

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique
Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira -
Tasdawit Akli Muḥend Ulḥağ - Tubirett -



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة أكلي محمد أولحاج
- البويرة -

Faculté des sciences et des sciences Appliquées

***** Département de Génie Mécanique *****

Projet de fin d'étude

En vue d'obtention diplôme de master en :

Génie mécanique

Option : énergétique

**OPTIMISATION ET DIMENSIONNEMENT D'UNE
INSTALLATION HYBRIDE DE PRODUCTION D'ENERGIE
ELECTRIQUE**

Réalisés par :

- Setti Kheireddine
- Moussi Rafik

Encadré par : Mme Baghdadi.F

Année : 2017 /2018

Remerciements

*Toute la Gratitude, tout d'abord à ALLAH qui nous a donné la
force Pour terminer ce travail.*

*Toutes nos infinies gratitudes à notre promotrice, madame
BAGHDADI pour son encadrement et ses aides précieux*

*Nous tenons aussi à remercier tous les enseignants de département
de génie mécanique qui n'ont préservé aucun effort à fin de transmettre
leur savoir et leurs expériences aux étudiants.*

*Enfin nous remercions nos amis et tous ceux qui ont contribués de près
ou de loin à l'élaboration de ce travail, trouvent ici
l'expression de notre profonde gratitude et respect.*

Moussi Rafik – Setti Khair-Eddine



Dédicaces

Grâce à ALLAH, ce mémoire a été réalisé.

C'est avec une très grande joie que je dédie ce travail à :

- Mes très chers parents qui m'ont donné la vie, l'espoir, l'amour et m'ont soutenus durant mes études.

Qu'ALLAH m'aide à leur rendre un peu de tout ce qu'ils ont fait pour moi.

- A tous ceux qui m'ont encouragé pendant les moments les plus difficiles.

-A mon très cher frère « Abderaouf ».

-A ma sœur.

-A mes tantes et oncles.

-A tous mes amis.

-A ceux que j'aime et respecte.

Khair-Eddine

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mes chers parents aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour dont ils ne cessent de me combler de bonheur que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mon très cher frère et mes sœurs pour leur tendresse, complicité et leurs encouragements.

A toute ma famille et l'ensemble de mes amis.

Rafik.

Résumé :

Ce travail constitue une étude des systèmes de conversion d'énergie électrique hybrides associés à un système de stockage pour trois sites de nature climatique différente en Algérie. La démarche retenue exploite une méthodologie d'analyse de la complémentarité qui existe entre les deux énergies solaire et éolienne à partir de leurs variations saisonnières respectives.

Les résultats obtenus montrent que le mois le plus défavorable présente un coût plus élevé du système hybride par rapport au autre mois, cela est dû à la meilleure fiabilité que présente le système optimale obtenu.

Mots clés : Système Photovoltaïque –Système éolien - Système hybride photovoltaïque-éolien –Système de Stockage –Dimensionnement-Optimisation.

Abstract

This work consists a study of hybrid energy conversion system associated to a storage system of three different climatic sites in Algeria.

The approach adopted exploits a methodology of complimentarily analysis which exists between the two solar and Aeolian energies from three respective seasonal variations.

The results obtained show that the most favorable month present a higher cost of the hybrid system compared to the other months. The being due to the better reliability those present the optimal system obtained.

ملخص:

يساهم هذا العمل في دراسة أنظمة تحويل الطاقة الكهربائية الهجينة المرتبطة بنظام تخزين لثلاثة مواقع ذات طبيعة مناخية مختلفة في الجزائر. يستخدم المنهج المعتمد منهجية لتحليل التكامل القائم بين مصدري الطاقة الشمسية وطاقة الرياح من اختلافاتهما الموسمية.

تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن الشهر الاسوا في العام لديه تكلفة أعلى للنظام الهجين مقارنة بالشهور الأخرى ، وهذا يرجع إلى موثوقية النظام الأمثل الذي تم الحصول عليه.

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي - نظام الرياح - الطاقة الضوئية الهجينة - نظام الرياح - نظام التخزين - التحجيم – التحسين.

Liste des figures

Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent	2
Figure I.2 : configuration à axe horizontal	3
Figure I.3 : éolienne de type Darrieus et Savonius	4
Figure I.4 : les composantes de l'aérogénérateur	5
Figure I.5 : Forces appliquées sur un élément de pale	7
Figure I.6 : spectre du rayonnement solaire	12
Figure I.7 : Cellule poly cristalline et Cellule monocristalline	13
Figure I.8 : Module silicium amorphe	14
Figure I.9 : Cellule, module et panneau photovoltaïque	16
Figure I.10 : Configuration du SEH à bus CC	20
Figure I.11 : Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA	21
Figure II.1 : Schéma de principe du système hybride photovoltaïque-éolienne.....	23
Figure II.2 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontale.	26
Figure II.3 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontale	27
Figure II.4 : Modèle simplifié d'une cellule PV	28
Figure II.5 : le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.	29
Figure II.6 : Schéma de la turbine éolienne.	31
Figure II.7 : Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol.	33
Figure II.8 : Rendement d'un onduleur en fonction de facteur de charge.	34
Figure III.1 : système étudié	42
Figure III.2 : Courbe du coût du PV.	42
Figure III.3 : Courbe de puissance obtenue en fonction de la vitesse du vent pour Adrar.	44
Figure III.4 : Courbe du coût de batterie.	45
Figure III.5 : profil de charge pour un jour	46
Figure III.6 : profil de charge annuelle	47
Figure VI.1 : Représentation du système optimal de chaque site	49
Figure VI.2 : Résultat optimal.	50
Figure IV.3 : NPC total de système	51
Figure IV.4 : Coût de l'installation.	51
Figure IV.5 : Energie annuelle produite.	51
Figure IV.6 : Energie annuelle consommée.	52
Figure IV.7 : Quantité d'excès et déficit de stockage.	52
Figure IV.8 : Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.	52
Figure IV.9 : Représentation des puissances mensuelles moyennes du PV.	53
Figure IV.10 : Représentation des puissances mensuelles moyennes de l'éolienne	53
Figure IV.11 a : Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER pour le mois de juillet	54
Figure IV.11 b : Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER pour le mois d'octobre.....	55
Figure IV.12 : Evolution de l'état de charge des batteries.	56
Figure IV.13 : La puissance annuelle à l'entrée et à la sortie de l'onduleur.	56
Figure IV.14 : Evolution annuelle de la demande, la production PV et éolienne	57

Liste des tableaux

<i>Tableau II.1 : Potentiel solaire en Algérie.</i>	26
<i>Tableau III.1 : Les données du coût du PV</i>	42
<i>Tableau III.2 : Caractéristiques électrique du PV de type Generic flat plate PV</i>	43
<i>Tableau III.3 : Les données du coût de l'aérogénérateur</i>	43
<i>Tableau III.4 : Paramètres techniques de l'aérogénérateur</i>	44
<i>Tableau III.5 : Coût de la batterie</i>	45
<i>Tableau III.6 : caractéristiques électrique de la batterie type Generic 100KWh Li-Ion.</i>	45
<i>Tableau III.7 : Les données du coût du convertisseur.</i>	46
<i>Tableau III.8 : lieu d'installation des trois sites.</i>	47
<i>Tableau III.9 : donnée météorologique pour les trois sites .</i>	48
<i>Tableau IV.1 : comparaison des trois sites</i>	50

