530,5	12	7,6	3,88
11:00	653	682	679	634	662	14	5,3	3,91
12:00	578	581	759	564	620,5	15	4,2	2,88
13:00	882	853	871	862	868,5	18	4,0	3,48
14:00	847	813	807	821	822	19	7,4	3,59
15:00	698	722	707	716	710,3	19	4,3	2,57
16:00	652	631	633	656	643	18	4,7	2,33
17:00	523	513	517	552	526,3	18	3,9	2,41

FIGURE III.2 – Les mesures journalières prises dans le site (Exemple du 13/02/2020).

Il faut signaler que les mesures du rayonnement solaire ont été prises à l'aide d'un pyranomètre; voir la figure III.3; la température ambiante a été mesurée à l'aide d'un capteur de température numérique et la vitesse du vent est prise des données satellitaires de *Global Wind Atlas*.



FIGURE III.3 – Pyranomètre.

Les mesures de la consommation ont été prises à l'aide d'un compteur d'énergie électrique Himel DTS607 (figure III.4) installé dans le poste électrique sur le départ de la distribution du bloc administratif. Étant donné que le principe du compteur est de nature additionneur,

le prélèvement des mesures a été effectué chaque heure en soustrayant la valeur de l'heure précédente. A partir de 17h jusqu'à 07h la valeur de consommation a été répartie également sur cette intervalle, les charges principalement utilisées durant cette période étaient l'arrosage et l'éclairage.



FIGURE III.4 – Compteur d'énergie électrique Himel DTS607 pour la mesure sur le site

le tableau III.1 ; ci-dessous représente les valeurs moyennes des mesures prises durant la période du stage dans le site de SARL. BOUBLENZIA.

TABLE III.1 – Valeurs moyennes des différentes mesures prises sur le site.

Heures (h)	Eclairement (Wh/m ²)	Température (C°)	Vitesse du vent (m/s)	Consommation (kWh)
01 :00	0	10,0625	2,86090278	4,473125
02 :00	0	9,5625	3,07486111	4,473125
03 :00	0	9,375	2,98472222	4,473125
04 :00	0	8,625	2,90451389	4,473125
05 :00	0	8,4375	3,05180556	4,473125
06 :00	0	8	2,69090278	4,473125
07 :00	0	8,375	3,03215278	4,473125
08 :00	54,4414063	9,125	2,97340278	4,473125
09 :00	160,033594	9,9375	3,07729167	6,43
10 :00	313,660156	11,375	3,43194444	7,275
11 :00	516,960938	13,5	3,929375	7,68125
12 :00	683,371094	15,8125	3,99631944	7,61875
13 :00	781,769531	17,6875	3,90736111	5,80625
14 :00	830,730469	19	4,63548611	4,86875
15 :00	828,015625	20,0625	4,53340278	5,475
16 :00	771,292969	20,0625	4,36326389	5,78125
17 :00	667,550781	19,4375	4,35013889	5,275
18 :00	561,132813	18,5625	4,10138889	4,08
19 :00	351,449219	17,375	3,86395833	4,473125
20 :00	161,761719	16,0625	3,01680556	4,473125
21 :00	13,796875	14,8125	2,42541667	4,473125
22 :00	0	13,375	2,33027778	4,473125
23 :00	0	12,375	2,535	4,473125
24 :00	0	11,0625	2,10819444	4,473125

III.3.1 Potentiel solaire

Pour connaître le gisement solaire, c'est-à-dire les fluctuations du rayonnement solaire utilisables au cours d'une période sur un site, il existe trois méthodes :

- Les mesures de rayonnement prélevées pratiquement sur le site d'étude,
- Les observations des stations météorologiques,
- L'imagerie satellitaire.

Dans ce travail, les données d'irradiation sont prélevées sur le site à l'aide d'un pyromètre exposé sur un support 30° orienté sud dans quatre points différents du bloc comme le montre la figure III.5, les quatre valeurs sont évaluées par la quantité moyenne durant chaque heure de la journée.

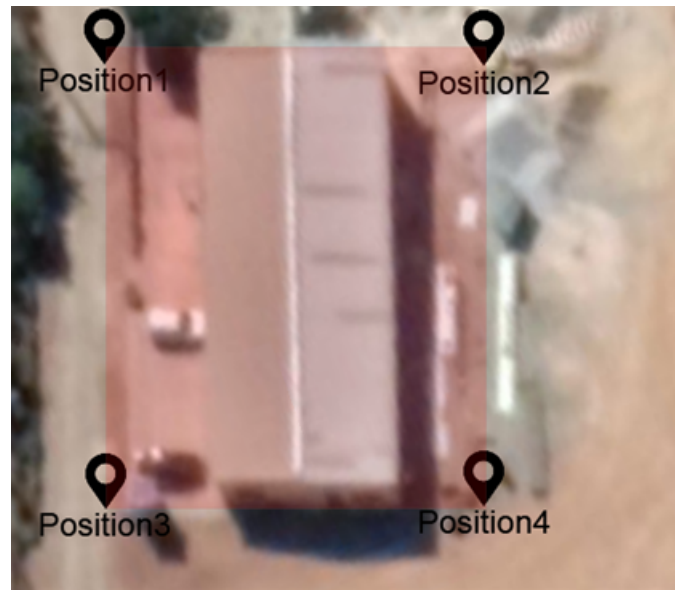


FIGURE III.5 – Les quatre coins de mesure de l’irradiation solaire autour du bloc.

Après obtention des données d’irradiation solaire du site, la puissance est déterminée à partir de l’éclairement solaire qui sera évaluée par l’équation du modèle décrite comme suit :

$$P_{pv} = \eta \times S \times G \quad (W) \quad (III.1)$$

Les résultats d’irradiation ainsi que la puissance sont présentés par la figure III.6 et III.7 ; ci-dessous :

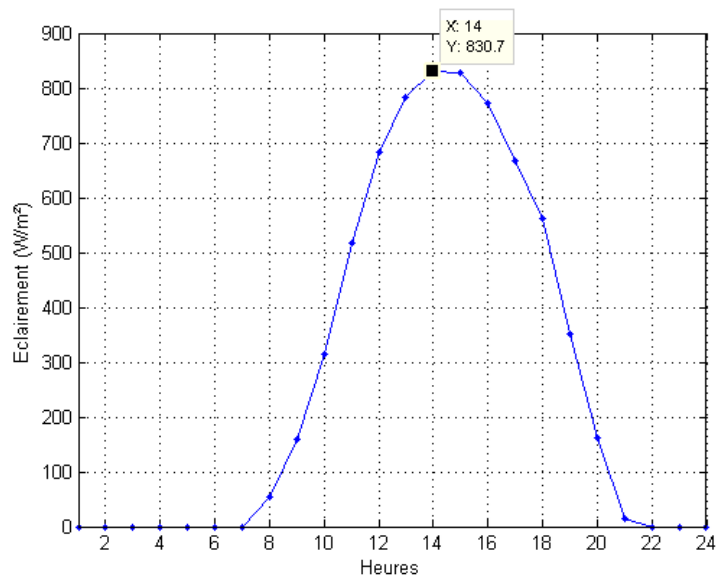


FIGURE III.6 – L’éclairement solaire horaire moyen durant la journée.

L'ensemble des valeurs moyennes de l'éclairement durant la journée présentent une répartition normale ; représenté par un point maximum d'éclairement de $830,7 \text{ W/m}^2$ à 14h00. A noté que le capteur était dirigé vers le sud d'un angle de 30° . Bien que la période du prélèvement des mesures soit le mois de février qui est considérée comme étant un mois défavorable, les valeurs mesurées indiquent une quantité intéressante durant cette période. De plus le site est caractérisé par une durée d'ensoleillement importante ; arrivant jusqu'à 10 heures/jour et une température extérieure assez idéale pour un bon fonctionnement du module photovoltaïque. Ceci dit ; l'exploitation de ressource solaire dans cet endroit est une bonne approche pour assurer l'approvisionnement en électricité. La figure III.7 illustre la puissance photovoltaïque d'un module ZT300P durant la journée

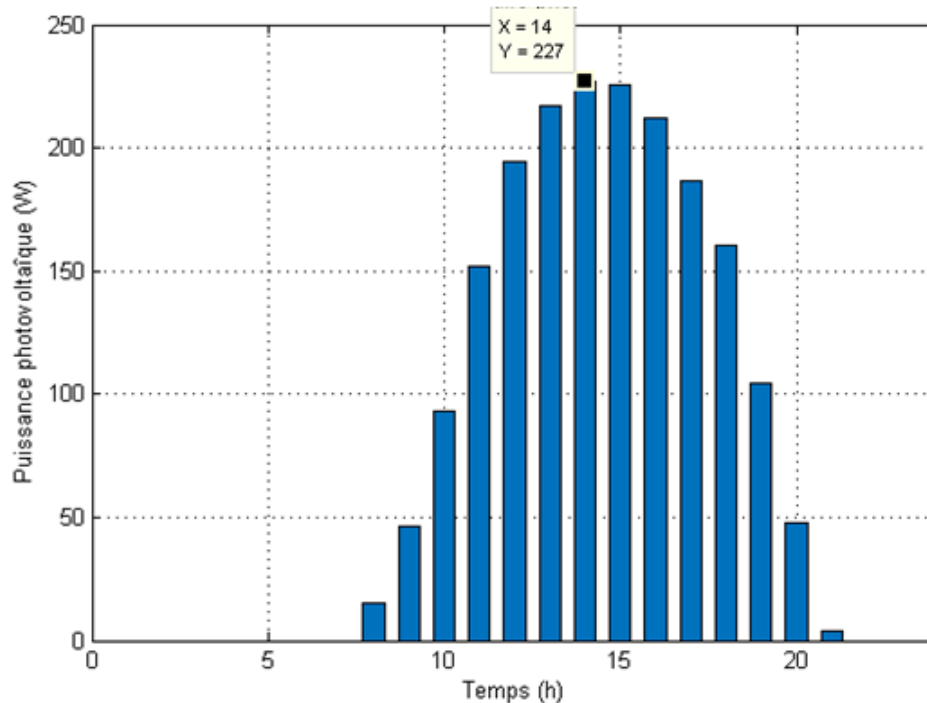


FIGURE III.7 – La puissance photovoltaïque d'un module durant la journée.

La courbe de la puissance est une image de l'irradiation solaire. Le module atteint son maximum à 14h pour une valeur de 227W, sachant que la puissance nominale du panneau est de 300W.

III.3.2 Profil de la température

Les valeurs de la température extérieure sont indispensables pour la prévision de la puissance photovoltaïque. Plus la température augmente, plus la tension des cellules diminuent, ce qui

engendre une diminution dans la puissance du module. Dans notre démarche de mesure, les températures sont évaluées chaque heure durant la journée à partir d'un capteur de température numérique. La figure III.8 représente les données moyennes de la température journalière :

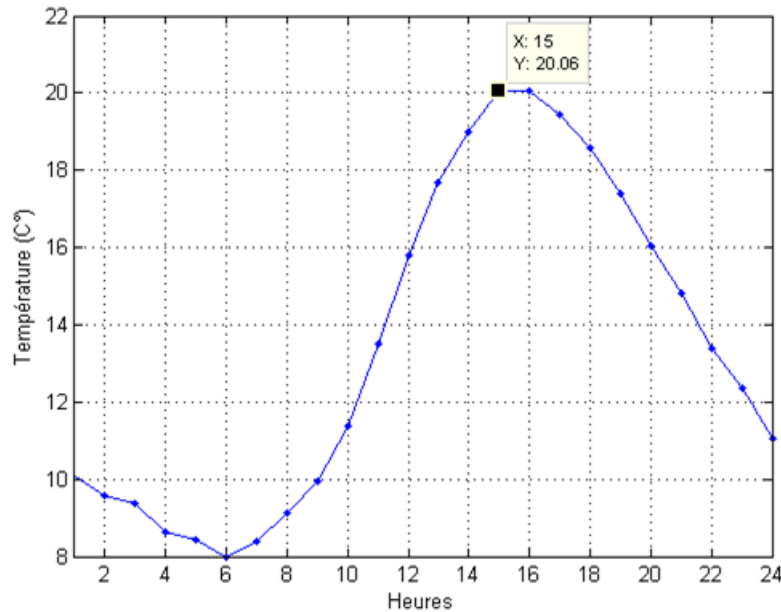


FIGURE III.8 – La température horaire moyenne durant la journée.

L'ensemble des valeurs moyennes de la température trace une courbe répétitive durant la journée d'un point maximum de 20°C à 15h00. Cette valeur est idéale pour un bon fonctionnement du panneau photovoltaïque sans influencer de mauvaise manière sur son rendement.

III.3.3 Potentiel éolien

L'implantation d'une éolienne dépend essentiellement de la connaissance des vitesses du vent. Pour cette raison, nous devons effectuer une série de mesures précises et locales sur le site d'étude. Ce dernier se situe dans un couloir d'air important là où la vitesse du vent est considérablement accélérée suite à l'endroit qui est ouvert sans présence d'obstacles, ce qui assure une bonne production éolienne. Les mesures de la vitesse du vent sont obtenues grâce à la plateforme en ligne « *Global Wind ATLAS* » mesurées chaque heure à une hauteur de 10m du sol. Après l'obtention des vitesses du vent, l'approche suivante consiste à quantifier la puissance utile délivrée à partir de la production éolienne en utilisant le modèle mathématique développé. Ce dernier nous permettra aussi de mettre en évidence la densité de puissance d'une éolienne. Les résultats sont présentés dans les figures III.9 et III.10 ci-dessous :

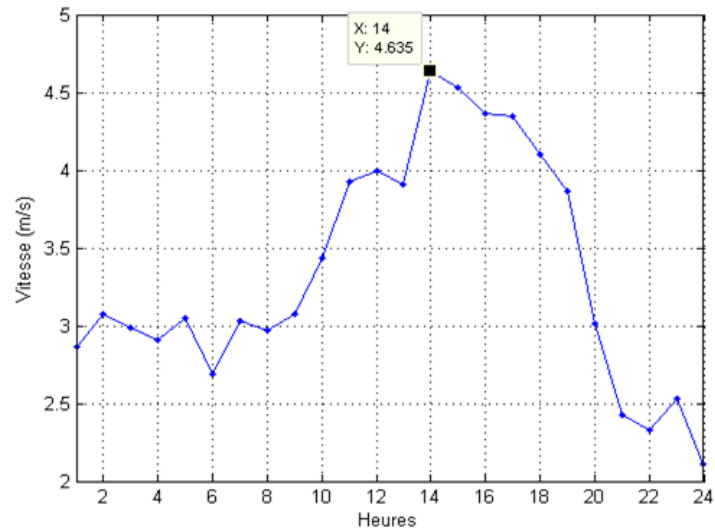


FIGURE III.9 – La vitesse du vent horaire moyenne durant la journée.

L'ensemble des valeurs moyennes de la vitesse du vent sont très aléatoires et stochastiques, ceci revient à la nature du vent qui est imprévisible. On observe quand même une bonne quantité de vent circulant l'après-midi de 12h à 18h durant la période de mesures, elle atteint son optimum à 14h pour une valeur de 4,635 m/s. A partir de ces données récoltées, nous pouvons prendre une décision sur le type d'éolienne à choisir en fonction de sa vitesse d'amorçage, vitesse de coupure et nominale.

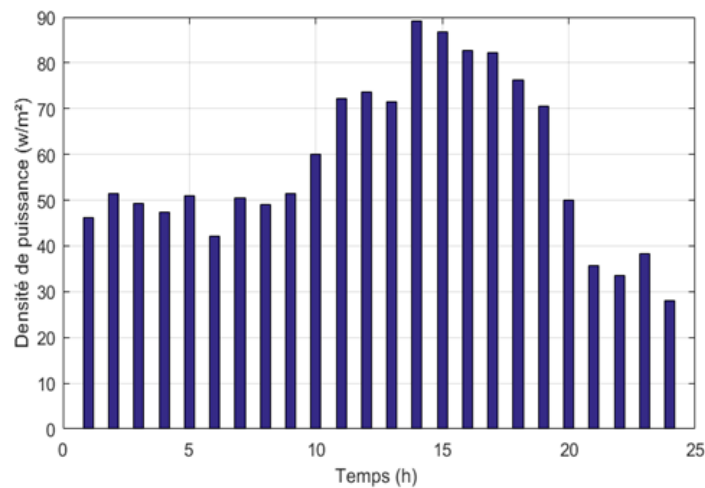


FIGURE III.10 – La densité de la puissance du vent durant la journée.

La densité de puissance représente le flux de puissance repartie sur la surface balayée par les pales de l'éolienne. On remarque ici que la densité est en accord avec la variation des

vitesse du vent. Elle atteint son maximum pour une vitesse de vent de 4,635 m/s.

De nature, la vitesse du vent varie en permanence. Pour prévoir réellement la production d'énergie d'une éolienne, il faut identifier la force et la fréquence exactes du vent. Pour avoir une bonne prévision pratique sur la production d'éolienne, la vitesse doit être calculé chaque 10 minutes pour ensuite les répartir en divers intervalles. Néanmoins, la nature de nos résultats est horaire, mais n'empêche qu'on peut toujours mettre en évidence le tracer de la densité de Weibull ainsi qu'identifier ses paramètres k et c ; comme le montre la figure III.11.