Nomenclature

L : La force de portance	(m)
D : La force de traînée	(N)
F_a : La poussée axiale	(N)
F_t : La poussée de rotation	(N)
$l(r)$: longueur de la corde à la distance r de l'axe de rotation	(m)
C_L : coefficient de portance	(/)
C_D : coefficient de traînée	(/)
C_z : coefficient de portance suivant le plan de rotation	(/)
C_x : coefficient de poussée	(/)
W : module du vent apparent	(/)
ρ : densité d'air	(Kg/m ³)
dr : largeur de la pale	(m)
E_C : L'énergie cinétique	(J)
V : la vitesse de vent	(m.s ⁻¹)
P_{disp} : la puissance disponible	(W)
P_{rec} : La puissance moyenne récupérable	(W)
V_1 : la vitesse en amont de l'aérogénérateur.	(ms ⁻¹)
V_2 : la vitesse en aval l'aérogénérateur.	(ms ⁻¹)
φ : la latitude du lieu	(°)
λ : la longitude du lieu	(°)
S_{PV} : La surface totale du générateur photovoltaïque	(m ²)
R_{PV} : Le rendement du générateur photovoltaïque ;	(/)
H : L'irradiation solaire sur plan incliné	(KWh/m ²)
P_f : Le facteur de remplissage du module	(/)
γ : Coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température	(/)
η_r : Le rendement de référence du générateur photovoltaïque	(/)

T_a : Température ambiante moyenne journalière	(°C)
T_c : Température cellule moyenne journalière	(°C)
B_{ins} : Irradiation directe sur un plan incliné	(KWh/m ²)
D_{ins} : Irradiation diffuse sur un plan incliné	(KWh/m ²)
R_{ins} : Irradiation réfléchis sur un plan incliné	(KWh/m ²)
G_H : Valeur horaire des irradiances globales	(KWh/m ²)
D_H : Valeur horaire des irradiances diffuse	(KWh/m ²)
R_B : Facteur de forme	(/)
θ_i : Angle d'incidence	(°)
h : Hauteur du soleil	(°)
D_{inc} : L'irradiation diffuse sur un plan incliné	(KWh/m ²)
β : Angle d'inclinaison de la surface de captation	(°)
D_h : Irradiation diffuse sur un plan horizontal	(KWh/m ²)
R_B : Facteur de forme	(/)
ρ : Albédo du sol (coefficient de réflexion du sol)	(/)
B_n : Irradiation directe sur un plan normal	(KWh/m ²)
I_D : courant généré par la diode	(A)
I_{Ph} : courant créé par conversion de la lumière Photo-courant	(A)
I_S : courant de saturation inverse de la diode	(A)
V_D : la tension aux bornes de la diode	(V)
V_T : potentiel thermodynamique	(V)
K : constante de BOLTZMAN	(J. K ⁻¹)
q : charge de l'électron	(C)
I : courant fourni par la cellule	(A)
T_j : température de jonction de la cellule photovoltaïque en Kelvin	(K)
I_0 : courant de saturation	(A)
A : facteur d'idéalité de la cellule	(/)
I_{sat} : Courant de saturation	(A)
T_{jref} : température de référence	(°C)
E_{Sref} : ensoleillement de référence	(W/m ²)
E_g : Energie de gap	(J)
P_n : la puissance nominale	(W)
V_n : dénommée vitesse nominale	(m/s)
V_d : vitesse de démarrage	(m/s)

V_c : vitesse d'arrêt spécifique	(m/s)
H_m : est la hauteur des appareils de mesure	(m/s)
P_{pvs} : la puissance produite par les générateurs photovoltaïques	(W)
$P_{éols}$: la puissance produite par les aérogénérateurs	(W)
P_{charge} : puissance à la sortie de l'onduleur	(W)
η_{cha} : est le rendement pendant le processus de la charge de la batterie.	(%)
η_{dech} : est le rendement pendant le processus de la décharge de la charge.	(%)
$C_{bat}(t)$: est la capacité C_{bat} de la batterie à l'instant t.	(Wh ; A/h)
$C_{bat}(t-1)$: est la capacité C_{bat} de la batterie à l'instant t-1	(Wh ; A/h)

ABREVIATIONS UTILISEES :

CA : courant alternatif

CC : courant continue

EVA : éthylène-vinyle acétate

PVF : poly-fluorure de vinylidène

V_{co} : Tension à vide

I_{cc} : Courant de court-circuit

NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule

SOC : état de charge de la batterie

HOMER: Hybrid Optimisation Model for Electric Renewable

PV : Photovoltaïque

SEH : Système D'énergie Hybride

NREL: National Renewable Energy Laboratory

LPSP: Loss of power supply probability

COE : le coût d'énergie

NPC : coût net actuel

Table des matières

Introduction générale

Chapitre I : Généralité sur les systèmes éoliens-photovoltaïque

I.1 Généralité sur les systèmes éoliens	1
I.1.1 Introduction	1
I.1.2 Définition de l'énergie éolienne	1
I.1.3 Les différents types d'éoliennes	2
I.1.4 Principe de fonctionnement	4
I.1.5 Eléments constitutifs d'un aérogénérateur (a axe horizontale)	4
I.1.6 Caractéristiques technologiques des éoliennes	6
I.1.7 Bilan des forces sur une pale	6
I.1.8 Puissance fournie par un aérogénérateur	8
I.1.9 Avantage et inconvénients d'un système éolien	10
I.2 Généralité sur les systèmes photovoltaïque	10
I.2.1 Introduction	10
I.2.2 Rayonnement solaire :	11
I.2.3 Le spectre de rayonnement solaire :	11
I.2.4 La description des systèmes photovoltaïques :	12
I.2.5 Repérage d'un site sur la surface terrestre	16
I.2.6 Secteurs d'application	16
I.2.7 Avantages et inconvénients d'une installation PV :	16
I.3 Systèmes de stockage	18
I.4 Convertisseurs	19
I.5 Configuration de bus dans les systèmes hybrides	19
I.5.1 Architecture à bus à CC	20
I.5.2 Architecture mixte à bus à CC/CA	20
I.5.3 Configuration de bus CA	21
I.6 Conclusion	22
Chapitre II : La modélisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque	
II.1 Introduction	23
II.2 La modélisation du champ photovoltaïque	23
II.2.1 La modélisation de gisement solaire :	23
II.3 La modélisation de l'aérogénérateur	31
II.4 Modélisation de l'onduleur	33
II.5 Modélisation de la batterie	34
II.6 Conclusion	35

Chapitre III: Dimensionnement du système hybride

III.1 Introduction	36
III.2 Méthodes de dimensionnement basées sur la simulation	36
III.2.1 But du dimensionnement	36
III.2.2 Méthodes quasi-statiques.....	36
III.2.3 Méthodes dynamiques	37
III.2.4 Synoptique de simulation du fonctionnement du système.	39
III.2.5 Délestage énergétique LPSP	39
III.2.6 Délestage temporel LLP	40
III.3 Critère du choix du logiciel HOMER	40
III.4 Dimensionnement technico-économique	40
III.5 Dimensionnement optimisation	40
III.5.1 Estimation des ressources énergétique solaire et éolien	41
III.5.2 Système choisi	41
III.5.3 Entrée des données du générateur photovoltaïque	42
III.5.4 Entrée des données de système de stockage	45
III.5.5 Entrée des données du convertisseur bidirectionnel	46
III.5.6 Entrée des données de la charge	46
III.5.7 Données météorologiques des sites étudiés	47
III.6 Conclusion	48

Chapitre IV : Simulation et Analyse des résultats

IV.1 Introduction	49
IV.2 Résultats d'optimisation	49
IV.3 Comparaison des trois sites	50
IV.4 Analyse des résultats pour le site d'Adrar	50
IV.4.1 Caractéristique de système optimal	50
IV.4.2 Résumé des couts	50
IV.4.3 Production et consommation d'énergie électrique	51
IV.4.4 Les puissances mensuelles moyennes du PV.	53
IV.4.5 La puissance mensuelle moyenne de l'éolienne	53
IV.4.6 Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance	54
IV.4.7 Evolution de l'état de charge des batteries	55
IV.4.8 La puissance annuelle à l'entrée et à la sortie de l'onduleur	56
IV.4.9 Evolution annuelle de la demande, la production PV et éolienne	57
IV.5 Conclusion	57

Conclusion générale

Références bibliographiques

Introduction général

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Dans les pays industrialisés, ce système est aujourd'hui très centralisé même si les évolutions de réglementation conduisent à une amorce de décentralisation de la production.

Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂. En outre, la part du prix du combustible dans le coût de production est prépondérante ce qui engendre, compte tenu du caractère sensible de ces matières premières, des oscillations continues et une instabilité à long terme.

L'énergie de fission nucléaire, qui ne rejette directement pas de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles

Beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, l'exploitation des ressources renouvelables connaît un grand essor dans les pays industrialisés et même dans quelques pays sous-développés. Concernant l'Algérie, un pays très vaste d'un climat très diversifié, ayant deux grandes zones géographiques distinctes, le Nord méditerranéen et le Sud saharien, peut devenir un bon concurrent dans cette course de recours aux énergies renouvelables.

Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono-source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif. Cependant, ces solutions exigent au préalable un dimensionnement laborieux basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer. Cette gestion

rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle rendu possible grâce à des logiciels très performants. Ces installations hybrides vont connaître, à moyen terme un intérêt certain grâce à leur flexibilité vis-à-vis des sources d'énergie primaires.

Le site expérimental installé dans des conditions de proximité de l'habitat, telles que nous les imaginons à terme, est un système de production multi-sources (vent + solaire) naturellement couplé au réseau et capable, grâce à un dispositif de stockage de l'énergie, d'un fonctionnement autonome. Il pourrait bien entendu être avantageusement associé à d'autres moyens de production, comme par exemple un cogénérateur à pile à combustible ou à générateur Stirling qui permettraient notamment de réduire les besoins en stockage direct d'électricité.

On présente dans ce travail une méthode de dimensionnement optimale d'un système hybride de production d'électricité avec un niveau de fiabilité fixé.

Le premier chapitre présente et expose les deux sources d'énergies renouvelables, que sont l'énergie solaire et éolien, ainsi que le principe de fonctionnement des systèmes qui les entraînent.

Le deuxième chapitre une modélisation mathématique des différents composants d'un système hybride éolien/solaire a été faite

Dans le troisième chapitre, on illustrera les potentialités solaires et éoliennes des sites d'études. Les données météorologiques recueillies sur la station météo permettront d'effectuer des calculs et d'établir des graphes grâce à l'utilisation du logiciel HOMER.

Dans le quatrième chapitre, nous procéderons à la simulation et à l'interprétation des résultats du dimensionnement où nous exposerons la configuration du SEH optimale choisie.

Enfin, le travail sera couronné par une conclusion et quelques suggestions feront l'objet de perspectives de recherches à mener à titre de développement futur à envisager.

Chapitre I

Généralité sur le système éolien -photovoltaïque

I.1 Généralité sur les systèmes éoliens

I.1.1 Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal L'énergie éolienne est une ressource d'origine solaire, provient du déplacement des masse d'air qui est du indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autre une différence de pression est créé et la masse d'air est en perpétuel déplacement. Environ 0,25% du rayonnement solaire total est converti en énergie éolienne. [1]. L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). L'énergie éolienne est devenue aujourd'hui une réalité. Elle est en plein développement en terme de puissance installée dans le monde .Plusieurs facteurs ont contribué et contribuent encore à son essor :

- L'énergie éolienne est propre : les éoliennes n'engendrent aucune pollution. Elle ne rejette aucune substance dangereuse dans l'environnement et n'engendre aucun déchet. L'utilisation d'une turbine de 1000 kW, dans des conditions normales, évite un rejet annuel de 2000 tonnes de dioxyde de carbone émis par d'autres sources de production d'électricité, comme par exemple les centrales électriques à charbon.
- L'énergie éolienne est abondante : le vent est inépuisable, Il constitue donc une véritable ressource renouvelable.

I.1.2 Définition de l'énergie éolienne

L'éolienne est un dispositif destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, elles sont généralement utilisés pour produire de l'électricité et entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

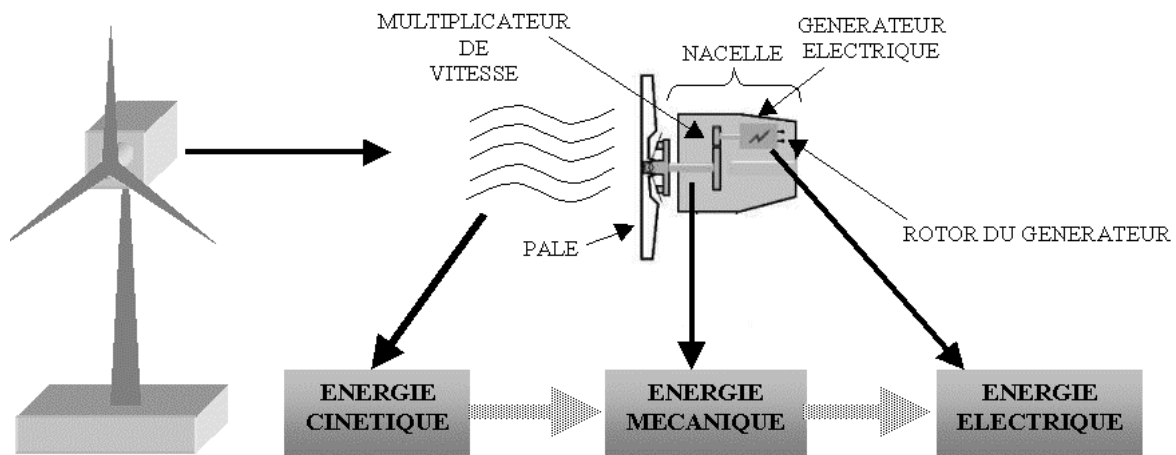


Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

I.1.3 Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal [2].

A Les éoliennes à axe horizontal

Ce sont les machines les plus répandues actuellement du fait de :

- Leur rendement est supérieur à celui de toutes les autres machines. Elles sont appelées éoliennes à axe horizontal car l'axe de rotation du rotor est horizontal, parallèle à la direction de vent. Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales, ou des hélices multiples pour le pompage de l'eau.
- Elles ont un rendement élevé.
- Les éoliennes à axe horizontal (ou à hélice) sont de conception simple.

Sur la base du nombre de pales que compte l'hélice, on peut distinguer deux groupes :

-les éoliennes à rotation lente "multipales"

- Aérogénérateurs

Parmi les machines à axe horizontal parallèle à la direction du vent, il faut encore différencier l'aérogénérateur dont l'hélice est en amont de machine par rapport au vent « *hélice au vent* » et celle dont l'hélice est en aval de la machine par rapport au vent « *hélice sous le vent* ».