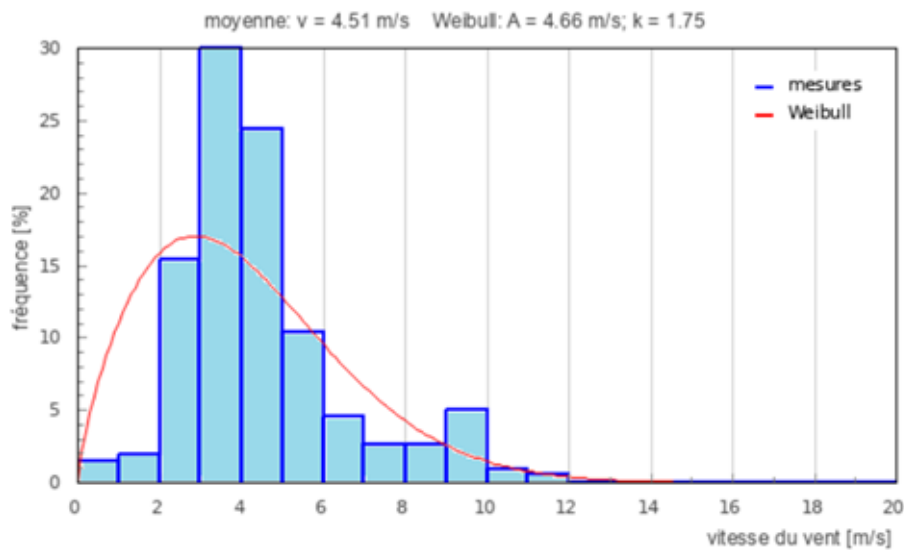


FIGURE III.11 – La densité du vent horaire durant la journée

Le tracé du graphe montre une fréquence très importante dans l'intervalle entre 3m/s et 5m/s, cette information indique la valeur majoritaire de la vitesse du vent qui souffle généralement sur notre site. Ceci est traduit par la valeur du facteur d'échelle 'c' obtenu qui est égale à 4,66m/s. D'autre part les vitesses du vent obtenues durant cette période sont peu dispersées ceci est projeté par la valeur du facteur de forme 'k' qui vaux 1,75.

Le profil des vitesses du vent nous permet de faire une extrapolation de ce dernier afin de mettre en évidence l'évolution de la vitesse du vent du site en fonction de la hauteur; suivant la figure III.12.

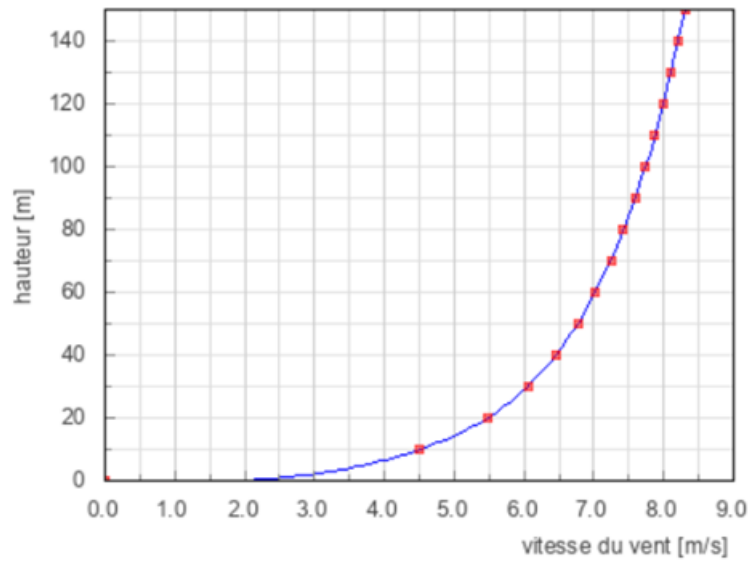


FIGURE III.12 – Profil vertical de la vitesse du vent du site.

III.3.4 Profil de consommation

Le profil de charge est consacré principalement à la consommation du bloc administratif, étant donné que le compteur d'énergie est accordé au départ de la distribution du bloc. Néanmoins, généraliser l'étude sur tout l'ensemble de l'usine reste une perspective ouverte. La figure III.13 représente le profil de charge moyen mesuré en kWh.

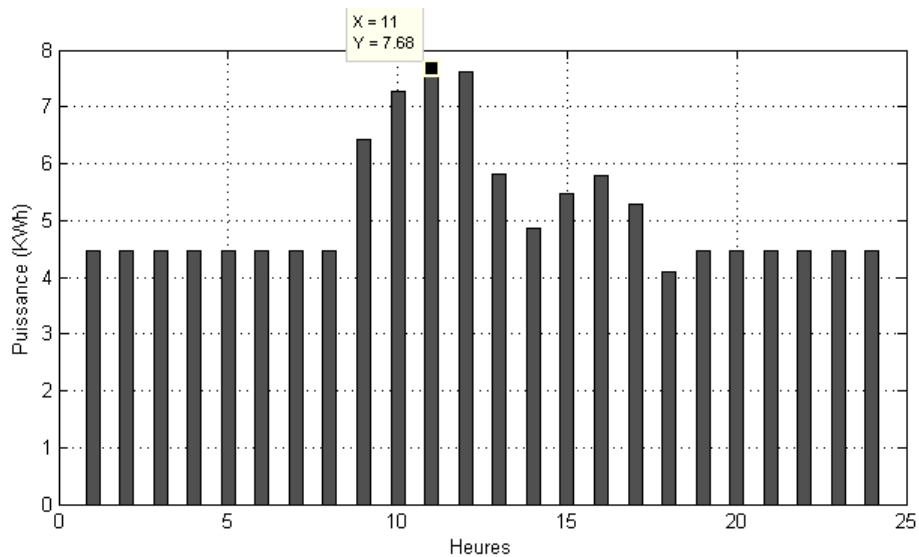


FIGURE III.13 – Profil de charge moyen horaire durant une journée.

A cet effet ; on observe une activité importante de la charge durant les heures de travail à partir de 08h00 et qui atteint un pic de consommation à 11h d'une valeur de 7,68 kWh. En

revanche ; durant le soir, on enregistre une certaine consommation des pompes qui sont mises en marches pour l'arrosage.

III.4 Résultats et discussions

La mise en application des différents algorithmes a permis de recenser plusieurs scénarios dans le dimensionnement du système hybride. Notre but est de choisir la meilleure solution au problème afin d'avoir une perspective durable ; vaste et riche en informations.

III.4.1 Scénario 1 : Valeurs de consommation maximale

Cette approche correspond aux données de la consommation journalière la plus défavorable. Dans ce cas ; on a observé la plus grande quantité d'énergie consommée durant une heure ; qui correspond à la journée du 19/02/2020. A cet effet ; le dimensionnement du système selon ce scénario sera basé sur le cas le plus défavorable en considérons que le profil de charge journalier est un vecteur d'énergie constant de valeur égale à la plus grande puissance consommée pendant une heure de fonctionnement. La figure III.14 représente le profil de charge de la journée la plus défavorable enregistré durant la période de mesures.

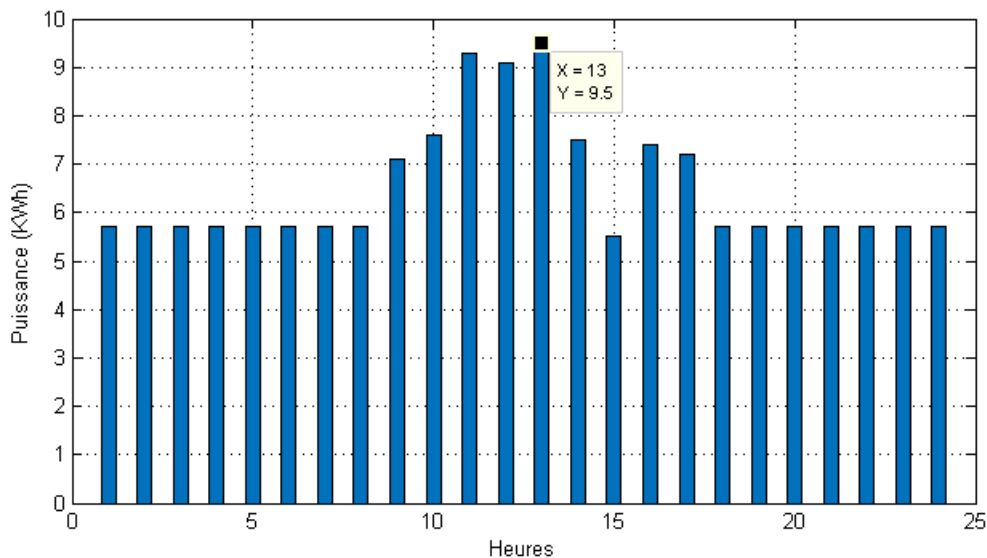


FIGURE III.14 – Profil de charge horaire durant la journée du 19/02/2020.

Ainsi ; on remarque une activité importante durant les heures de travail à partir de 09h00, qui atteint son pic de consommation à 13h d'une valeur de 9,5 kWh. Afin d'élargir notre étude, nous proposons pour l'entreprise plusieurs cas de solution suivant l'autonomie du bloc administratif :

III.4.1.1 Cas 1 : Charge avec autonomie

Dans ce premier cas, nous étudions le problème de dimensionnement en tenant compte de l'autonomie de la charge qui est assurée par le système de stockage qui atteint les 24h. Ce dernier sera donc apte de fournir l'énergie nécessaire pour la charge sans la présence des autres sources renouvelables pour une période de 24h. La démarche à suivre est représenté dans l'organigramme de la figure III.15. Tout d'abord, on commence par dimensionner la capacité du parc de batteries en fonction de la charge et de l'autonomie souhaitée à l'aide de l'équation (II.12) présentée dans le chapitre 2, cette partie nous permet d'obtenir le nombre de batteries nécessaire capables de couvrir les besoins de la charge sans avoir recours aux autres sources pour une période d'autonomie précise (24h dans notre cas). Une fois le nombre de batteries identifié, le dimensionnement des autres sources (PV et éolien) sera évalué grâce aux algorithmes stochastiques après avoir introduit les données initiales principales (Données météorologiques, contraintes et paramètres initiales des algorithmes) (voir annexe B.1). Enfin, une fois avoir identifié la valeur des variables d'état (nombre de chaque élément), l'algorithme évalue ces deniers en les remplaçant dans la fonction objective et la minimise jusqu'à l'aboutissement de l'optimum où, le coût de l'installation est la valeur la plus optimale.

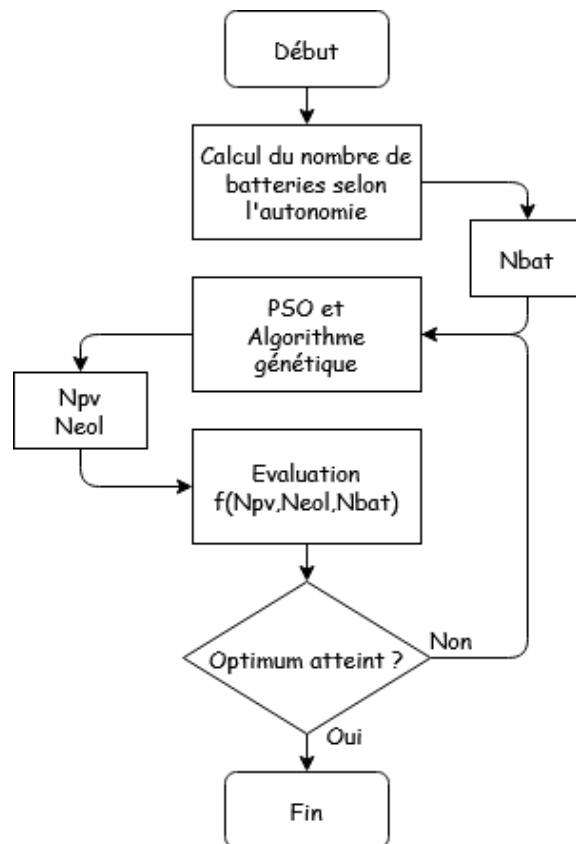


FIGURE III.15 – Organigramme de la démarche d'optimisation du premier cas.

Après avoir modélisé et introduit le SEH sous la forme d'une fonction objective et ses contraintes sur la plateforme Matlab, nous avons élaboré deux programmes utilisant les algorithmes évolutionnaires PSO et AG pour optimiser notre fonction objective. Les résultats sont présentés dans le tableau III.2 suivant :

TABLE III.2 – Résultats du scénario 1 avec autonomie.

Variables/méthode	PSO	AG
Nombre de panneaux PV	59,9473 \equiv 60	59,9544 \equiv 60
Nombre d'éoliennes	2	2
Nombre de batteries	16	16
Coût de l'installation €	185923,7686	185926,2135
Nombre d'itérations	25	94

Les résultats nous montrent que la meilleure configuration pour ce scénario est d'avoir 60 panneaux photovoltaïques, 2 éoliennes et 16 batteries. Pour un prix de 185923,7686 €. Ceci est confirmé par les deux algorithmes, Néanmoins, la vitesse de convergence du PSO ainsi que sa précision est plus importante que l'AG. La figure III.16 représente les résultats de simulation pour notre cas.

```

Iteration 96: Meilleur prix selon le PSO = 185923.7686 €
Iteration 97: Meilleur prix selon le PSO = 185923.7686 €
Iteration 98: Meilleur prix selon le PSO = 185923.7686 €
Iteration 99: Meilleur prix selon le PSO = 185923.7686 €
Iteration 100: Meilleur prix selon le PSO = 185923.7686 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon le PSO est de : 59.9473          2
Le nombre de batteries a choisir avec autonomie selon le PSO est de : 16
Pour un prix de : 185923.7686 €
>>

Iteration 96 : Meilleur Prix = 185926.2135 €
Iteration 97 : Meilleur Prix = 185926.2135 €
Iteration 98 : Meilleur Prix = 185926.2135 €
Iteration 99 : Meilleur Prix = 185926.2135 €
Iteration 100 : Meilleur Prix = 185926.2135 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon l'AG est de : 59.9544          2
Le nombre de batteries a choisir avec autonomie selon l'AG est de : 16
Pour un prix de : 185926.2135 €
>>

```

FIGURE III.16 – Résultats de simulation sur Matlab pour le premier cas du premier scénario.

La convergence des deux algorithmes vers le coût optimal est représentée dans les figures

III.17 et III.18.

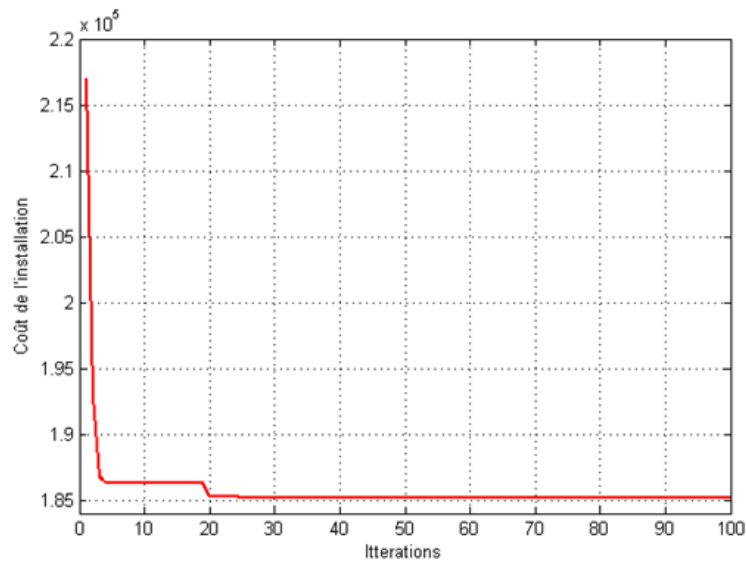


FIGURE III.17 – Graphe de convergence du coût avec le PSO.

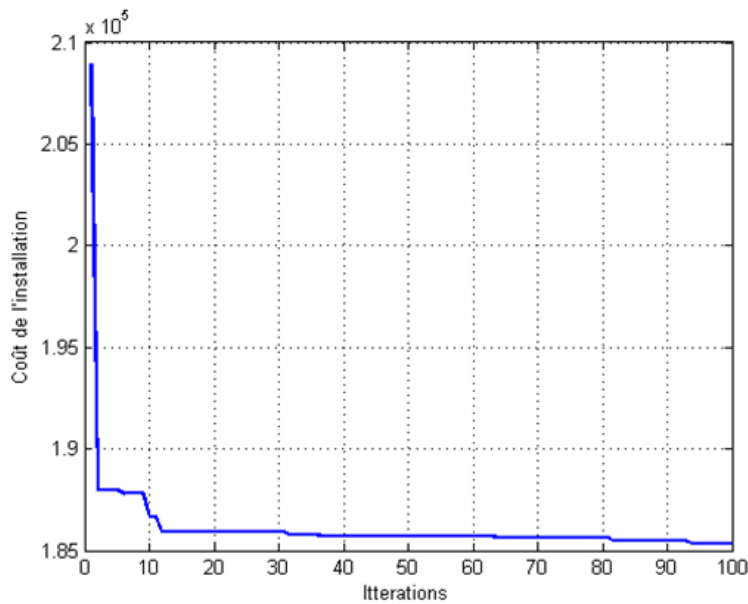


FIGURE III.18 – Graphe de convergence du coût avec l'AG.

La figure III.19 représente l'état de charge du parc de batteries lorsqu'elles fonctionnent en parallèle pendant 48h avec les autres sources du SEH. On remarque bien que l'énergie issue des batteries provient essentiellement durant la nuit, là où l'énergie solaire est absente et les pompes d'arrosages sont en marche. Une fois l'irradiation solaire augmente en valeur durant la journée, les batteries se mettent à se charger et donnent le relais aux deux autres sources renouvelables pour fournir l'énergie exigée par la charge.

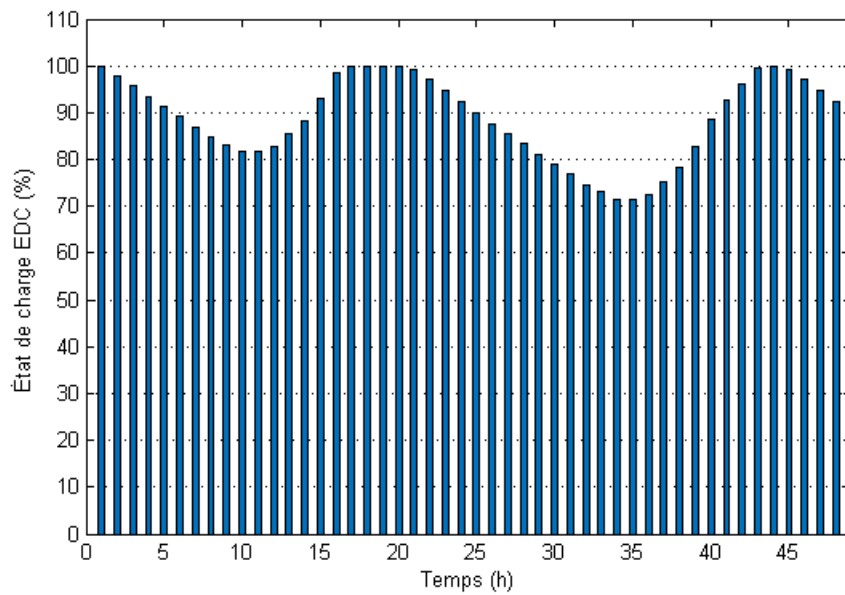


FIGURE III.19 – EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.

La figure III.20 représente la capacité du parc de batteries à tenir une autonomie de 24h tout en satisfaisant les besoins de la charge. Ainsi ; on remarque clairement que le nombre de batteries choisi dans ce cas-là, est suffisamment capable pour couvrir les besoins énergétique de la charge sans l'intervention des sources renouvelables. Il faut noter que ; l'état de charge basse des batteries contribue énormément à l'endommagement et la réduction de la durée de vie de cette dernière, pour cette raison l'EDC des batteries ne descend jamais en dessous de sa valeur minimale.

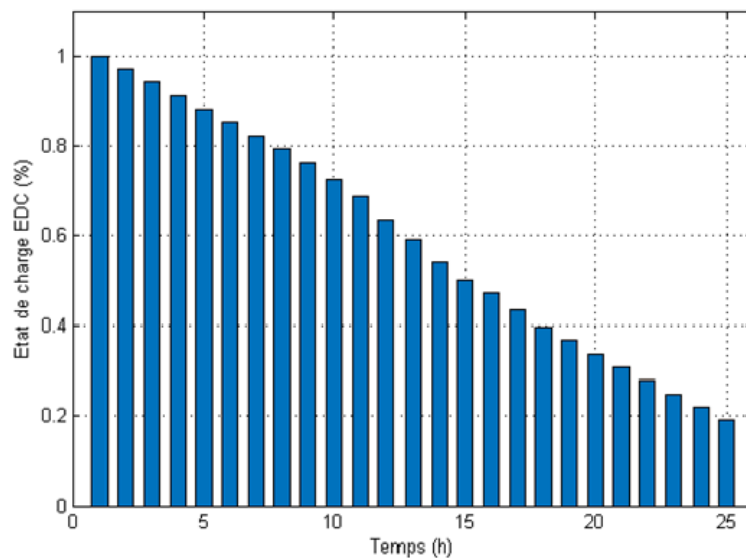


FIGURE III.20 – EDC du parc de batteries en fonctionnement autonome

La longévité du SEH est de 20 ans, le coût total d'achat, de maintenance et de renouvellement couvrira une valeur de 185923,7686 €. La puissance moyenne consommée par le bloc administratif pendant 24h est de 122,915 kWh, ce qui est équivalent à une valeur de 898508,65 kWh d'ici 20 ans, sans prendre en considération l'extension de la charge. Pour un prix de kWh évalué à 0,2181 € en 2019 au Portugal ; l'estimation du coût de la facture énergétique couvrira 195964,736565 €. Ces valeurs nous permettent de mettre en évidence la somme économisée par le client, ainsi que le délai de récupération qui se calcule par l'équation (III.2) suivante [69] :

$$DR = \frac{I}{FM} \times T \quad (\text{III.2})$$

Avec :

- DR : Délai de récupération.
- T : Durée de vie du projet.
- I : Investissement requis (€).
- FM : Flux monétaire du projet ou le montant économisé (€).

La figure III.21 représente l'évaluation économique dans les 20 prochaines années qui suivent. Le premier tracé en bleu indique l'évolution de la facture énergétique suivant l'énergie conventionnelle issue du réseau classique. Le second tracé en vert représente l'évolution du coût d'investissement dans le SEH, ce dernier débute avec un coût d'achat initial qui augmente chaque année avec la somme de maintenance des différents éléments, tous les 4 ans un renouvellement des batteries est effectué sans prendre en compte le prix de maintenance des batteries durant l'année de leurs renouvellements.

L'intersection de la valeur finale du coût d'investissement avec le tracé de la facture énergétique classique sur l'axe temporelle représente la période où le client récupère le montant investi dans le SEH, et à partir de ce moment-là jusqu'à la fin de vie du SEH tout l'argent censé être dépensé sur la facture énergétique du bloc administratif sera économisé. On observe ainsi que, le coût d'investissement dans le SEH sera remboursé durant la 18ème année, plus précisément le 21 Novembre 2039 si on considère que le système sera installé le 01 Janvier 2021. Dans ce cas, le SEH est à peine plus rentable que les énergies conventionnelles ; et permet au client d'économiser une valeur de 10040,9679 €, à l'ajout que, le SEH contient un système de stockage capable de maintenir l'unité administrative en marche pour une durée de 24h. Par conséquent, on peut dire que ce dernier reste tout de même moins cher, moins polluant et un investissement à l'avenir.

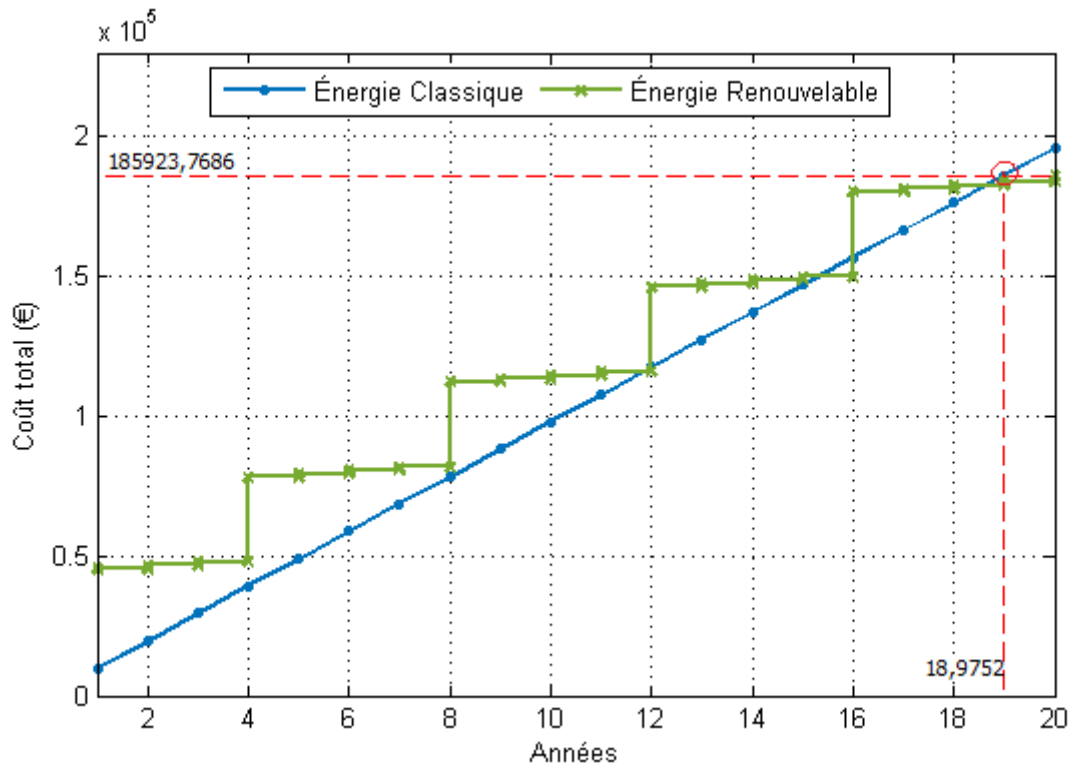


FIGURE III.21 – Evaluation économique dans les 20 prochaines années.

III.4.1.2 Cas 2 : Charge sans autonomie

Dans ce deuxième cas, nous étudions le problème de dimensionnement sans prendre en considération l'autonomie de la charge qui est assurée par le système de stockage. Le dimensionnement de ce dernier sera donc effectué en le considérant comme étant une troisième source qui fonctionne en parallèle avec les sources déjà existantes, dont le rôle est de combler le déficit énergétique durant les heures opérationnelles. La démarche à suivre est représenté dans l'organigramme de la figure III.22.

D'abord, on initialise le nombre de batterie par une valeur assez grande ainsi que les paramètres d'initialisations principaux. Le PSO et l'AG compilent et identifient le nombre des deux sources PV et éolienne nécessaires. Néanmoins, le dimensionnement de ces dernières s'effectue selon la puissance moyenne des deux sources, et ne prend pas en considération la puissance nulle de la source photovoltaïque durant la nuit, c'est à ce moment-là que les batteries entrent en jeu. Après avoir identifié le nombre de chaque source, ces derniers sont traités dans un algorithme de gestion de charge/décharge de la batterie qui obéit aux équations (II.13) et (II.16) présentées dans le chapitre 2. Le but est donc de déterminer le nombre minimum exact de batteries qui permettent de combler le déficit énergétique tout en respectant les limites inférieures et supérieures liées à leurs EDC. Pour ce faire, selon le nombre de batteries initialisé au départ, un suivi

de l'EDC journalière du parc de batteries sera effectué. Tant que la valeur minimale de cette dernière reste au-dessus de la limite inférieure, l'algorithme réduit le nombre de batterie initial après chaque itération jusqu'à l'aboutissement de la valeur minimum exacte qui d'un côté, est énergétiquement suffisante et d'un autre, respecte les normes imposées au départ. Enfin, une fois avoir identifié le nombre de batteries, l'évaluation à travers la fonction objective se fait et l'algorithme compile jusqu'à l'aboutissement de l'optimum où, le coût de l'installation est la valeur la plus optimal.

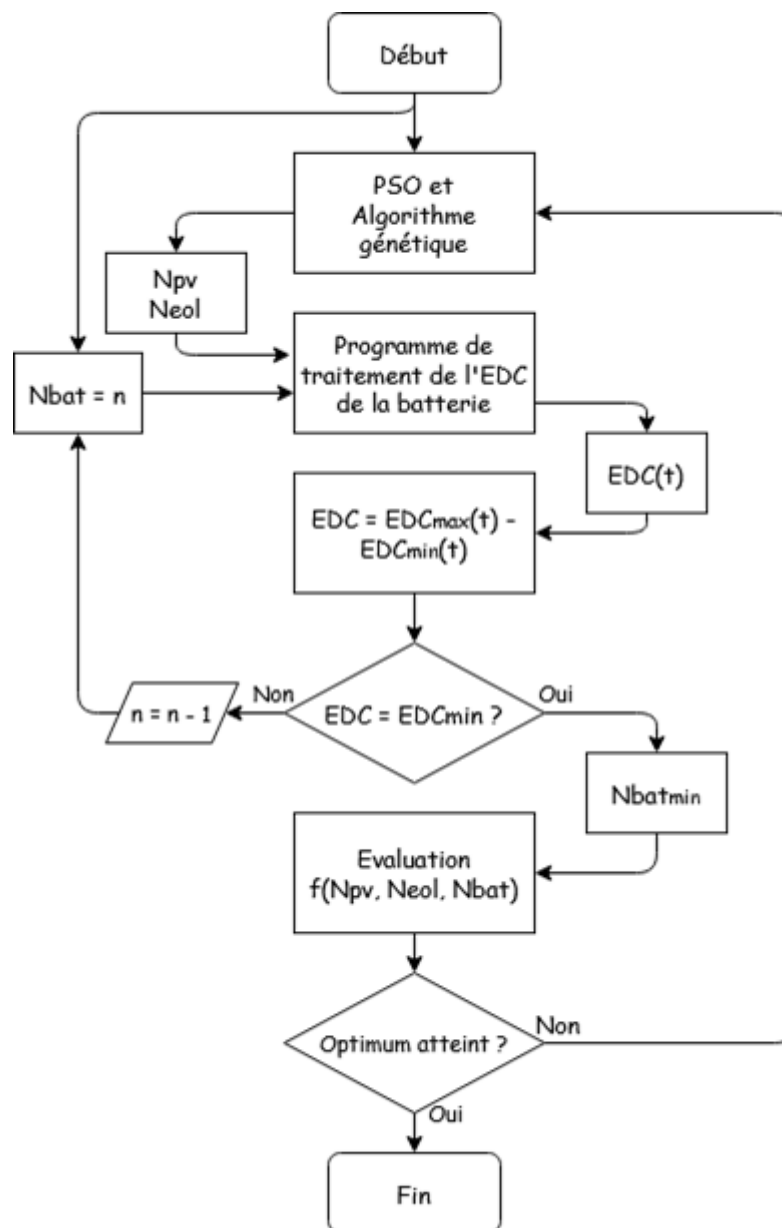


FIGURE III.22 – Organigramme de la démarche d'optimisation du SEH du second cas.

Après avoir modélisé et introduit le SEH sous la forme d'une fonction objective et ses

contraintes sur la plateforme Matlab, nous avons élaboré deux programmes utilisant les algorithmes évolutionnaires PSO et AG pour optimiser notre fonction objective. Les résultats sont présentés dans le tableau III.3 suivant :

TABLE III.3 – Résultats du scénario 1 sans autonomie.

Variables/méthode	PSO	AG
Nombre de panneaux PV	62,9912 \equiv 63	62,9982 \equiv 63
Nombre d'éoliennes	2	2
Nombre de batteries	6	6
Coût de l'installation €	92727,5323	92729,9772
Nombre d'itérations	30	34

Les résultats nous montrent que la meilleure configuration pour cette architecture est d'avoir 63 panneaux photovoltaïques, 2 éoliennes et 6 batteries. Pour un prix de 92727,5323 €. Ceci est confirmé par les deux algorithmes, Néanmoins, la vitesse de convergence du PSO ainsi que sa précision reste la plus importante que l'AG. La figure III.23 représente les résultats de simulation pour notre cas.

```

Iteration 96: Meilleur prix selon le PSO = 92727.5323 €
Iteration 97: Meilleur prix selon le PSO = 92727.5323 €
Iteration 98: Meilleur prix selon le PSO = 92727.5323 €
Iteration 99: Meilleur prix selon le PSO = 92727.5323 €
Iteration 100: Meilleur prix selon le PSO = 92727.5323 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon le PSO est de : 62.9912          2
Le nombre de batteries a choisir sans autonomie selon le PSO est de : 6
Pour un prix de : 92727.5323 €
>>

Iteration 96 : Meilleur Prix = 92729.9772 €
Iteration 97 : Meilleur Prix = 92729.9772 €
Iteration 98 : Meilleur Prix = 92729.9772 €
Iteration 99 : Meilleur Prix = 92729.9772 €
Iteration 100 : Meilleur Prix = 92729.9772 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon l'AG est de : 62.9982          2
Le nombre de batteries a choisir sans autonomie selon l'AG est de : 6
Pour un prix de : 92729.9772 €
>>

```

FIGURE III.23 – Résultats de simulation sur Matlab pour le second cas du premier scénario.

La convergence des deux algorithmes vers le coût optimal est représentée dans les figures III.24 et III.25.

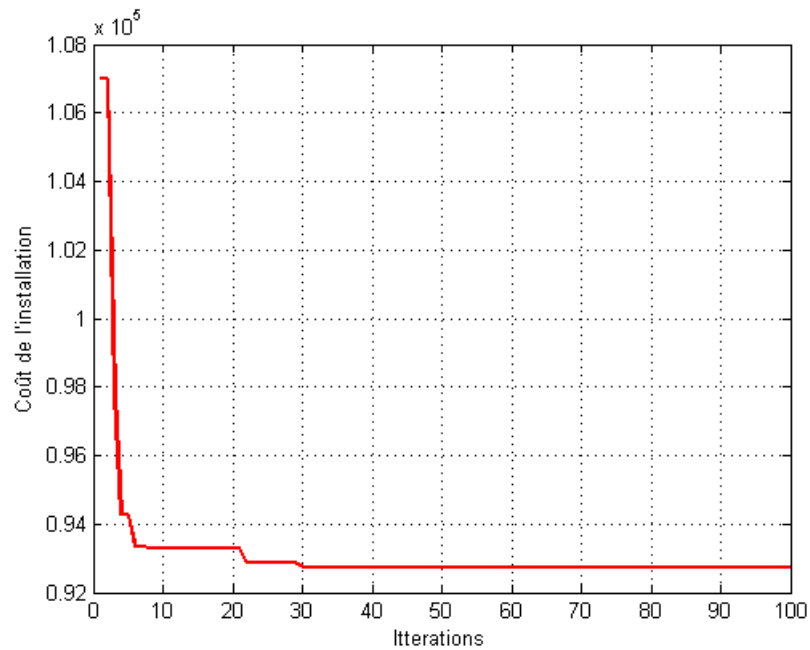


FIGURE III.24 – Graphe de convergence du coût avec le PSO.