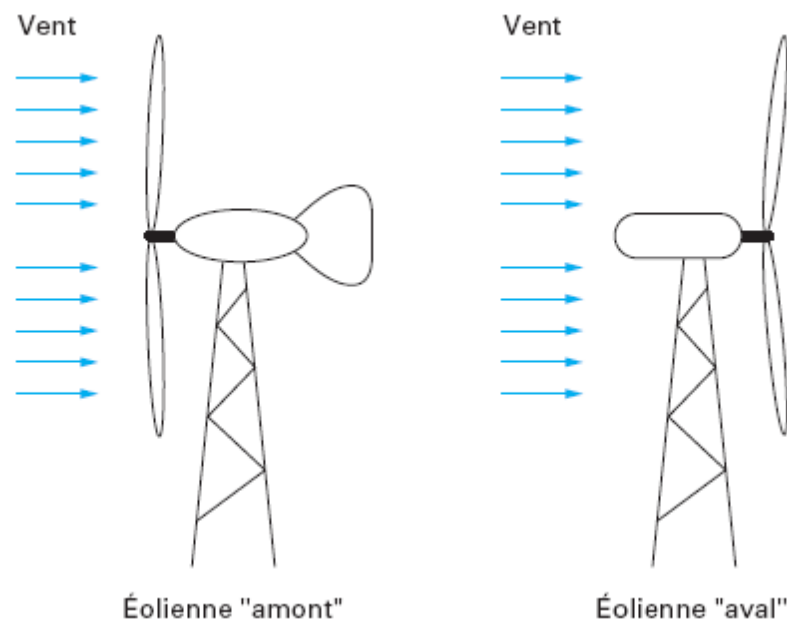


Figure I.2 : configuration à axe horizontal

B Les éoliennes à axe vertical [2]

Pour ces capteurs, l'axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent, et sont les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, donc elles sont facilement accessibles.

Elles sont adaptées à tous les vents et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation.

Deux d'entre elles sont particulièrement remarquables : Savonius et Darrieus.

- L'éolienne Savonius comporte principalement deux demi cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre. Comme les machines à aubes, elle utilise essentiellement la traînée pour tourner
- L'éolienne inventée par le Français Darrieus est un rotor dont la forme la plus courante rappelle vaguement un fouet à battre les œufs. Cette machine est bien adaptée à la fourniture d'électricité. Malheureusement, elle ne peut pas démarrer seule. Ce type de machine, qui peut offrir les puissances les plus fortes n'a pas connu le développement technologique qu'il méritait à cause de la fragilité du mécanisme encore mal maîtrisée. Toutefois, cela devrait pouvoir être résolu si des efforts supplémentaires étaient faits dans la recherche sur ce sujet.

*Éolienne de type Darrieus.**Éolienne de type Savonius.**Figure I.3 : éolienne de type Darrieus et Savonius*

I.1.4 Principe de fonctionnement

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

- Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique, en utilisant des profils aérodynamiques. Le flux d'air crée autour du profil une poussée qui entraîne le rotor et une traînée qui constitue une force parasite.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.[3]

I.1.5 Eléments constitutifs d'un aérogénérateur (à axe horizontale) [4]

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique solidaire au rotor. L'électricité peut être envoyée dans le réseau de distribution, stockée dans des accumulateurs ou utilisée par des charges isolées.

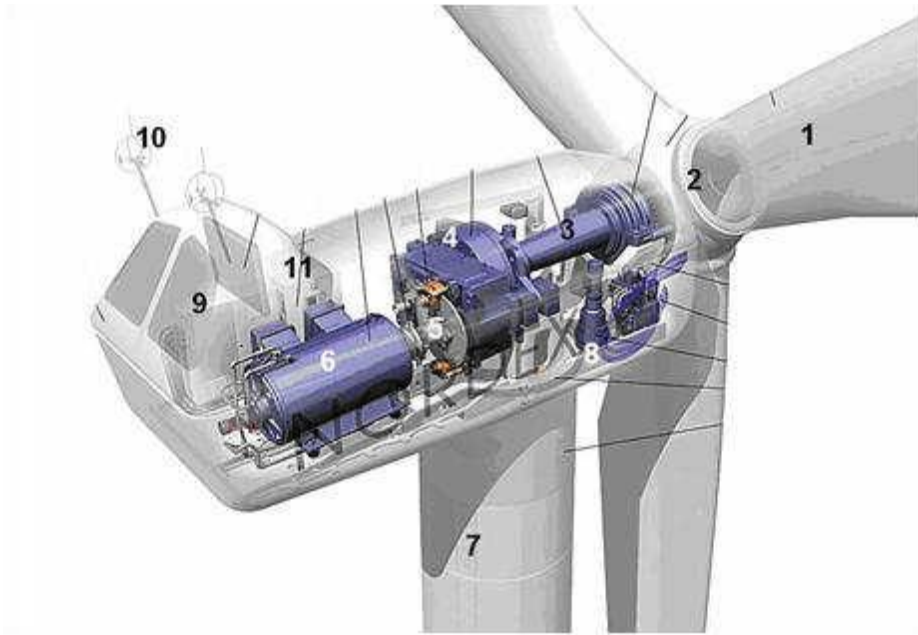


Figure I.4 : les composantes de l'aérogénérateur

1. **Les pales** : sont les capteurs de l'énergie cinétique qui transmettent l'énergie au rotor
2. **Le moyeu** : il est pourvu d'un système qui permet d'orienter les pales pour réguler la vitesse de rotation.
3. **L'arbre primaire** (ou arbre lent) : relie les pales au multiplicateur.
4. **Le multiplicateur** : il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse. C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire.
5. **L'arbre secondaire** : il amène l'énergie mécanique à la génératrice. Il est équipé d'un frein à disque mécanique qui limite la vitesse de l'arbre en cas de vents violents.
6. **Le générateur électrique** : il assure la production électrique. Sa puissance peut atteindre jusqu'à 5 MW. Il peut être une dynamo (produit du courant continu) ou un alternateur (produit du courant alternatif). L'alternateur est le plus utilisé pour des raisons de coût et de rendement.
7. **Le mât** : c'est un tube en acier, pilier de toute l'infrastructure. Sa hauteur est importante : plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente mais en même temps le coût de la structure augmente. En général, le mât a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales.
8. **Le système d'orientation de la nacelle** : c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein.
9. **Le système de refroidissement** : il est à air, à eau ou à huile et destiné au multiplicateur et à la génératrice.

10. **Les outils de mesure du vent** : girouette pour la direction et anémomètres pour la vitesse. Les données sont transmises à l'informatique de commande.

11. **Le système de contrôle électronique** : il gère le fonctionnement général de l'éolienne et de son mécanisme d'orientation.

12. **transformateur** se trouve au pied de mât.

I.1.6 Caractéristiques technologiques des éoliennes

1 Le supportage

Les pylônes peuvent être réalisés en acier ou en béton armé. Ils peuvent être autoporteurs et auto-résistants ou haubanés. Si le haubanage permet de réduire les dimensions du mât, par contre il pénalise l'emprise au sol. Pour limiter l'occupation au sol, le supportage de plusieurs éoliennes par une seule structure est envisagé ; dans ce cas, les pylônes constitués de structures métalliques en treillis sont intéressants. Actuellement les mâts en caisson, souvent en acier et fortement ancrés au sol, sont très répandus pour les éoliennes de forte puissance.[5]

2 Les pales [6]

Les pales sont une partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien.