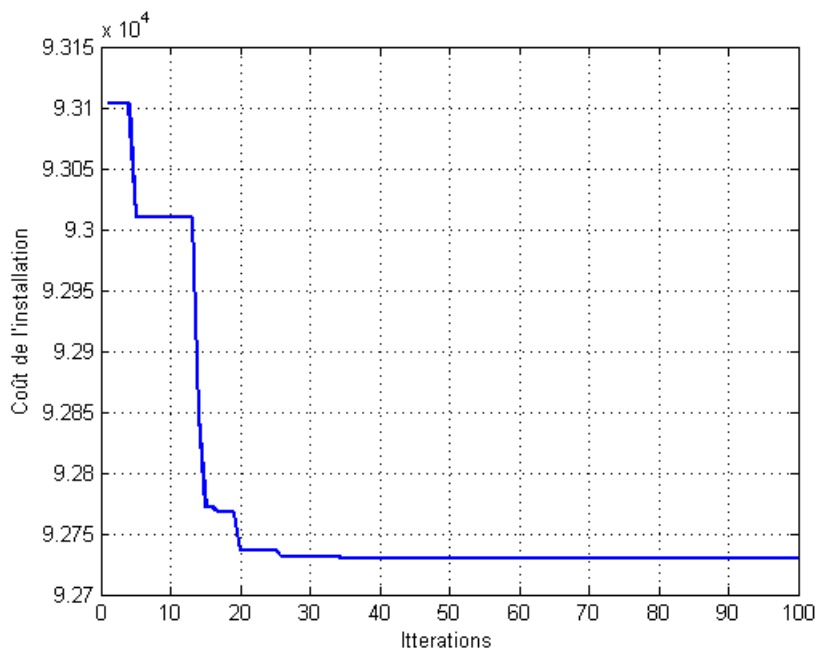


FIGURE III.25 – Graphe de convergence du coût avec l'AG.

La figure III.26 représente le tracé de variation du nombre de batteries durant la journée. Nous avons obtenu ce tracé après avoir effectué le suivi de l'EDC des batteries lorsqu'elles fonctionnent en parallèle avec les autres sources du SEH. On retiendra donc, qu'afin de satisfaire la charge énergétiquement tout en respectant les contraintes imposées, le nombre de batteries dans ce cas-là doit être égal à 6.

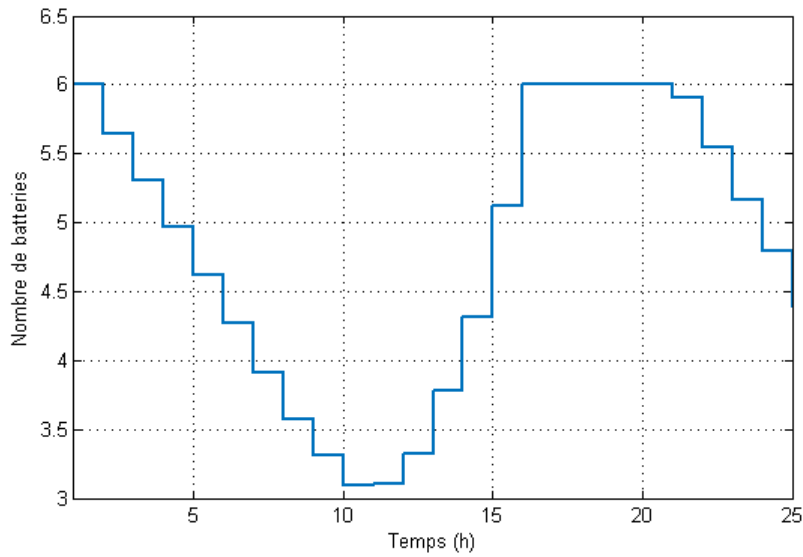


FIGURE III.26 – Tracé de variation du dimensionnement des batteries.

La figure III.27 représente l'état de charge du parc de batteries durant 48h. Nous pouvons clairement voir que l'énergie assurée par les batteries provient essentiellement durant la nuit, là où l'énergie solaire est absente et les pompes d'arrosages sont en marche. Une fois l'irradiation solaire augmente en valeur, les batteries se mettent à se charger et donnent le relais aux deux sources renouvelables. On constate également que le nombre de batteries choisi dans ce cas est suffisamment apte à couvrir les besoins énergétiques de la charge sans atteindre son état minimum ni s'épuiser. À noter aussi que, la quantité d'énergie issue des sources renouvelables PV et éolienne est assez suffisante pour recharger les batteries entièrement durant la journée.

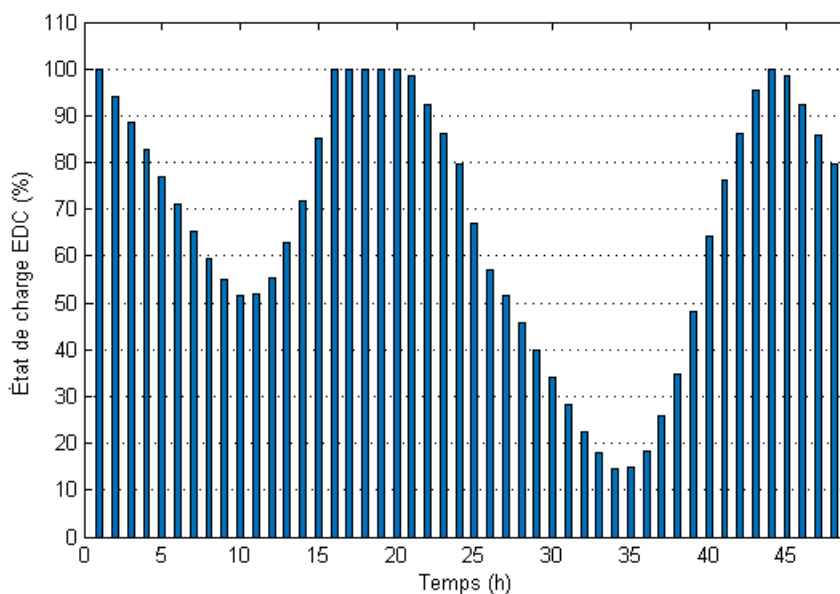


FIGURE III.27 – EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.

La durée de vie du SEH est de 20 ans, le coût total d'achat, de maintenance et de renouvellement couvrira une valeur de 92727,5323 €. La puissance moyenne consommée par le bloc administratif pendant 24h est de 122,915 kWh, ce qui est équivalent à une valeur de 898508,65 kWh d'ici 20 ans, sans prendre en considération l'extension de la charge. Pour un prix de kWh évalué à 0,2181 € en 2019 au Portugal ; l'estimation du coût de la facture énergétique couvrira 195964,736565 €. Ces valeurs nous permettent de mettre en évidence la somme économisée par le client, ainsi que le délai de récupération. L'évaluation économique durant les 20 prochaines années sont représentées dans la figure III.28.

Similairement au premier cas, l'intersection projetée sur l'axe temporelle représente la période où le client récupère le montant investi dans le SEH, et à partir de ce moment-là jusqu'à la fin de vie du SEH tout l'argent censé être dépensé sur la facture énergétique du bloc administratif sera économisé. On observe ainsi que, le coût d'investissement dans le SEH sera remboursé durant la 9^{ème} année, plus précisément le 17 Mai 2030 si on considère que le système sera installé le 01 Janvier 2021. Dans ce cas, le SEH est vigoureusement plus rentable que les énergies conventionnelles ; et permet au client d'économiser une valeur de 103237,2042 €, ce qui est tout à fait la somme nécessaire pour mettre en place une toute autre installation d'un SEH similaire. Conséquemment, ce cas est amplement avantageux, et indique à quel point les énergies renouvelables peuvent générées du bénéfice dans le futur proche.

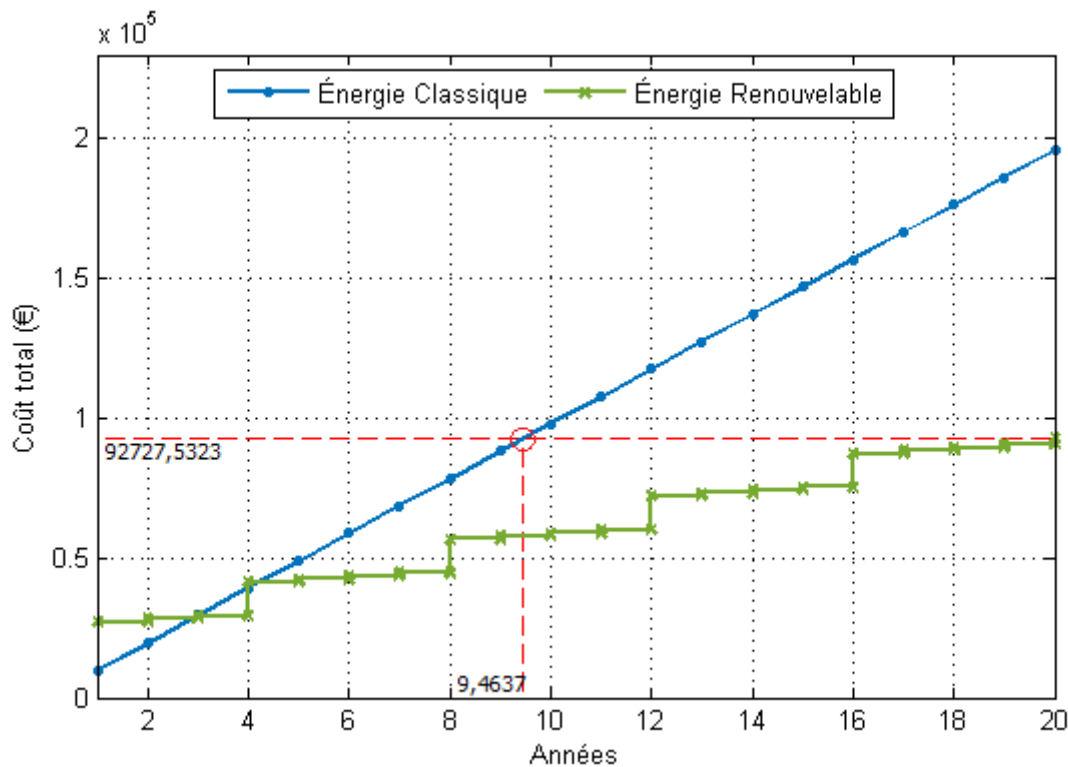


FIGURE III.28 – Évaluation économique dans les 20 prochaines années.

III.4.2 Scénario 2 : Valeurs de consommation moyenne

Dans le deuxième scénario, les données de la consommation utilisées seront les valeurs moyennes journalières de la période de mesures. Le traitement de ce cas est très important, afin de diversifier la nature de l'étude et d'aboutir à des résultats variés. Sachant que, les études de dimensionnement se font fréquemment à base de données moyennes d'une période bien précise.

Similairement au premier scénario, nous proposons pour l'entreprise plusieurs cas de solution suivant l'autonomie du bloc administratif :

III.4.2.1 Cas 1 : Charge avec autonomie

De la même manière présentée dans le premier scénario, l'étude de celui-ci sera similaire. Le dimensionnement sera donc fait selon deux cas ; avec et sans autonomie. Commencant donc à évaluer l'étude pour que l'unité administrative dispose d'une autonomie de 24 heures. Les résultats obtenus sont reportés dans le tableau III.4 comme suit :

TABLE III.4 – Résultats du scénario 2 avec autonomie.

Variables/méthode	PSO	AG
Nombre de panneaux PV	41,2414 \equiv 42	41,2414 \equiv 42
Nombre d'éoliennes	2	2
Nombre de batteries	12,6456 \equiv 13	12,6456 \equiv 13
Coût de l'installation €	151172,7671	151172,7684
Nombre d'itérations	32	97

Les résultats nous montrent que la meilleure configuration pour ce scénario est d'avoir 42 panneaux photovoltaïques, 2 éoliennes et 13 batteries. Pour un prix de 151172,7671 €. Ceci est confirmé par les deux algorithmes ; figure III.29. Néanmoins, la vitesse de convergence du PSO ainsi que sa précision est plus importante que l'AG.

```

Iteration 96: Meilleur prix selon le PSO = 151172.7671 €
Iteration 97: Meilleur prix selon le PSO = 151172.7671 €
Iteration 98: Meilleur prix selon le PSO = 151172.7671 €
Iteration 99: Meilleur prix selon le PSO = 151172.7671 €
Iteration 100: Meilleur prix selon le PSO = 151172.7671 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon le PSO est de : 41.2414          2
Le nombre de batteries a choisir pour une autonomie de 24h selon le PSO est de : 12.6456
Pour un prix de : 151172.7671 €
>>

Iteration 96 : Meilleur Prix = 151172.7703 €
Iteration 97 : Meilleur Prix = 151172.7684 €
Iteration 98 : Meilleur Prix = 151172.7684 €
Iteration 99 : Meilleur Prix = 151172.7684 €
Iteration 100 : Meilleur Prix = 151172.7684 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon l'AG est de : 41.2414          2
Le nombre de batteries a choisir pour une autonomie de 24h selon l'AG est de : 12.6456
Pour un prix de : 151172.7684 €
>>

```

FIGURE III.29 – Résultats de simulation sur Matlab pour le premier cas du second scénario.

La convergence des deux algorithmes vers le coût optimal est représentée dans les figures III.30 et III.31 :

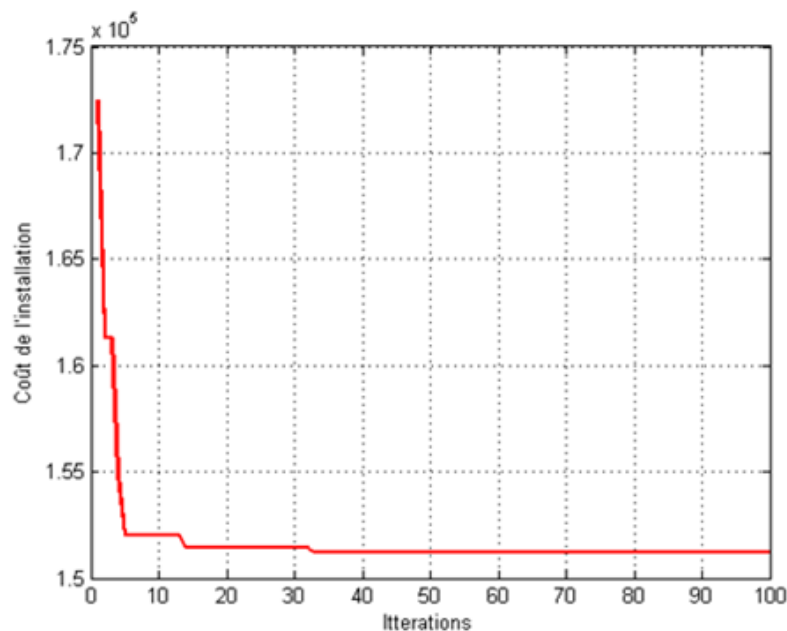


FIGURE III.30 – Graphe de convergence du coût avec le PSO.

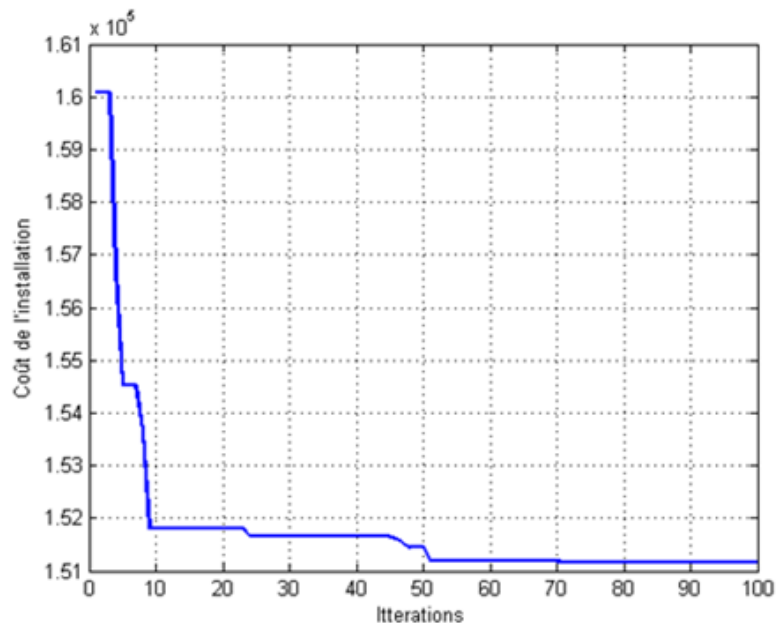


FIGURE III.31 – Graphe de convergence du coût avec l'AG.

La figure III.32 représente l'état de charge du parc de batteries lorsqu'elles fonctionnent en parallèle avec les autres sources du SEH. De la même manière illustrée dans la première étude, on remarque bien que l'énergie issue des batteries provient essentiellement durant la nuit, et au cours de la journée l'irradiation solaire augmente en valeur, provoquant la charge des batteries.

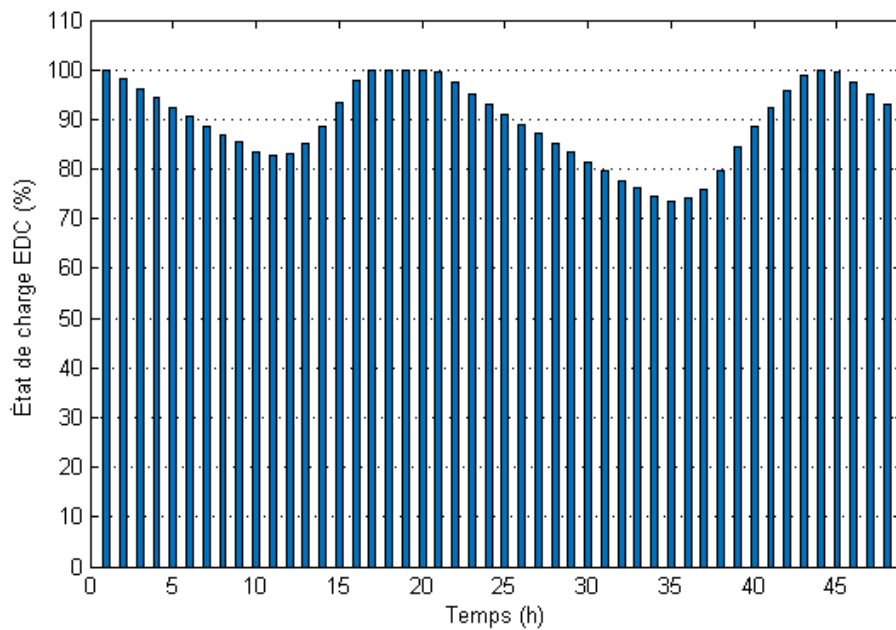


FIGURE III.32 – EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.

La figure III.33 représente la capacité du parc de batteries à tenir une autonomie de 24h tout en satisfaisant les besoins de la charge. Ainsi ; on remarque clairement que le nombre de batteries choisi dans ce cas-là (qui est de 13), est suffisamment capable pour couvrir les besoins énergétique de la charge sans l'intervention des sources renouvelables et sans atteindre son EDC minimum.

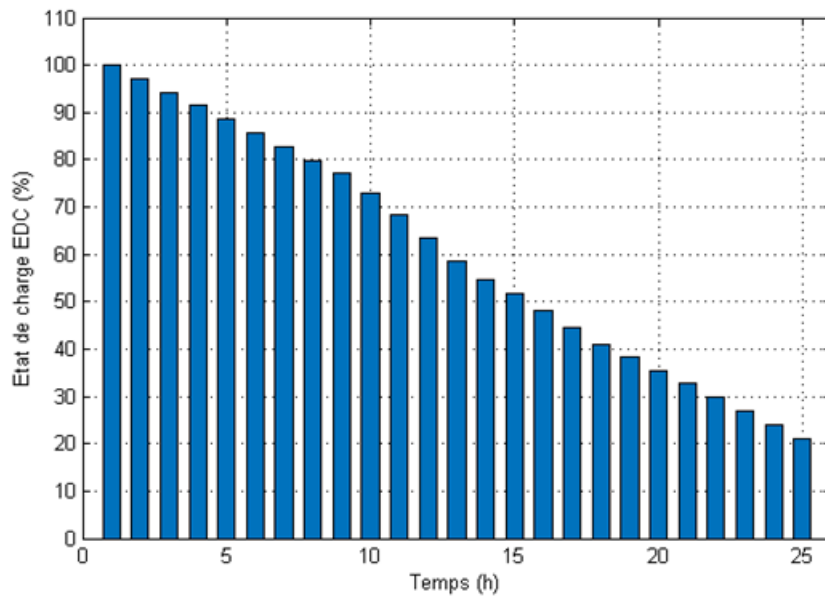


FIGURE III.33 – EDC du parc de batteries en fonctionnement autonome.

La longévité du SEH est de 20 ans, le coût total d'achat, de maintenance et de renouvellement coutera une valeur de 151172,7671 €. La puissance moyenne consommée par le bloc administratif pendant 24h est de 122,915 kWh, ce qui est équivalent à une valeur de 898508,65 kWh d'ici 20 ans, sans prendre en considération l'extension de la charge. Pour un prix de kWh évalué à 0,2181 € en 2019 au Portugal ; l'estimation du coût de la facture énergétique coutera 195964,736565 €. Ces valeurs nous permettent de mettre en évidence la somme économisée par le client, ainsi que le délai de récupération. L'évaluation économique durant les 20 prochaines années sont représentées dans la figure III.34.

Similairement au premier scénario, l'intersection projetée sur l'axe temporelle représente la période où le client récupère le montant investi dans le SEH, et à partir de ce moment-là jusqu'à la fin de vie du SEH tout l'argent censé être dépensé sur la facture énergétique du bloc administratif sera économisé. On observe ainsi que, le coût d'investissement dans le SEH sera remboursé durant la 15ème année, plus précisément le 04 Mai 2036 si on considère que le système sera installé le 01 Janvier 2021. Dans ce cas, le SEH est correctement plus rentable

que les énergies conventionnelles ; et permet au client d'économiser une valeur de 44791,969465 €, ce qui est nettement une somme assez importante sachant que, le SEH contient un système de stockage capable de maintenir l'unité administrative en marche pour une durée de 24h. Conséquemment, ce cas est beaucoup plus avantageux que le réseau classique, moins polluant et un investissement à l'avenir.

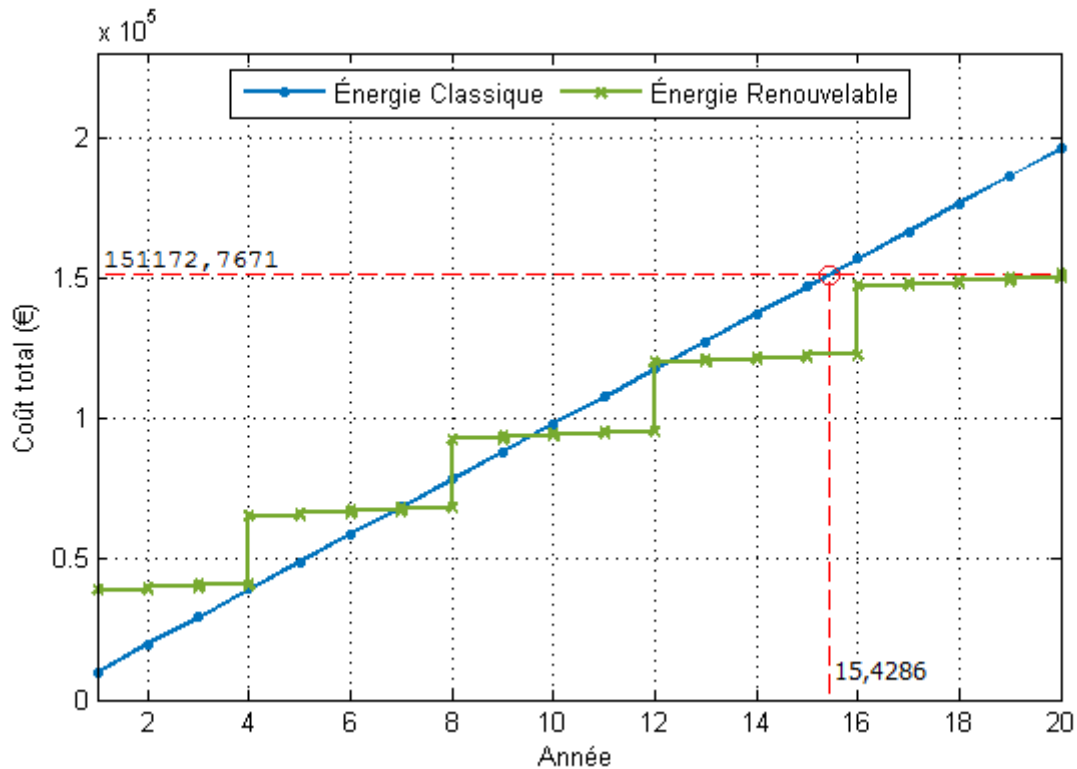


FIGURE III.34 – Evaluation économique durant 20 ans de fonctionnement.

III.4.2.2 Cas 2 : Charge sans autonomie

De la même manière présentée dans le premier scénario, l'étude de celui-ci sera similaire. Le dimensionnement du système de stockage sera donc effectué en le considérant comme étant une troisième source qui fonctionne en parallèle avec les sources déjà existantes, dont le rôle est de combler le déficit énergétique durant les heures opérationnelles. Les résultats sont reportés sur le tableau III.5 suivant :

TABLE III.5 – Résultats du scénario 2 sans autonomie.

Variables/méthode	PSO	AG
Nombre de panneaux PV	41,9335 \equiv 42	41,9338 \equiv 42
Nombre d'éoliennes	2	2
Nombre de batteries	4	4
Coût de l'installation €	66587,37	66587,49
Nombre d'itérations	12	15

Les résultats nous montrent que la meilleure configuration pour ce scénario est d'avoir 42 panneaux photovoltaïques, 2 éoliennes et 5 batteries. Pour un prix de 66587,37 €. Ceci est confirmé par les deux algorithmes ; figure III.35. Néanmoins, la vitesse de convergence du PSO ainsi que sa précision est plus importante que l'AG.

```

Iteration 96: Meilleur prix selon le PSO = 66587.37 €
Iteration 97: Meilleur prix selon le PSO = 66587.37 €
Iteration 98: Meilleur prix selon le PSO = 66587.37 €
Iteration 99: Meilleur prix selon le PSO = 66587.37 €
Iteration 100: Meilleur prix selon le PSO = 66587.37 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon le PSO est de : 41.9335          2
Le nombre de batteries a choisir sans autonomie selon le PSO est de : 4
Pour un prix de : 66587.37 €
>>
Iteration 96 : Meilleur Prix = 66587.4922 €
Iteration 97 : Meilleur Prix = 66587.4922 €
Iteration 98 : Meilleur Prix = 66587.4922 €
Iteration 99 : Meilleur Prix = 66587.4922 €
Iteration 100 : Meilleur Prix = 66587.4922 €
*****
Le nombre d'elemenets a choisir selon l'AG est de : 41.9338          2
Le nombre de batteries a choisir sans autonomie selon l'AG est de : 4
Pour un prix de : 66587.4922 €
>>

```

FIGURE III.35 – Résultats de simulation sur Matlab pour le second cas du second scénario.

La convergence des deux algorithmes est représentée dans les figures III.36 et III.37 :

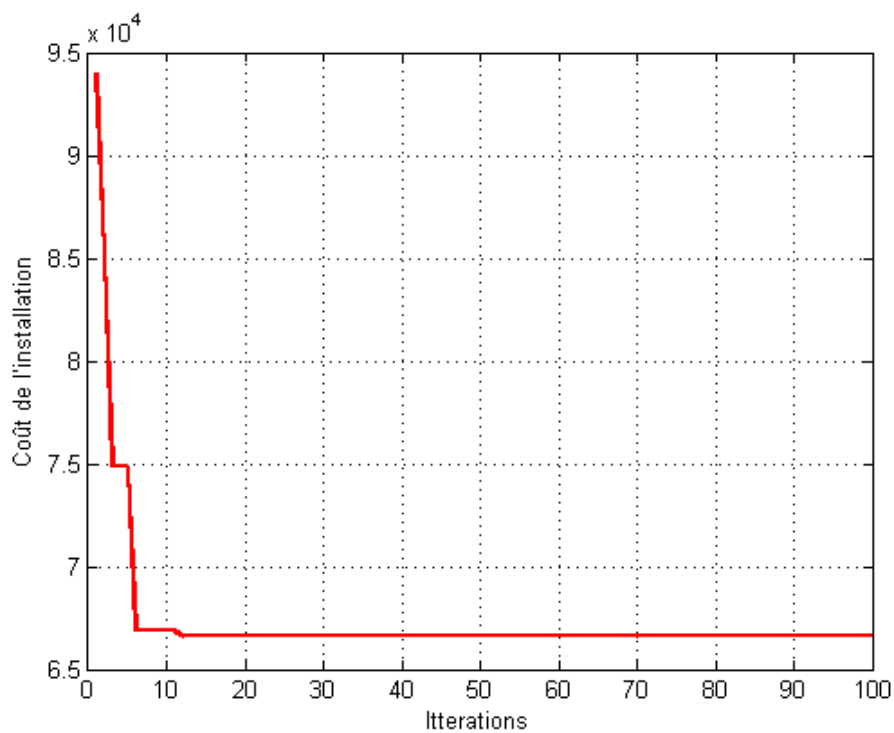


FIGURE III.36 – Graphe de convergence du coût avec le PSO.

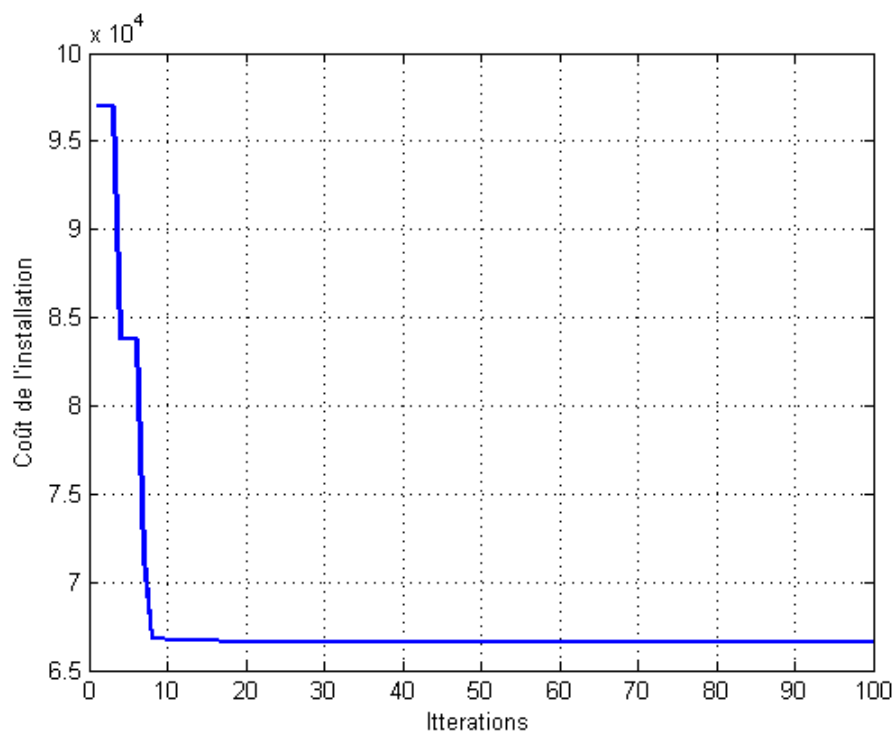


FIGURE III.37 – Graphe de convergence du coût avec l'AG.

La figure III.38 représente le tracé de variation du nombre de batteries durant la journée. Similairement au premier scénario, nous avons obtenu ce tracé après avoir effectué le suivi de

l'EDC des batteries lorsqu'elles fonctionnent en parallèle avec les autres sources du SEH. On retiendra donc, qu'afin de satisfaire la charge énergétiquement tout en respectant les contraintes imposées, le nombre de batteries dans ce cas-là doit être égal à 4.

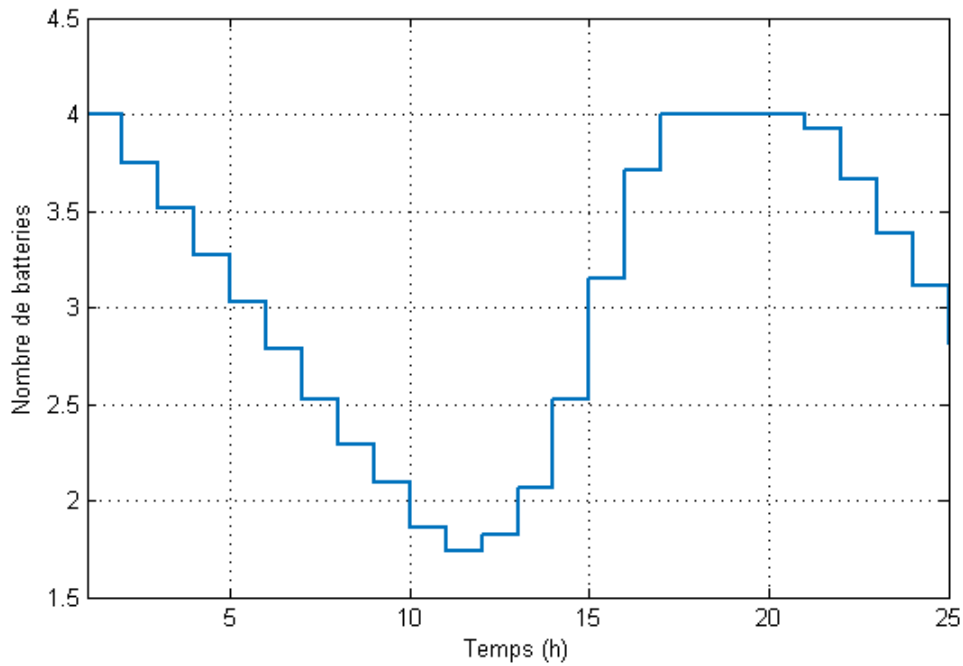


FIGURE III.38 – Tracer de variation du dimensionnement des batteries.

La figure III.39 représente l'état de charge du parc de batteries durant 48h. Identiquement au premier scénario, on constate que le nombre de batteries choisi dans ce cas est suffisamment apte à couvrir les besoins énergétiques de la charge sans atteindre son état minimum ni s'épuiser. À noter aussi que, la quantité d'énergie issue des sources renouvelables PV et éolienne est assez suffisante pour recharger les batteries entièrement durant la journée.