Plusieurs éléments caractérisent ces pales :

- la longueur
- la largeur
- le profil
- les matériaux
- le nombre

Parmi ces éléments, certains sont déterminés par les hypothèses de calcul, puissance et couple et d'autres sont choisis en fonction de critères tel que : coûts, résistance au climat ...

I.1.7 Bilan des forces sur une pale

L'action du vent relatif sur un profil aérodynamique engendre sur la section de pale de largeur dr et de longueur de corde l une distance r de l'axe de rotation une force résultante dF

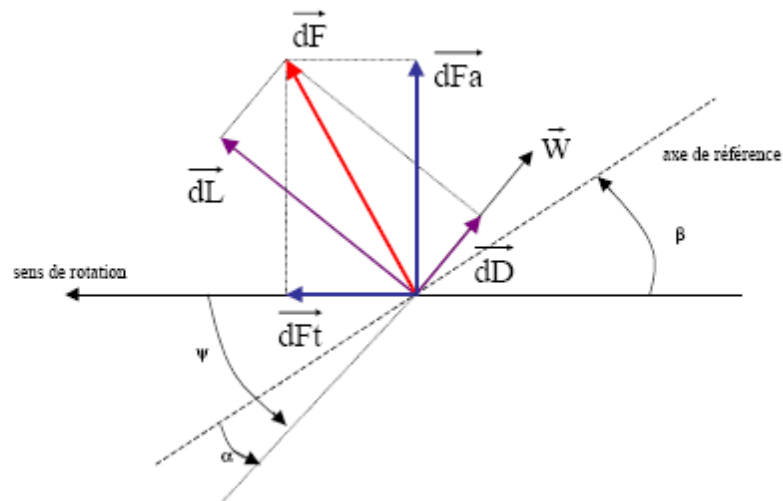


Figure I.5 : Forces appliquées sur un élément de pale [7]

On peut décomposer la force résultante dF de la manière suivante :

- la portance dL , normale à la direction du vent apparent.
- La force de dD , parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière :

La pousse axiale dF_a , perpendiculaire au plan de rotation.

La pousse tangentielle dF_t , dans la direction de rotation

Les modules des forces dD, dL s'expriment en fonction de deux coefficient, le coefficient de portance C_L et le coefficient de traînée C_D

La force de portance :
$$L = \frac{1}{2} \rho W^2 dA C_L$$

La force de traînée :
$$D = \frac{1}{2} \rho W^2 dA C_D$$

La poussée axiale :
$$F_a = \frac{1}{2} C_x \rho W^2 S$$

La poussée de rotation :
$$F_t = \frac{1}{2} C_z \rho W^2 S$$

Avec

$dA = l(r) \cdot dr$: surface du tronçon de pale

$l(r)$: longueur de la corde à la distance r de l'axe de rotation

C_L : coefficient de portance (sans dimension)

C_D : coefficient de traînée (sans dimension)

C_z : coefficient de portance suivant le plan de rotation

C_x : coefficient de poussée

W : module du vent apparent

Ces coefficients C_L et C_D dépendent du profil de la pale et de l'angle d'incidence α . Dans l'analyse du fonctionnement des turbines éoliennes on utilise le diagramme du rapport C_x/C_z en fonction de l'angle d'incidence α . Ce rapport reflète le rendement de conversion de l'énergie éolienne.

I.1.8 Puissance fournie par un aérogénérateur

Potentiel éolien disponible :

L'énergie cinétique d'une masse d'air m qui se déplace avec la vitesse V , est :

$$E_C = \frac{1}{2} mV^2$$

Si cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface A ($A = \pi R^2$), situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent

Le potentiel éolien moyen disponible sur un site est donnée par :

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho AV^3$$

La puissance moyenne récupérable [8]

En réalité, le dispositif de conversion (turbine éolienne) extrait une puissance P_{rec} inférieure à la puissance disponible P_{disp} .

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 .

Soit $(V_1+V_2)/2$ est la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$\dot{m} = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2}$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{\dot{m}(V_1^2 - V_2^2)}{2}$$

Soit en remplaçant \dot{m} par son expression dans

$$P_m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4}$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2}$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est

Alors
$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{(1 + \frac{V_1}{V_2})(1 - (\frac{V_1}{V_2})^2)}{2}$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus, on s'aperçoit que le ratio P_m / P_{mt} appelé aussi coefficient C_p présente un maxima de 16/27 soit 0.59.

Cette limite théorique appelée limite de betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

$$P_{rec} = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3$$

En prend en considération la limite de betz et en remplaçant la densité de l'air par sa valeur moyenne, la moyenne maximale récupérable par unité de surface est donnée par

$$P_{rec} = 0.37V^3$$

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V}$$

Ω : Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne

Nous définissons le couple sur l'arbre T de la manière suivante

$$T = \frac{P}{\Omega} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R^3 V^2$$

Le coefficient de couple C_T relié au coefficient de puissance par la relation suivant

$$C_p(\lambda) = \lambda C_T(\lambda)$$

Le coefficient C_T est, comme le coefficient C_p , fonction de la vitesse du vent et de la vitesse angulaire du rotor de l'éolienne Ω

I.1.9 Avantage et inconvénients d'un système éolien [9]

❖ Les avantages

- Chaque mégawatheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO_2 rejetées chaque année.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles.
- L'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer.

❖ Les inconvénients

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages :

- **L'impact visuel.** Ça reste néanmoins un thème subjectif.
- **Le bruit :** il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur.
- **La qualité de la puissance électrique :** la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.
- **Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques :** bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés

I.2 Généralité sur les systèmes photovoltaïque

I.2.1 Introduction

Il est nécessaire d'explorer de nouvelles solutions possibles pour assurer une électrification rationnelle du monde rural, par exemple l'exploitation du potentiel solaire abondant dont disposent ces pays. L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante et bien adaptée à des besoins limités. Malgré sa facilité de mise en œuvre, son faible impact

environnemental et le peu d'entretien qu'il nécessite, un système photovoltaïque n'est plus concurrentiel lorsque la demande augmente. La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV. [10]. [11]

I.2.2 Rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments,[12]. C'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium ; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement.

Sa lumière, à une vitesse de 300000Km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présentée un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 μ m, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780 k.[13]

I.2.3 Le spectre de rayonnement solaire

Le rayonnement solaire c'est le rayonnement électromagnétique décomposé de grains de lumière appelés photons .L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde dont 98% d'énergie est comprise entre $\lambda = 0.25\mu m$ et $\lambda = 4\mu m$

Le reste représente 1% au-dessus et 1% au –dessous de cet intervalle.

Le spectre de rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800 K.[13]

La répartition de l'énergie en fonction de la longueur d'onde est :[14]

Pour $0.25\mu m < \lambda < 0.4\mu m$: c'est le domaine de l'ultraviolet (invisible), il représente 7% de l'énergie totale émise par le soleil.

Pour $0.4\mu m < \lambda < 0.8\mu m$: c'est le domaine du visible, il représente 47.5% de l'énergie totale émise par le soleil.

Pour $0.8\mu m < \lambda < 4\mu m$: c'est le domaine de l'infrarouge (invisible), il représente 45.5% de l'énergie totale émise par le soleil.