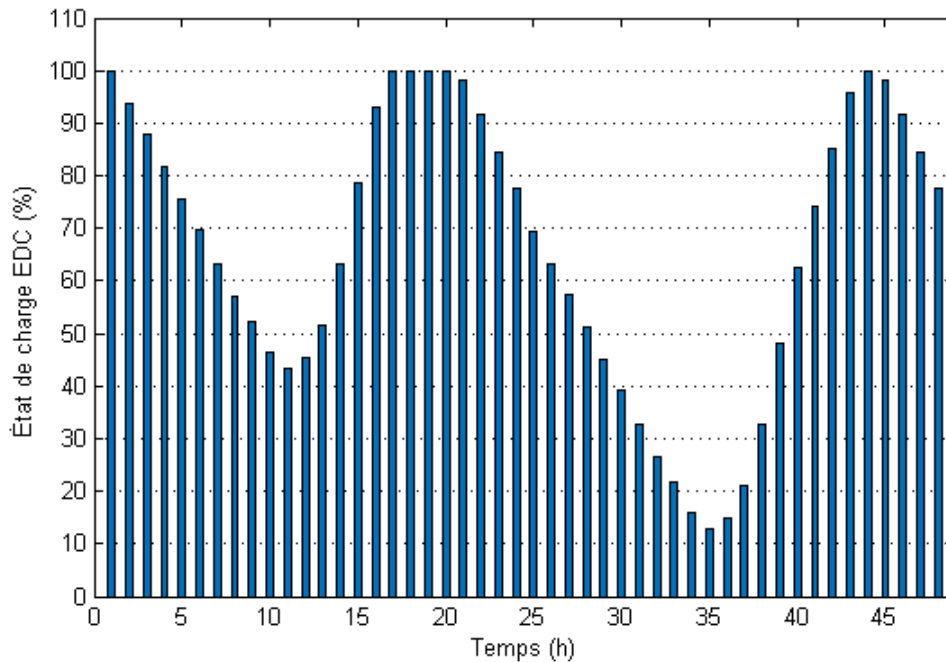


FIGURE III.39 – EDC du parc de batteries en fonctionnement parallèle.

La durée de vie du SEH est de 20 ans, le coût total d'achat, de maintenance et de renouvellement couvrira une valeur de 66587,37 €. La puissance moyenne consommée par le bloc administratif pendant 24h est de 122,915 kWh, ce qui est équivalent à une valeur de 898508,65 kWh d'ici 20 ans, sans prendre en considération l'extension de la charge. Pour un prix de kWh évalué à 0,2181 € en 2019 au Portugal ; l'estimation du coût de la facture énergétique couvrira 195964,736565 €. Ces valeurs nous permettent de mettre en évidence la somme économisée par le client, ainsi que le délai de récupération. L'évaluation économique durant les 20 prochaines années est représentée dans la figure III.40.

Similairement aux études précédentes, l'intersection projetée sur l'axe temporelle représente la période où le client récupère le montant investi dans le SEH, et à partir de ce moment-là jusqu'à la fin de vie du SEH tout l'argent censé être dépensé sur la facture énergétique du bloc administratif sera économisé. On observe ainsi que, le coût d'investissement dans le SEH sera remboursé durant la 6ème année, plus précisément le 16 Septembre 2027 si on considère que le système sera installé le 01 Janvier 2021. Dans ce cas, le SEH est considérablement plus rentable que les énergies conventionnelles ; et permet au client d'économiser une valeur de 129377,366565 €, ce qui est quasiment le double de la somme nécessaire pour mettre en place ce SEH. En conséquent, ce cas est le plus favorable et le moins cher en vue de l'ensemble des autres cas d'études.

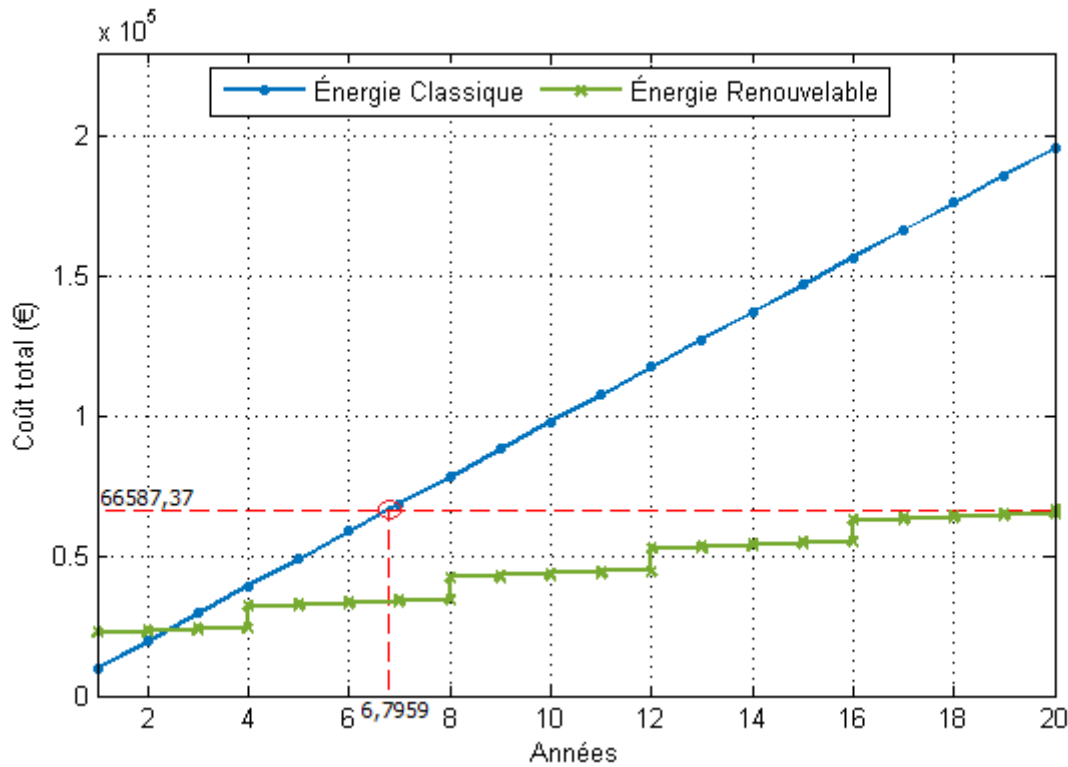


FIGURE III.40 – Evaluation économique durant 20 ans de fonctionnement.

III.5 Synthèse

Il faut signaler que le SEH restera le plus rentable, le plus efficient et moins cher que la facturation classique des énergies conventionnelles dans les pays où la subvention étatique d'électricité n'existe pas. Après avoir obtenu plusieurs résultats issus de l'application des algorithmes évolutionnaires sur notre cas d'étude, le choix de la configuration idéale peut être sélectionné selon divers indicateurs importants qui sont : L'autonomie de la charge, la taille du système, le coût d'investissement, le délai de récupération et la probabilité de défaillance. Cette dernière représente la probabilité que la puissance de la charge dépasse la puissance fournie par le SEH en une heure donnée. La probabilité que cet événement se produise durant les 20 ans de fonctionnement de notre SEH peut être calculé suivant l'équation (III.3) suivante [70] :

$$PD = \frac{1}{N_j} \sum_{n=1}^{N_j} \left(\frac{1}{24} \sum_{n=1}^{24} (p(P_x > P_{max})) \right) \times 100 \quad (\text{III.3})$$

Avec :

- PD : Probabilité de défaillance durant 20 ans (%).
- N_j : Nombre de jours de mesures.

- P_x : Puissance horaire quelconque (kWh).
- P_{max} : Puissance horaire maximum journalière (kWh).

Un récapitulatif des résultats obtenus est représenté dans le tableau III.6 ci-dessous. On rappelle que le premier scénario concerne l'étude du dimensionnement du SEH suivant la valeur maximum de consommation, tandis que, le second scénario est basé sur les valeurs moyennes de la consommation. Le premier cas concerne un dimensionnement où la charge possède une autonomie de 24h, alors que dans le second cas, la charge ne possède aucune autonomie et fonctionne selon l'énergie disponible des différentes sources du SEH.

TABLE III.6 – Récapitulatif des résultats obtenus.

	Scénario 1		Scénario 2	
	Cas 1	Cas 2	Cas 1	Cas 2
Coût d'installation (€)	185923,7686	92727,5323	151172,7671	66587,37
Délai de récupération (an)	18,9752	9,4637	15,4286	6,7959
Montant économisé (€)	10040,9679	103237,2042	44791,9694	129377,3665
Probabilité de défaillance (%)	0	0	8,33	8,33

Nous remarquons bien que, du côté économique, les résultats du second scénario sont plus avantageux et représente une meilleure solution pour les investissements à bas prix dont les délais de récupérations sont courts. Le choix du cas de dimensionnement d'un autre côté revient totalement au responsable selon le type de charge dont il dispose et le rapport importance/urgence des différentes tâches à effectuées. Néanmoins, du côté qualité, avoir une probabilité où le SEH s'avère incapable de satisfaire la charge en une heure donnée est hasardeux. C'est donc plus sûre et plus fiable d'éliminer cette probabilité dès le départ en se contentant d'un SEH qualifié et efficace.

La présence de plusieurs indicateurs de choix, contribuent à la prise de la bonne décision qui est à la fois bien étudiée et qui satisfait les besoins et les requêtes imposées par le client. Ainsi, la meilleure configuration pour notre SEH est celle du second cas du premier scénario. En termes de rapport qualité/prix ce choix s'avère le meilleur pour sa fiabilité, son coût réduit et le délai de récupération qui est moyennement court. A savoir que la nature des différentes charges de l'unité administrative ne nécessite pas forcément une autonomie, ces dernières peuvent se permettre d'être privées d'électricité pour une période donnée. A ne pas oublier que le SEH se dispose d'un générateur diesel de 10kWh, qui peut facilement prendre le relais en cas d'absence totale des sources renouvelables et de la présence de travaux urgents et importants à traiter.

Cas d'application en Algérie

Dans le cas d'une approche appuyé sur le prix du kWh en Algérie, nous observons dans le tableau III.7 et la figure III.41 que pour les deux scénarios proposés; le délai de récupération n'est jamais atteint, et par conséquent le projet n'est pas rentable et représente un investissement infructueux. A savoir que, ces résultats sont obtenus en considérant que le SEH opère pour une durée illimitée; et donc, dans un cas réel où la durée de vie pratique d'un SEH est de 20 ans, l'investisseur ne récupérera jamais son montant investi vu que le SEH ne sera plus capable d'opérer au-delà de 20 ans. Cette différence de rentabilité entre les pays Européens et l'Algérie est due aux fortes subventions étatiques sur le prix du kWh d'électricité. En effet, l'État Algérienne procure aux citoyens un prix d'électricité qui est très bas par rapport au prix international. Ceci en résulte que d'un point de vue économique, le meilleur choix pour le consommateur en Algérie, est l'alimentation via le réseau conventionnel dont la seule société de production sur le terrain national est « SONELGAZ ».

TABLE III.7 – Résultats en cas d'application en Algérie.

	Scénario 1		Scénario 2	
	Cas 1	Cas 2	Cas 1	Cas 2
Coût d'installation (€)	185923,7686	92727,5323	151172,7671	66587,37
Délai de récupération (ans)	119,1715	59,4356	96,8972	42,6805
Pertes financières (€)	154721,0556	61524,8193	119970,0541	35384,6570

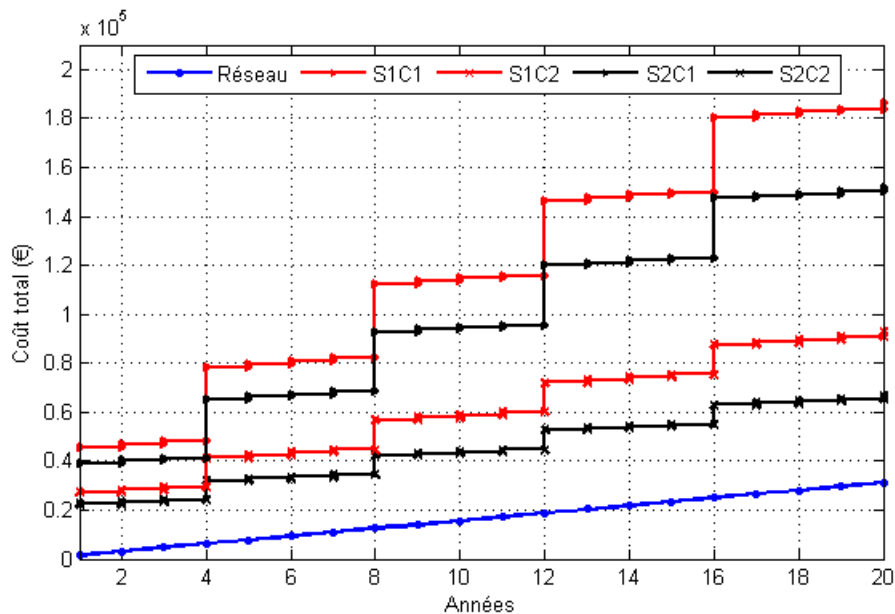


FIGURE III.41 – Évaluation économique en cas d'application en Algérie.

Les deux algorithmes utilisés nous procurent une solution fiable et exacte, la différence néanmoins, réside dans la vitesse de convergence et parfois la précision. La figure III.42 représente une comparaison côte à côte de la convergence du PSO et de l'AG.

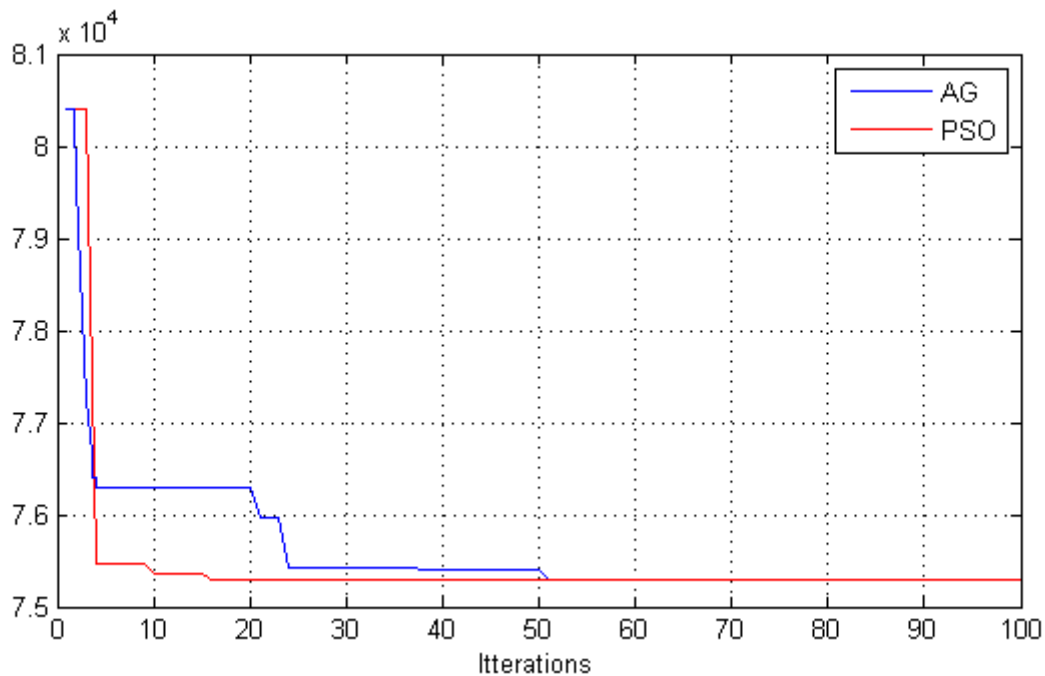


FIGURE III.42 – Graphe de comparaison de la vitesse de convergence du PSO et de l'AG.

De cette comparaison et des résultats obtenus précédemment dans l'étude, nous concluons que la vitesse de convergence du PSO est plus importante que celle de l'AG. Cela revient au mécanisme intelligent de recherche dans l'espace du PSO qui dépend principalement sur la mémoire des particules et la communication harmonieuse entre elles.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté et analysé le site d'étude et son potentiel énergétique, puis nous avons élaboré et concrétisé mathématiquement le dimensionnement d'un système d'énergie hybride composé d'une source d'énergie éolienne, solaire et d'un système de stockage. Cette étude a pu être réalisée grâce à des algorithmes évolutionnaires originaux, qui ont donné divers résultats et solutions pour la problématique. Cependant, la solution idéale est différente selon les indicateurs principaux du cahier de charge. Le but de ce mémoire était de démontrer qu'il est faisable de réduire la dépendance au réseau public et à l'énergie conventionnelle en adoptant des systèmes énergétiques hybrides. Les résultats montrent ostensiblement des avantages économiques et écologiques plus adéquats et pertinents par rapport au réseau conventionnel dans le futur proche.

*Conclusion générale
et perspectives*

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale

Dans ce mémoire nous avons traité la problématique du dimensionnement optimal dans les systèmes multi-sources par l'intermédiaire d'algorithmes d'optimisation évolutionnaires PSO et AG. Notre travail présente un cas d'étude réel pour un bloc administratif de l'usine SARL BOUBLENTA qui se situe à Tlemcen, Algérie; les résultats développés ont démontré leurs performances suite à l'assurance de continuité d'électrification ainsi que le retour sur investissement réalisé sur un temps réduit permettant de justifier la fiabilité de l'installation mise en étude et de renforcer l'investissement dans les énergies renouvelables.

Nous avons d'abord analysé le contexte énergétique mondial, en évoquant plus précisément celui de l'Algérie. Nous avons ainsi décrit le contexte de la production d'énergie électrique issue des sources renouvelables. Ensuite, nous avons définis les systèmes énergétiques hybrides en introduisant les différentes technologies actuelles et les techniques de gestion de ce dernier. Chose qui nous a permis d'aboutir à l'architecture optimale concernant le système hybride adopté pour la suite de l'étude.

Ensuite, une modélisation des différents générateurs de production électrique, des convertisseurs et du système de stockage a été présentée. La modélisation des différents éléments du système multi-sources nous a permis d'exploiter et de manipuler ces derniers selon les données initiales dont on possède, ainsi on a pu définir la problématique et le modèle utilisée donnant la fonction objective et les contraintes qui lui obéissent. Cette dernière dépend principalement de l'aspect économique étant donné que cette étude est une optimisation dont le but est de proposer un système multi-sources fiable et moins chère que le système classique actuellement abordé.

Enfin, le dernier chapitre a permis de démontrer la fiabilité du système multi-sources avec les résultats obtenus des deux approches adoptées. Le traitement de ce travail s'est appuyé

sur l'élaboration d'algorithmes métaheuristiques évolutionnaires (PSO) et (AG), ces derniers ont été développés de manière à s'adapter avec n'importe quelle extension ou amélioration apportées au système hybride. Les résultats obtenus des deux programmes étaient identiques, bien que la vitesse de convergence du PSO fût être plus importante, néanmoins la fiabilité du système était démontrée. La première approche consiste à étudier la problématique dans les conditions les plus défavorables possible, et la seconde a été traitée pour des valeurs moyennes. Les deux ont été réalisées suivant deux scénarios présumés être plusieurs choix pour l'utilisateur du SEH. Les résultats ont clairement démontrés les avantages du système multi-sources concernant l'indépendance énergétique et l'aspect économique apporté, même en adoptant un SEH dont une étude faite selon le cas le plus défavorable, ce dernier reste un concurrent pertinent et imposant au système conventionnel classique.

Perspectives

En ce qui concerne le dimensionnement, il serait ainsi possible d'équiper les modules photovoltaïques avec un système suiveur solaire à deux ou à un seul axe, de cette manière la puissance produite par le générateur photovoltaïque sera beaucoup plus importante, et par conséquent, ça nous mène à réduire le nombre total des modules PV utilisés dans le dimensionnement.

En ce qui concerne l'étude en soie, la possibilité de généraliser l'étude sur l'ensemble total de l'usine est exécutable. En effet, l'usine se dispose déjà d'un générateur diesel d'une puissance de 825 kVA, l'augmentation du nombre des générateurs renouvelable et du système de stockage au détriment de la charge supportée par l'usine, est un ajout majeur vers la dépendance énergétique et l'autonomie de l'usine. Cette capacité de s'auto-satisfaire énergétiquement peut engendrer une nouvelle capacité concernant la vente et la distribution du surplus énergétique à d'autres utilisateurs. Cette opération peut réduire rapidement le délai de récupération du coût investi, et le propriétaire se retrouve ainsi dans la phase de profit avant même que la date prévue soit atteinte.

*Références
bibliographiques*

Bibliographie

- [1] A. ZERVOS : REN 21. [Siteweb], consulté le : Janvier 2020. URL : www.ren21.net.
- [2] AO BENELKADI, A KAABECHE et Y BAKELLI : Etude de faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques en algérie. *Revue des Energies Renouvelables*, 21(2):181–198, 2018.
- [3] Lila CROCI : *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs*. Thèse de doctorat, Université de Poitiers, 2013.
- [4] Sandra YALEKO KONGO : *Logistique de l'installation et de l'exploitation des énergies renouvelables en site isolé nordique*. Thèse de doctorat, Université du Québec à Rimouski, 2016.
- [5] Nadia BENALOUACHE : *Energie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : Transition énergétique et jeux d'échelles*. Thèse de doctorat, Université de Sfax, 2017.
- [6] Agence Internationale de l'Énergie. [Siteweb], consulté le : Decembre 2019. URL : www.iea.org.
- [7] J.-H. GUAY : Perspective monde. [Siteweb], consulté le : Janvier 2020. URL : www.perspective.usherbrooke.ca.
- [8] Cnrs le journal. [Siteweb], consulté le : Janvier 2020. URL : www.lejournal.cnrs.fr.com.
- [9] Marius DALLONI : *La géologie du pétrole et la recherche des gisements pétrolières en Algérie*. J. Carbonel, 1922.
- [10] Algérie 360. [Siteweb], consulté le : Janvier 2020. URL : www.algerie360.com.
- [11] Ministère de l'Énergie Algérie. [Siteweb], consulté le : Juillet 2020. URL : <https://www.energy.gov.dz/?article=le-ministre-de-lrenergie-a-lrassemblee-populaire-nationale>.
- [12] Electricity prices for households in portugal. [Siteweb], consulté le : Juin 2020. URL : www.statista.com.

- [13] L. LEILA : Les énergies fossiles en algérie face a un environnement changeant. *Journal Ijtihad d'études juridiques et économiques*, 1:44–62, 2018.
- [14] Observer et Fondation energies pour le monde. *La production d'électricité dans le monde : perspectives générales*, 2017.
- [15] A. OMRI : *Analyse de la transition vers les énergies renouvelables en Tunisie : Risques, enjeux et stratégies a adopter*. Thèse de doctorat, Université de Sfax, 2017.
- [16] Nrel solar spectrum. [Siteweb], consulté le : Juin 2020. URL : www.nrel.gov.
- [17] A.DARSON : *Transition énergétique et transition juridique : le développement des énergies de sources renouvelables en France*. Thèse de doctorat, Université de Bordeaux, 2015.
- [18] A. T. SINGO : *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2010.
- [19] La jonction p-n, clé du succès des cellules photovoltaïques. [Siteweb], consulté le : Juin 2020. URL : www.futurasciences.com.
- [20] J. SERRES et P. DUBOIS : Installation solaire photovoltaïque autonome utilisant des cellules en couches minces cis. *La Revue IEEE, SEE*,, pages 65–70, 2018.
- [21] Fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque. [Siteweb], consulté le : Juin 2020. URL : www.hellowatt.fr.
- [22] C. BERNARD, J. CHAUVIN, D. LEBRUN, J. MURAZ et P. STASSI : *Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection a l'observatoire pierre auge*, Oct 2006.
- [23] *Etude d'impact sur environnement de l'extension du parc photovoltaïque de lanas*, Juin 2020.
- [24] A.BRAHIMI : *Etude de performances d'un capteur solaire plan a eau*. Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2016.
- [25] A. RODLER, J. VIRGONE, J. ROUX, E. KIM et J.-L. HUBERT : Impact de la tache solaire sur un modèle thermique tri-dimensionnel de batiment : application a une cellule fortement isolée,. *CIFQ*, pages 547–552, 2013.
- [26] J.BEZIAN, A. BOUNACEUR, A. de RYCK et M. EL-HAF : Un nouveau concept de centrale solaire thermodynamique basé sur un récepteur a lit fluidisée. *JITH*, pages 1–5, 2007.
- [27] M. A. RAHMANI : *Gestion de l'énergie d'une microcentrale solaire thermodynamique*. Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2014.
- [28] W.HE, M. NAMAR, Z. LI, A. MALEKI et I. TLILI : Thermodynamic analysis of a solardriven high-temperature steam electrolyzer for clean hydrogen production. *Applied Thermal Engineering*, pages 115–152, 2020.

- [29] Solaire thermique a concentration. [Siteweb], consulté le : Janvier 2020. URL : www.solarpedia.net.
- [30] A. GAILLARD : *Système éolien basé sur une MADA : contribution a l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service*. Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré Nancy 1, 2010.
- [31] R. MAOUEDJ, S. BOUSALEM et B. BENYOUCEFI : Etude des performances d'un système éolien application pour des sites algériens. *JITH*, 2007.
- [32] Fouad BOUKLI-HACENE, Djamila ABDESLAME, Nabila KHERBA, Kasbadji MERZOUK et Merzouk Hacene MAHMOUDI : On the use of wind energy to power reverse osmosis desalination plant : A case study from ténès (algeria). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011.
- [33] Université de Leman. *Projet-eolienne*, Juin 2020.
- [34] H. CAMBLONG : *Modélisation et commande de systèmes éoliens*. Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, 2009.
- [35] M.LEMINE, L. BAKKALI et A.MAHMOUD : Modélisation et simulation du système de conversion énergétique d'un aérogénérateur. *Xème Conférence Internationale : Conception et Production Intégrées*, 2015.
- [36] K. MERZOUK et M. MERZOUK : Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable application au pompage dans les hauts plateaux,. *Revue des Energies Renouvelables*, 2006.
- [37] O. GERGAUD, B. MULTON et B. AHMED : Modélisation d'une chaine de conversion éolienne de petite puissance. *Electrotechnique du Futur*, pages 17–22, 2001.
- [38] F. BECKER : *Emulation d'une chaine éolienne de conversion d'énergie*. sciences de l'ingénieur, 2009.
- [39] G. ESPANA : *Etude expérimentale du sillage lointain des éoliennes a axe horizontal au moyen d'une modélisation simplifiée en couche limite atmosphérique*. Thèse de doctorat, Université d'Orléans, 2009.
- [40] O. ABDELLATIF : *Contribution a la Modélisation et au Développement des Systèmes de Chauffage Solaire a Usage Individuel*. Thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique d'Oran, 2018.
- [41] Ministère de l'énergie et des mines Algerie. [Siteweb], consulté le : Janvier 2020. URL : www.energy.gov.dz.
- [42] M.GHODBANE et B.BOUMEDDANER : Numerical modeling of a parabolic trough solar collector at bouzareah, algeria. *International Journal of Chemical and Petroleum Sciences*, 2017.

- [43] L AÏCHE-HAMANE et A KHELLAF : Cartographie des ressources éoliennes de l'algérie. *Bulletin des Sciences géographiques*, (11):23–28, 2003.
- [44] L. STOYANOV : *Etude de différentes structures de systèmes hybrides a sources d'énergie renouvelables*. Thèse de doctorat, Université Technique de Sofia, 2018.
- [45] H. ADEL : *Stratégie de gestion multi énergie dans un systém hybride éolien-diesel-dispositif de stockage*. Thèse de doctorat, Université de Quebec a Trois-rivières, 2018.
- [46] L. CHALAL : *Coordination de systèmes multisources pour favoriser la production d'énergie électrique Renouvelable*. Thèse de doctorat, Université Lille 1, 2013.
- [47] Ludmil STOYANOV : *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables*. Thèse de doctorat, Université Pascal Paoli, 2011.
- [48] B. SAMER : *Optimisation de dimensionnement d'un système hybride eolien/diesel autonome*. Thèse de doctorat, Université M'hamed Bougraa de Boumerdes, 2015.
- [49] Abdelfettah KERBOUA, Fouad BOUKLI-HACENE et Khaldoun A. MOURAD : Particle swarm optimization for micro-grid power management and load scheduling. *International Journal of Energy Economics and Policy*, pages 71–80, 2019.
- [50] Bogdan S BOROWY et Ziyad M SALAMEH : Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and pv array in a wind/pv hybrid system. *IEEE Transactions on energy conversion*, 11(2):367–375, 1996.
- [51] Said DIAF, Djamila DIAF, Mayouf BELHAMEL, Mourad HADDADI et Alain LOUCHE : A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid pv/wind system. *Energy policy*, 35(11):5708–5718, 2007.
- [52] MONIN et OBUKHOV : Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. *Contrib. Geophys. Inst. Acad*, pages 163—187, 1954.
- [53] H. YANG, L. LU et J. BYRNETT : Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in hong kong. *Renew Energy*, pages 1813–1824, 2003.
- [54] I. ABOUZHR et R. RAMAKUMAR : «loss of power sypply probability of stand alone wind electric conversion systems : a closed form solution approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pages 445–452, 1990.
- [55] H. YANG, L. LU et W. ZHOU : «a novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation systems. *Solar Energy*, pages 74–84, 2007.
- [56] I. ABOUZHR et R. RAMAKUMAR : «an approach to access the performance of utility-interactive wind electric conversion systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pages 627–638, 1991.

- [57] Guide energie photovoltaïque. [Siteweb], consulté le : Mars 2020. URL : www.Photovoltaïque.guidenr.fr.
- [58] A. BENJAMAA : *Coperation metaheuristique et logique floue pour le dimensionnement d'une installation hybrid*. Thèse de doctorat, Université de reims, 2015.
- [59] Abdullrahman ALSHAMMAA et Khaled ADDOWEESH : Optimum sizing of hybrid pv/wind/battery/diesel system considering wind turbine parameters using genetic algorithm. *IEEE International Conference on Power and Energy*, 2012.
- [60] A. ABDELLI : *Optimisation multicritère d'une chaine éolienne passive*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007.
- [61] R. A. DEVORE et V. N. TEMPLYAKOV : Some remarks on greedy algorithm. *Advances in computational Mathematics*, pages 173–187, 1996.
- [62] F. WURTZ : *Une nouvelle approche pour la conception sous contraintes de machines électriques*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1996.
- [63] Duy long HA : *Un système avancé de gestion d'énergie dans le batiment pour coordonner production et consommation*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.
- [64] R. Dufo LOPEZ et J. L. BERNAL-AGUSTIN : Design and control strategies of pv-diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, pages 33–46, 2005.
- [65] A.HAMEED, M.ELHAGRI, A.SHALTOUT et M.AZIZ : Optimum sizing of hybrid wt/pv systems via open-space particle swarm optimization. *IEEE conferance on Renewable Energy and Distributed Generation (ICREDG)*, pages 55–60, 2012.
- [66] Charles DARWIN : L'origine des espèces au moyen de la sélection naturelle ou de la lutte pour l'existence dans la nature, trad. BARBIER E. d'après la 6e ed. de, 1876.
- [67] J. KENNEDY et R. EBERHART : Particle swarm optimization. *IEEE International Conference on Neural Networks*, pages 1942–1948, 1995.
- [68] J. KENNEDY et R. EBERHART : A new optimizer using particle swarm theory. *IEEE Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, pages 39–43, 1995.
- [69] Mouna BOUJELBÈNE ABBES : Financement et budgétisation. 2012.
- [70] Robert FORTET et Georges ALLARD : *Calcul des probabilités*. CNRS Paris, 1950.

Annexes

Annexe A

Les caractéristiques des modules utilisés

A.1 Panneau photovoltaïque

Wp (W)	Model	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Dimensions LxWxH (mm)	Weight (kg)	Cell alignment	Cell dimensions LxW (mm)	Efficiency
65	ZT65P	21.82	4.03	18.10	3.59	992x528x35	6.5	6x6	156x78	12.41 %
85	ZT85P	14.40	7.90	11.88	7.15	1006x671x30	7.5	4x6	156x156	12.59 %
90	ZT90P	14.62	8.10	12.12	7.43	1006x671x30	7.5	4x6	156x156	13.33 %
110	ZT110P	18.12	8.00	15.00	7.33	850x992x40	10.5	6x5	156x156	13.05 %
115	ZT115P	18.42	8.21	15.33	7.50	850x992x40	10.5	6x5	156x156	13.64 %
120	ZT120P	19.49	8.10	16.16	7.43	1324x671x40	11.0	4x8	156x156	13.51 %
130	ZT130P	21.64	7.95	17.89	7.27	1482x671x40	12.5	4x9	156x156	13.07 %
135	ZT135P	21.92	8.10	18.18	7.43	1482x671x40	12.5	4x9	156x156	13.58 %
140	ZT140P	22.18	8.25	18.47	7.58	1482x671x40	12.5	4x9	156x156	14.08 %
145	ZT145P	22.39	8.40	18.72	7.75	1482x671x40	12.5	4x9	156x156	14.58 %
150	ZT150P	22.54	8.59	18.86	7.95	1482x671x40	12.5	4x9	156x156	15.08 %
155	ZT155P	25.45	8.05	21.13	7.34	1166x992x40	14.0	6x7	156x156	13.40 %
165	ZT165P	25.96	8.30	21.67	7.61	1166x992x40	14.0	6x7	156x156	14.27 %
170	ZT170P	28.80	7.90	23.76	7.15	1324x992x40	15.5	6x8	156x156	12.94 %
180	ZT180P	29.23	8.10	24.24	7.43	1324x992x40	15.5	6x8	156x156	13.70 %
185	ZT185P	29.47	8.21	24.53	7.54	1324x992x40	15.5	6x8	156x156	14.09 %
195	ZT195P	32.45	7.95	26.84	7.27	1486x992x50	18.0	6x9	156x156	13.23 %
205	ZT205P	33.05	8.15	27.43	7.47	1486x992x50	18.0	6x9	156x156	13.91 %
210	ZT210P	33.26	8.21	27.70	7.58	1486x992x50	18.0	6x9	156x156	14.25 %
225	ZT225P	36.54	8.10	30.30	7.43	1652x992x50	20.0	6x10	156x156	13.73 %
230	ZT230P	36.84	8.21	30.66	7.50	1652x992x50	20.0	6x10	156x156	14.03 %
235	ZT235P	37.08	8.30	30.96	7.59	1652x992x50	20.0	6x10	156x156	14.34 %
240	ZT240P	37.20	8.34	31.14	7.71	1652x992x50	20.0	6x10	156x156	14.65 %
245	ZT245P	37.44	8.45	31.32	7.82	1652x992x50	20.0	6x10	156x156	14.95 %
250	ZT250P	37.56	8.59	31.44	7.95	1652x992x50	20.0	6x10	156x156	15.26 %
260	ZT260P	43.27	7.95	35.78	7.27	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	13.33 %
265	ZT265P	43.63	8.05	36.22	7.32	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	13.59 %
270	ZT270P	43.85	8.10	36.36	7.43	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	13.84 %
275	ZT275P	44.21	8.21	36.79	7.47	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	14.10 %
280	ZT280P	44.35	8.25	36.94	7.58	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	14.36 %
285	ZT285P	44.50	8.43	37.01	7.70	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	14.61 %
290	ZT290P	44.57	8.48	37.15	7.81	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	14.87 %
295	ZT295P	44.78	8.50	37.37	7.89	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	15.13 %
300	ZT300P	45.07	8.59	37.73	7.95	1966x992x50	22.0	8x9	156x156	15.38 %

FIGURE A.1 – Différents types de panneaux photovoltaïques selon le rendement et les dimensions.