L'énergie rayonnée par le soleil n'est pas uniformément répartie pour toutes les longueurs d'onde, elle passe par un maximum pour une longueur d'onde donnée par la loi de WIEN :

$$\lambda_m T = 2898 \mu m K$$

Pour $K=2800\text{ K}$ \longrightarrow $\lambda_m \approx 0.5\mu m$

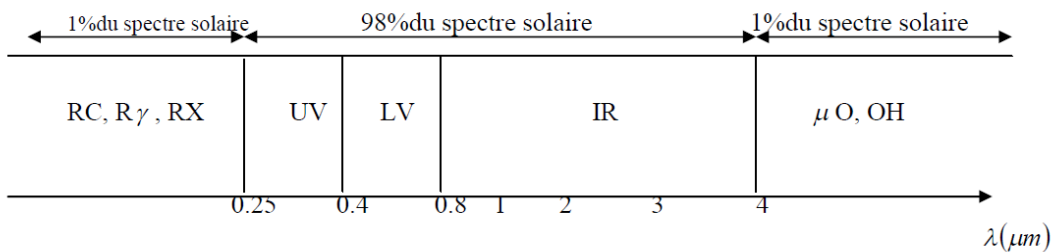


Figure I.6 : spectre du rayonnement solaire

I.2.4 La description des systèmes photovoltaïques

I.2.4.1 Le système de captation

Le système de captage désigné sous le nom champ photovoltaïque, qui est composé d'un groupement de modules élémentaires associés en série et en parallèle suivant la puissance souhaitée, eux même constitués par une association de certain nombre de cellules.

I.2.4.2 La cellule solaire

La cellule solaire est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par un processus appelé « Effet photovoltaïque ».



I.2.4.3 Les technologies des cellules solaires [15]

Les technologies des cellules solaires se divisent en deux grandes familles :

A) La cellule cristalline (qu'il soit mono ou poly)

Est une technologie éprouvée et robuste (espérance de vie : 30 ans), dont le rendement est de l'ordre de 13 %. Ces cellules sont adaptées à des puissances de quelques centaines de watts à quelques dizaines de kilowatts. Elles représentent près de 80 % de la production mondiale en 2000.

La cellule monocristalline

Sont des cellules qui s'approche-le plus du modèle théorique, elle est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie, plus onéreux, il est cependant plus efficace que la cellule poly-cristalline

La cellule poly-cristalline

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées : elles représentent 49 % de l'ensemble de la production mondiale en 2000. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication, leurs rendements est de 13% jusqu'à 20% en labo



Figure I.7 : Cellule poly cristalline et Cellule monocristalline

B) La cellule amorphe

Les coûts de fabrication sont sensiblement meilleur marchés que ceux du silicium cristallin. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une alternative économique est recherchée, ou, quand très peu d'électricité est nécessaire (par exemple, alimentation des montres, calculatrices, luminaires de secours). Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est à prévoir. Cependant, le rendement est de plus de 2 fois inférieur à celui du silicium cristallin et nécessite donc plus de surface pour la même

puissance installée. Les cellules en silicium amorphe sont actuellement de moins en moins utilisées : 9,5 % de la production mondiale en 2000, alors qu'elles représentaient 12 % en 1999.

D'autres techniques semblent gagner du terrain aujourd'hui, ce sont les technologies en ruban et les couches minces.

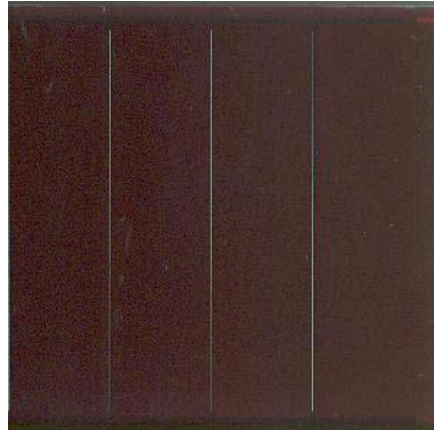


Figure I.8 : Module silicium amorphe

I.2.4.4 Principe de la conversion photovoltaïque

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique repose sur l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire sur la capacité des photons à créer des porteurs de charge (électrons et trous) dans un matériau. Lorsqu'un semi-conducteur est illuminé avec un rayonnement de longueur d'onde appropriée, l'énergie des photons absorbés permet des transitions électroniques depuis la bande de valence vers la bande de conduction du semi-conducteur, générant ainsi des paires électron-trou, qui peuvent contribuer au transport du courant par le matériau lorsqu'on le polarise.

I.2.4.5 Modules photovoltaïques [16]. [17]

Les cellules solaires sont sélectionnées et connectées en série afin d'augmenter la tension d'utilisation.

Ainsi pour échapper aux risques de fuites dans les installations à haute tension, une distance suffisante est recommandée entre le cadre métallique et les cellules. En outre, il est recommandé de placer une diode parallèle toutes les 18 cellules pour éviter les problèmes de points chauds lors d'occultations partielles d'une cellule. Pour la protection contre les effets climatiques et mécaniques, les cellules PV sont enchâssées entre une vitre en verre trempé spécial à haute transmission et microstructure antireflet et à l'avant et un film plastique en éthylène-vinyle acétate (EVA) ou poly-fluorure de vinylidène (PVF) à l'arrière, recouvert

d'une feuille de Tedlar- Aluminium -Tedlar ou de polyéthylène. Il y a de très nombreux autres types d'encapsulant, spécialement pour les films minces qui ne requièrent pas la fonction d'enrobage indispensable aux cellules épaisses. En outre, quand le verre n'est pas absolument nécessaire, et en particulier pour les applications mobiles, plusieurs type de polymères fluorés ont été développés pour servir en face avant de protection transparente et flexible.

Le résultat de ce montage constitue le panneau photovoltaïque, qu'on appelle aussi module. Dans un module, les cellules sont connectées électriquement à des unités de quelques dizaines de Watt. Les modules PV sont les éléments commerciaux principaux du marché photovoltaïque, qui sont classés en fonction de la puissance fournie dans des conditions normalisées d'essai. Ces conditions sont de 1 kW/m² de rayonnement solaire et une température de cellule PV de 25 °C. Les modules solaires ont une durée de vie moyenne allant de 20 à 40 ans. La plupart des fabricants de panneaux garantissent une productibilité de leurs modules de 80 % après 25 ans de fonctionnement. Les modules PV sont intégrés à des systèmes conçus pour des applications précises. Les composants ajoutés aux modules constituent les « infrastructures connexes »

I.2.4.6 Caractéristiques d'un module [18]

Voici la description des paramètres d'un module :

- **La puissance crête P_c** la puissance maximale produite par un module photovoltaïque dans les conditions standards : ensoleillement de 1000 W/m² à l'horizontale, température ambiante de 25°C, masse d'air optique (AM) égale à 1,5.
- **La caractéristique $I(V)$** Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide V_{co}** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairage " plein soleil ".
- **Courant de court-circuit I_{cc}** Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairage " plein soleil ".

I.2.4.7 Le panneau photovoltaïque [19]

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenté la tension) et en parallèle (augmenté le courant) pour former un panneau (ou champ PV).