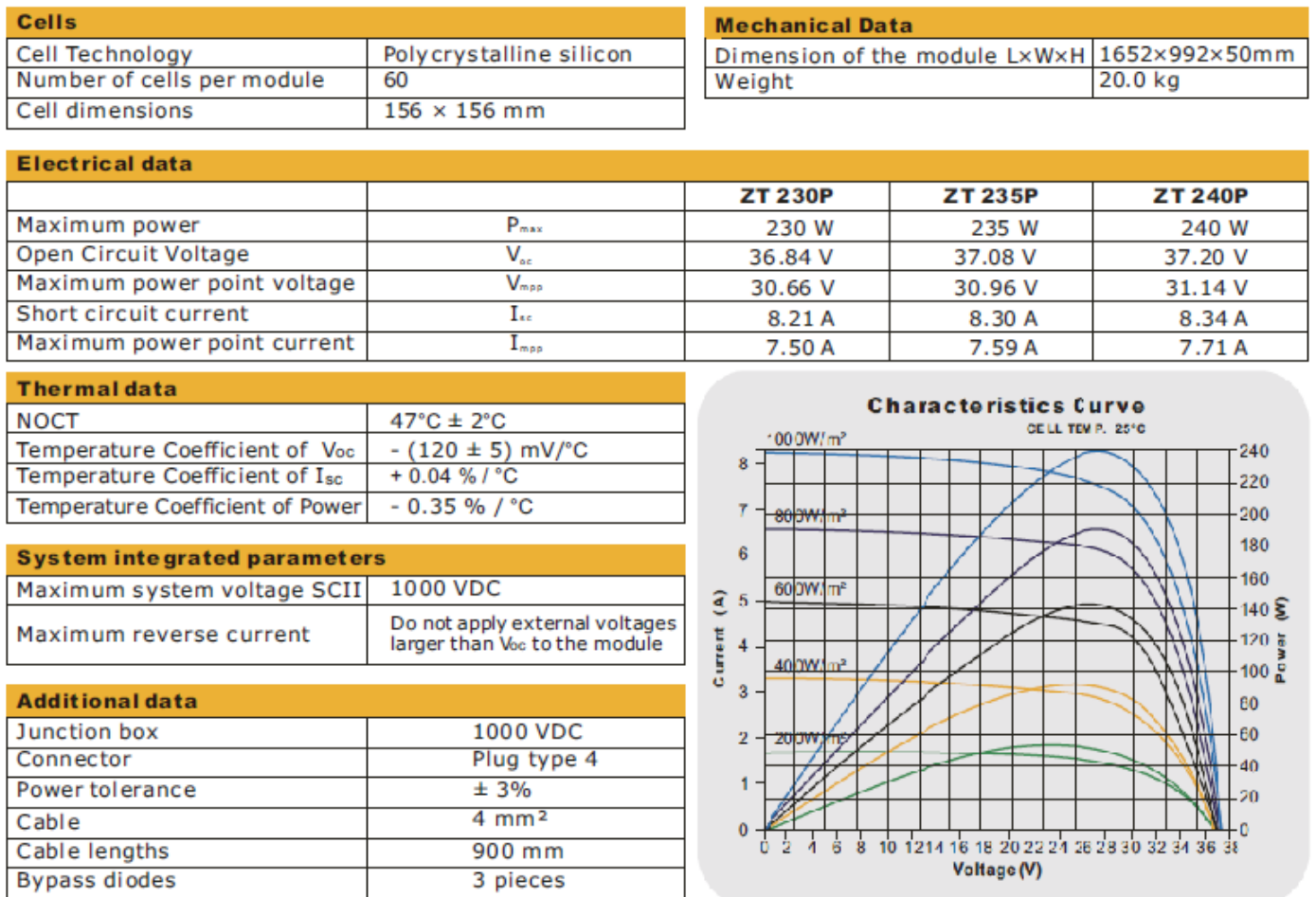


FIGURE A.2 – Spécification du panneau choisi.

A.2 Système éolien

Model	EOL/300	EOL/500	EOL/1000	EOL/2000	EOL/3000	EOL/5000	EOL/10000	EOL/20000	
Rated Power (W)	300	500	1000	2000	3000	5000	10000	20000	
Rated Voltage (V)	24	24	48	120	240	240	240	360	
Rotor Diameter (m)	1,5	2,5	2,7	3,2	4,5	6,4	8	10	
Start-up Wind Speed (m/s)	2,5	2	2	2	2	2	2	2	
Rated Wind Speed (m/s)	12	8	9	9	10	10	10	12	
Security Wind Speed (m/s)	35	35	35	35	45	45	45	45	
Yaw Method	Mechanical	Mechanical	Mechanical	Mechanical	Dynamoelectric	Dynamoelectric	Dynamoelectric	Dynamoelectric	
Rated Rotate Speed (r/m)	450	400	400	400	220	200	180	90	
Outer Material	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Steel	Steel	Steel	Steel	
Blades Material	Carbon Fiber	Carbon Fiber	Fiber Glass	Fiber Glass	Fiber Glass	Fiber Glass	Fiber Glass	Fiber Glass	
Number of Blades	3	3	3	3	3	3	3	3	
Bracing cord Mast	Mast height (m)	6	6	6	9	9	12	12	-
	Mast thickness (mm)	2,5	3,25	3,25	3,5	6	6	6	-
	Mast Diameter (mm)	48	89	114	140	273	273	325	-
Normal unaided Mast	Mast Height (m)	-	8	8	8	12	12	12	18
Suggested Batteries & Capacity	12V150AH x2	12V200AH x2	12V200AH x4	12V200AH x10	12V200AH x20	12V300AH x20	12V400AH x20	12V600AH x30	
Inverter Type	Modified Wave	Sine Wave	Sine Wave	Sine Wave	Sine Wave	Sine Wave	Sine Wave	Sine Wave	

FIGURE A.3 – Différentes types d'éoliennes disponible selon la gamme de puissance.

A.3 Groupe diesel

Caractéristiques techniques :

- Puissance nominale : 9000 watts
- Puissance maximale : 10 000 watts
- Alimentation : 400V / 230V (Triphasé / monophasé)
- Moteur : Diesel EV80, 12 Kw, 4 temps, bi-cylindre avec refroidissement par eau
- Vitesse de rotation : 3600 tr/min
- équipé du système AVR (limitateur de tension)
- équipé d'une prise monophasée 230V, d'une prise triphasée 400V et d'une connectique 12V avec disjoncteur thermique.
- Démarrage : électrique
- Capacité du Réservoir : 30 litres
- Carburant : Diesel
- Autonomie : 10 heures à 75%
- Niveau sonore : 70 dB à 7mètres
- Dimensions : 141 x 70 x 105 cm
- Poids : 360 kg

Garantie de 2 ans

FIGURE A.4 – Caractéristiques du groupe diesel choisi.

A.4 Système de stockage

Specifications		
	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity (10HR)	250AH
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
Rated Capacity	20hr, 1.80V/cell, 25°C	260 AH / 13.0A
	10hr, 1.80V/cell, 25°C	250.0 AH / 25.0A
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	214.0 AH / 42.8A
	1hr, 1.60V/cell, 25°C	153.9 AH / 153.9A
Max Discharge Current	2500A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.5mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -15°C~50°C
		Charge: 0°C~40°C
		Storage: -15°C~40°C
	Nominal Operating Temp. Range	25±3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 75.0A. Voltage 14.4V ~ 15V at 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V at 25°C Temp. Coefficient -20mV/°C
Capacity affect by Temperature	40°C	103%
	25°C	100%
	0°C	86%
Design Floating Life at 20°C	12+ Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

FIGURE A.5 – les spécifications du système de stockage.

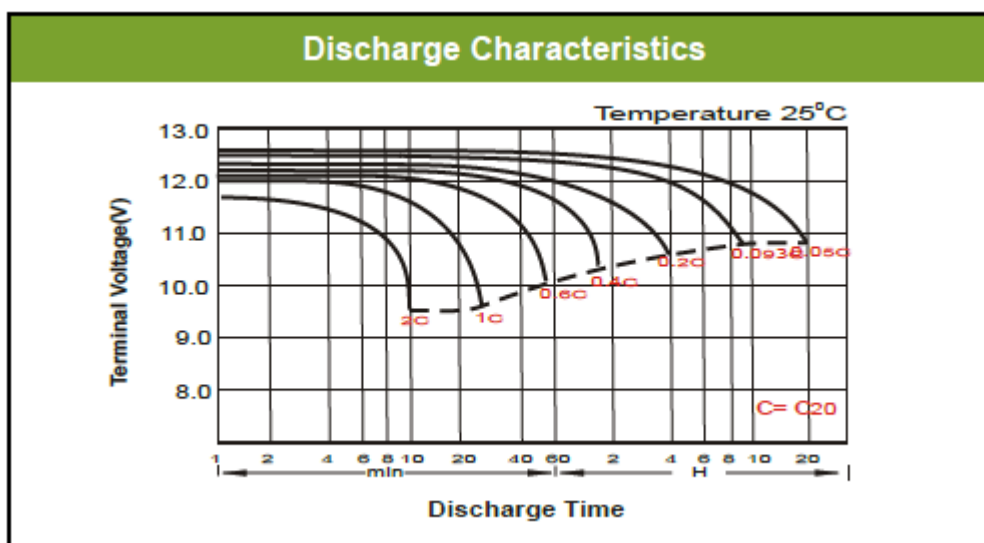


FIGURE A.6 – Caractéristique de déchargement du système de stockage.

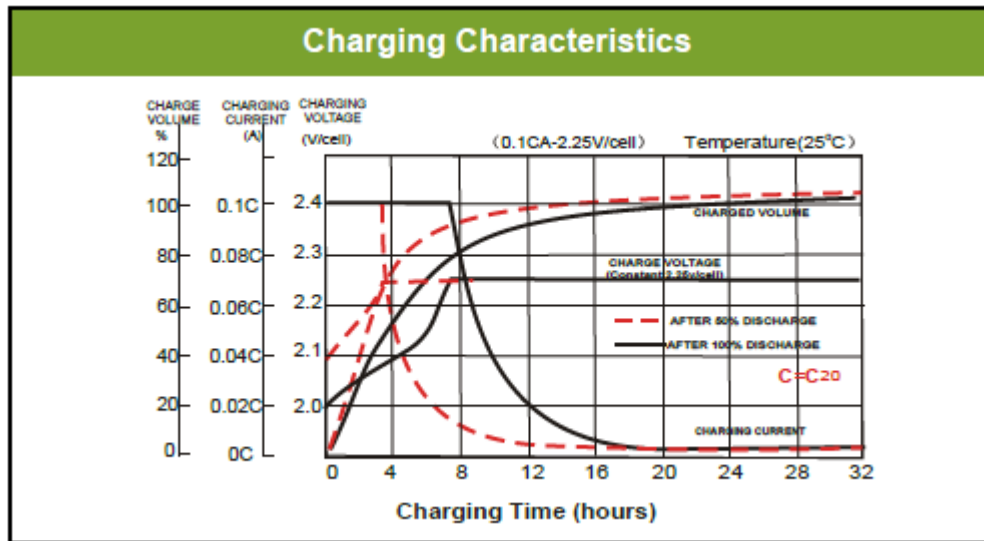


FIGURE A.7 – Caractéristique de chargement du système de stockage.

A.4.1 Choix du taux de charge/décharge

Il s'agit d'une batterie de 48V, constitué de quatre batteries 12V branchées en série, de capacité nominale égale à 250Ah et un courant maximal de chargement/déchargement d'une valeur de 25A.

D'après les spécifications délivrées par le constructeur, l'énergie disponible dans la batterie s'évalue à : $4 * 12 * 25 * 10 = 12000Wh$.

Pour une heure la puissance s'évalue à : $1200Wh$, donc pour assurer un chargement total du système de stockage, on doit fournir pendant chaque heure une puissance de $1200Wh$ durant 10heures. De la même manière, lorsque le système de stockage est totalement chargé, ce dernier pourra fournir une puissance de $1200Wh$ pendant 10heures, alors le taux de chargement ainsi que le taux de déchargement est de 10%.

A.5 Convertisseur

- Fonction ATS (commutation automatique sur le système OFF GRID / ON GRID)
- ATS: a. Lorsque vous basculez vers la fonction ATS, par exemple pour le système 24v, lorsque votre tension de batterie 21.5v, il passera automatiquement en mode ATS, signifie que l'onduleur basculera automatiquement l'alimentation domestique pour fournir la sortie 220V AC et charger votre batterie en même temps. Après charge de votre batterie à 28v, sera de retour en mode onduleur. (Le câble d'entrée PS.AC doit être branché tout le temps)
- si vous utilisez le système solaire, alors vous devez rester à la fonction ATS, car dans la journée, toute la puissance vient de l'énergie solaire, après la nuit ou la batterie en dessous de 21,5V, passera automatiquement à la maison, laissera vos produits électriques continuer à travailler, jusqu'au jour où le soleil recommence, puis il revient en mode onduleur
- Tension d'entrée: 12V, AC Tension de sortie: 220V, 230V, 240V, Contrôle: $\pm 5\%$, Fréquence: 50Hz $\pm 3\%$, Rendement: 90%, Forme d'onde de sortie: Onde sinusoïdale pure, Protection thermique: 70C 10.5-11V, coupure d'entrée basse tension: 11V, alarme haute tension d'entrée: 15V, coupure haute tension d'entrée: > 15V
- FONCTION INVERTER, FONCTION DE CHARGE DE LA BATTERIE 120A, FONCTION DE L'ONDULEUR, Garantie: 1 an, Certificat: CE, Livraison d'Allemagne Entrepôt, mais seulement dans les pays de l'UE.

FIGURE A.8 – Caractéristiques du convertisseur choisi.

Annexe B

Les algorithmes

B.1 Algorithme PSO

Algorithm 1: PSO

Input : $G, T_a, v, N_j, P_{load}, C_a, C_m, C_r, f(N_{pv}, N_{eo}, N_{bat})$

Output: N_{pv}, N_{eo}, N_{bat}

```

1 Initialisation :  $n_{pop}, n_{it}, n_{var}, c_1, c_2, \omega, lb, ub$ 
2 PSO;
3 for  $i \leftarrow 1$  to  $n_{it}$  do
4   Initialisation :  $\vec{x}_i(t), \vec{x}_{Best}, \vec{v}_i(t), \vec{G}_{best}(t)$ 
5   for  $j \leftarrow 1$  to  $n_{pop}$  do
6      $\vec{x}_i(t+1) = \vec{x}_i(t) + \vec{v}_i(t+1)$ 
7      $\vec{v}_i(t+1) = c_0 \cdot \vec{v}_i(t) + c_1 \cdot r_1 \cdot \vec{P}_i(t) - \vec{x}_i(t) + c_2 r_2 (\vec{G}_{best}(t) - \vec{P}_i(t))$ 
8     if  $f(\vec{x}_i(t)) < f(\vec{x}_{Best}(t))$  then
9        $\vec{x}_i(t) = f(\vec{x}_{Best}(t))$  // Evaluation de la position
10      if  $f(\vec{x}_{Best}(t)) < f(\vec{G}_{Best})$  then
11         $f(\vec{G}_{best}) = f(\vec{x}_{Best}(t))$  // Evaluation du meilleur global
12      else
13        return
14      end if
15    else
16      return  $j = j + 1$ 
17    end if
18  end for
19   $G_{solution} = f(\vec{G}_{best})$  // Meilleure solution de l'itération i
20 end for
21 return  $i = i + 1$ 

```

B.2 Algorithme génétique

Algorithm 2: Algorithme génétique**Input** : $G, T_a, v, N_j, P_{load}, C_a, C_m, C_r$ **Output:** N_{pv}, N_{eo}, N_{bat}

```

1 Initialisation :  $n_{pop}, n_{generation}, n_{it}, n_{var}, \eta_{croisement}, \eta_{mutation}, \beta, \gamma, \sigma, lb, ub$ 
2 AG;
3 for  $i \leftarrow 1$  to  $n_{it}$  do
4   Initialisation :  $\vec{x}_i(t)$  // Initialisation des chromosomes parents
5   for  $j \leftarrow 1$  to  $n_{pop}$  do
6     Selection;
7      $C_{Prob} = \exp(-\beta * c)$ 
8     Croisement;
9     for  $k \leftarrow 1$  to  $n_{generation}/2$  do
10       $P_1 = Roulette(C_{Prob})$ 
11       $P_2 = Roulette(C_{Prob})$ 
12       $(x_{k1}, x_{k2}) = Croisement(P_1, P_2)$ 
13    end for
14    Mutation;
15    for  $l \leftarrow 1$  to  $n_{generation}$  do
16       $x_l = Mutation(x_k)$ 
17      if  $f(x_l) < f(x_{Best})$  then
18         $x_{solution} = x_l$  // Meilleur solution de l'intération l
19      else
20        return
21      end if
22    end for
23     $n_{pop} = n_{generation}$ 
24  end for
25   $C_{ost} = f(x_{solution})$  // Meilleur prix de la meilleure solution
26 end for
27 return  $i = i + 1$ 

```