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend :

- Des besoins en électricité

- De la taille du panneau
- De l'ensoleillement du lieu d'utilisateur
- De la saison d'utilisateur

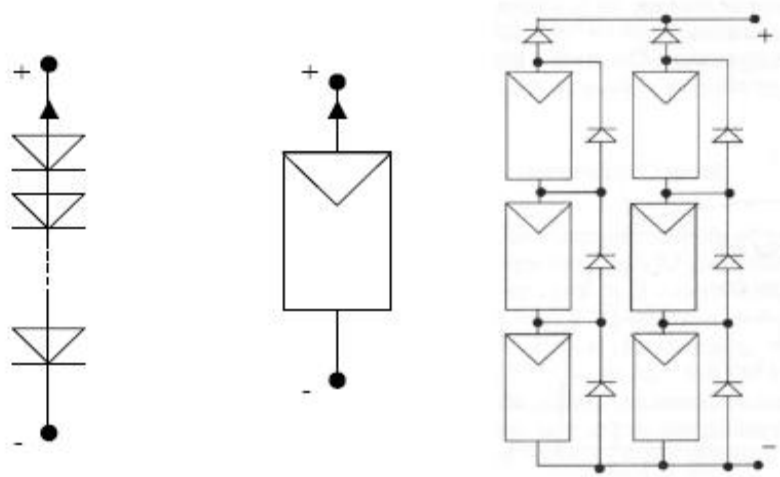


Figure I.9 : Cellule, module et panneau photovoltaïque

I.2.5 Repérage d'un site sur la surface terrestre [20]

Pour repérer un site donné S sur la surface terrestre on définit deux grandeurs :

- **la latitude du lieu** φ qui représente la distance angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur φ varie entre -90° et $+90^\circ$ tel que [$\varphi > 0$ vers le Nord et $\varphi < 0$ vers le Sud].
- **la longitude du lieu** λ c'est l'angle que fait le méridien de Greenwich avec la projection du méridien de lieu sur le plan équatorial.

I.2.6 Secteurs d'application

- **Domaine spatial** C'est de loin le secteur le plus ancien puisque les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites,...) remontent aux années soixante.
- **Habitation isolée** L'approvisionnement en électricité dans les régions rurales isolées est un problème d'actualité, en particulier dans les pays en voie de développement.
- **Industrie isolée** La technologie photovoltaïque est de plus en plus couramment intégrée dans les programmes nationaux d'électrification rurale (habitations domestiques, écoles, centres de santé, télécommunication, ...).
- **Centrale de puissance** Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité national, une nouvelle tendance se dégage ; elle est caractérisée par un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés.

I.2.7 Avantages et inconvénients d'une installation PV

❖ Avantages [21]

• Son carburant est gratuit

Le soleil est la seule ressource dont a besoin un panneau solaire. Et le soleil brillera jusqu'à la fin des temps. De plus, la plupart des cellules photovoltaïques sont fabriquées à base de silicium, un matériau abondant et non toxique (second matériau le plus abondant sur Terre).

• L'énergie solaire photovoltaïque ne génère ni bruit, ni émissions nocives, ni gaz polluants

L'électricité solaire utilise seulement l'énergie du soleil comme carburant. Elle ne crée aucun coproduit nocif et contribue activement à réduire le réchauffement climatique.

• Les systèmes photovoltaïques sont très sûrs et d'une grande fiabilité

L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans. La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans. Le photovoltaïque est donc une technologie fiable sur le long terme. De plus, la fiabilité des produits est garantie aux consommateurs.

• Les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur production (silicium, verre, aluminium, etc.) peuvent être réutilisés

Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.

• L'énergie solaire photovoltaïque exige peu de maintenance

Les modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.

• L'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité aux zones rurales les plus isolées

Les systèmes photovoltaïques apportent une valeur ajoutée aux zones rurales (en particulier dans les pays en développement où il n'y a pas de réseau électrique disponible).

• L'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments

Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments. Ils sont silencieux et peuvent être intégrés de manière très esthétique.

- **L'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la Consommation mondiale pendant une année**

Au total, ce rayonnement représente 1.6 milliards de TWh, soit huit mille fois la consommation énergétique annuelle mondiale.

- **Inconvénients [22]**

Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore peu de chose dans le bilan énergétique mondial.

L'ensemble des modules existant actuellement produit autant d'énergie que 20 % d'une tranche nucléaire. Ce n'est notamment pas une solution significative pour répondre Immédiatement aux enjeux nationaux actuels.

La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%)

- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru .la fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulation associés soient judicieusement choisis

- Tributaire des conditions météorologiques.

- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230 V alternatif. Or, l'énergie issus du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (<30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.

I.3 Systèmes de stockage [23]

Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable. Elles sont d'habitude du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. La technologie des batteries plomb-acide bénéficie en effet d'avantages, tels son faible coût (par rapport à d'autres technologies) et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent. Cette technologie est par ailleurs largement disponible dans le commerce. Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi

utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme

L'emploi des batteries plomb-acide est sujet à des contraintes qu'il est nécessaire de respecter pour garantir son bon fonctionnement et sa longévité. Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Les cycles répétés de charge/décharge aléatoires doivent être évités. Leur état de charge ne doit pas atteindre de valeurs extrêmes pour éviter toute dégradation prématurée

I.4 Convertisseurs

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu (CC) en à courant alternatif (CA) et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

- Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement ils sont généralement monophasés ou triphasés
- Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge.
- Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC pour adapter la tension entre deux sources.

I.5 Configuration de bus dans les systèmes hybrides

Les générateurs électriques d'un SEH peuvent être connectés en différentes configurations. Ces configurations constituées par des sources d'énergies renouvelables, des batteries se résument en trois types :

Architecture à Bus CC (bus à courant continu) et architecture à Bus CC-CA (la connexion mixte, bus à CA et bus à CC), architecture à Bus CA (bus à courant alternatif). Nous présenterons ci-après, une description ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

I.5.1 Architecture à bus à CC

Un couplage CC (toute l'énergie converge vers un bus CC)[24].

Dans le système hybride présenté, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC.

L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que les générateurs PV et éolienne sont dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique des générateurs PV et éolienne ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable.

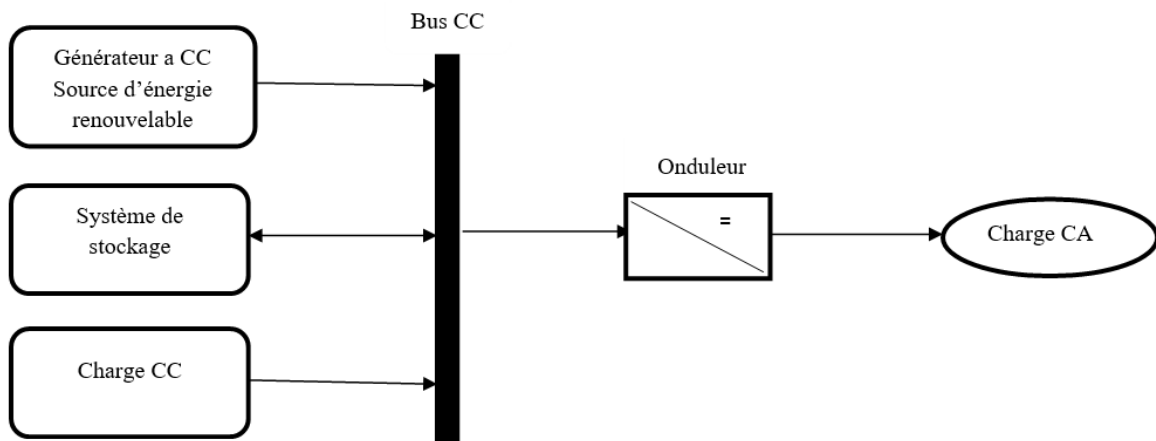


Figure I.10 : Configuration du SEH à bus CC

I.5.2 Architecture mixte à bus à CC/CA

La configuration à deux bus, à CC et à CA a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure (un couplage CC). Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale de l'onduleur. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [25].

Pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue

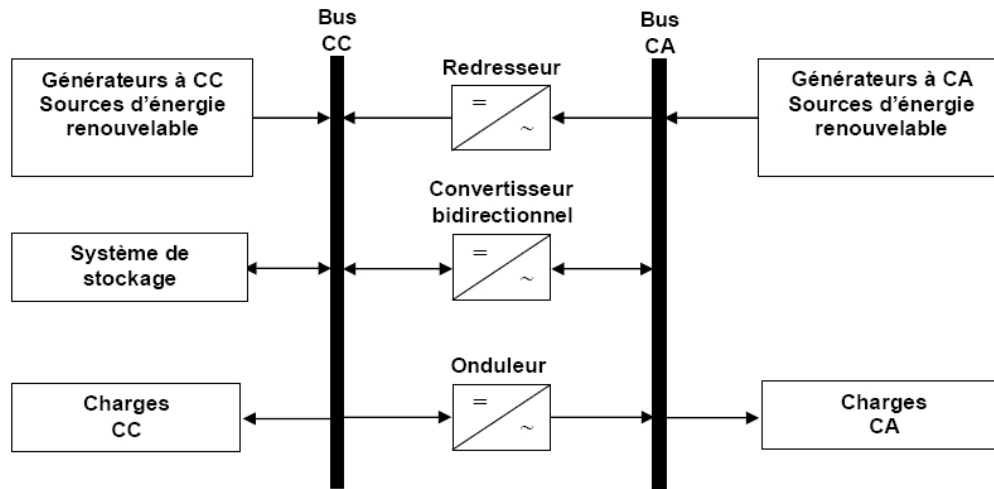


Figure I.11 : Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA

I.5.3 Configuration de bus CA

De nouvelles approches sont proposées pour améliorer la modularité par un couplage CA (toute l'énergie converge vers un même bus CA). Toutes les sources de productions sont reliées au bus AC via des convertisseurs sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus.

L'aspect pratique de la configuration de bus exclusivement CA.

Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté CA permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires. En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles.

Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants.

Ces structures peuvent être utilisées pour l'alimentation de tous les consommateurs électriques, y compris dans les régions rurales des pays en voie de développement et des pays nouvellement industrialisés dans lesquels l'électricité, l'approvisionnement en eau et la purification de l'eau potable sont des besoins vitaux.

L'ingénierie des systèmes modulaires avec couplage du côté CA a été développée pour la première fois par l'Institut national de l'énergie solaire (ISET, Université de Kassel) et par l'entreprise SMA Technologie AG.

I.6 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur deux systèmes très populaires actuellement dans le marché de la production d'énergie électrique d'origine renouvelable, les systèmes éoliens et les systèmes solaires. La première partie est un rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes et leur principe de fonctionnement ont été décrits. La seconde partie du chapitre a été consacrée aux systèmes solaires et plus précisément ceux d'origines photovoltaïques.

Chapitre II

**La modélisation d'un système hybride éolien-
photovoltaïque**

II.1 Introduction

La modélisation est un moyen destiné à représenter par une forme mathématique une fonction ou un processus technologique .elle a pour but d'étudier théoriquement le comportement de certains paramètres et de les optimiser en respectant une contrainte donnée.

A cet effet, la modélisation est nécessaire pour établir une relation entre l'énergie produite par le système hybride éolien –photovoltaïque et la demande de l'utilisateur.

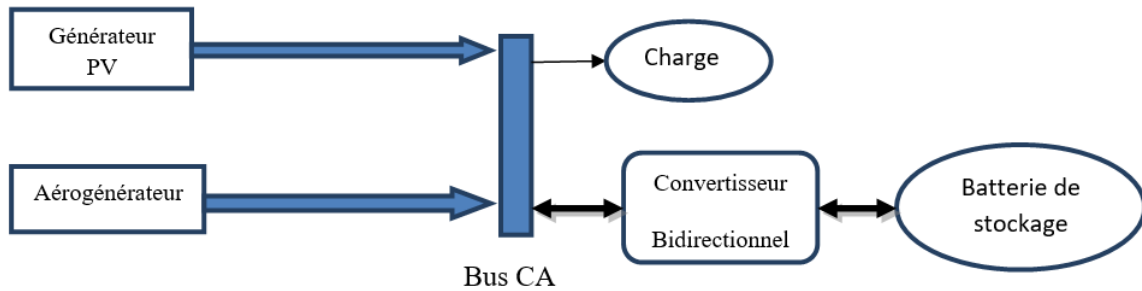


Figure II.1 : Schéma de principe du système hybride photovoltaïque-éolien

II.2 La modélisation du champ photovoltaïque

II.2.1 La modélisation de gisement solaire

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque (PV) est l'un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules (PV). Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant de l'éclairement. Ce générateur est modélisé et décrit par la relation entre le courant et la tension.

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé. L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [27]

$$E_{PV} = R_{PV} \cdot S_{PV} \cdot P_f \cdot H \quad (2.1)$$

Où :

S_{PV} : La surface totale du générateur photovoltaïque (m^2) ;

R_{PV} : Le rendement du générateur photovoltaïque ;

H : L'irradiation solaire sur plan incliné (KWh/m^2) ;

P_f : Le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante :

$$R_{PV} = \eta_r \{1 - \gamma (T_c - 25)\} \quad (2.2)$$

$$T_c = T_a + G_{inc} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (2.3)$$

γ : Coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, qui est pris à ($0.0045 / ^\circ C$) ;

η_r : Le rendement de référence du générateur photovoltaïque ;

T_a : Température ambiante moyenne journalière ($^\circ C$) ;

T_c : Température cellule moyenne journalière ($^\circ C$) ;

NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule.

II.2.1.1 Modélisation mathématique

➤ **Modèle de reconstitution des moyennes mensuelles des irradiances globales sur un plan incliné**

L'irradiation globale sur un plan incliné est calculée par la relation suivante : [28]

$$H = B_{inc} + D_{inc} + R_{inc} \quad (2.4)$$

Avec

B_{ins} : Irradiation directe sur un plan incliné ;

D_{ins} : Irradiation diffuse sur un plan incliné ;

R_{ins} : Irradiation réfléchis sur un plan incliné.

➤ **Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiances directes sur un plan incliné**

$$B_{inc} = R_b * (G_H - D_H) \quad (2.5)$$

Avec

G_H : Valeur horaire des irradiances globales ;

D_H : Valeur horaire des irradiances diffuse ;

R_B : Facteur de forme.

Le facteur de forme, est donné par la relation suivante :

$$R_b = \left(\frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \right) \quad (2.6)$$

Avec

θ_i : Angle d'incidence ;

h : Hauteur du soleil.

➤ **Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiances diffuses sur un plan incliné**

L'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée par l'équation suivante :

$$D_{inc} = D_h * \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (2.7)$$

Avec

β : Angle d'inclinaison de la surface de captation ;

D_h : Irradiation diffuse sur un plan horizontal.

➤ **Reconstitution des moyennes mensuelles des irradiances réfléchies sur un plan incliné**

L'irradiation réfléchiée par le sol et incident sur un plan incliné est donnée par l'équation suivante :

$$R_{inc} = (B_n * \sin h + D_H) * \rho * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.8)$$

Avec :

ρ : Albédo du sol ;

B_n : Irradiation directe sur un plan normal.

➤ **Potentiel solaire**

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de $1m^2$ est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an Nord et 2650 KWh/m²/an au sud du pays[29]

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh / m ² / an)	1700	1900	2650

Tableau II.1 : Potentiel solaire en Algérie.

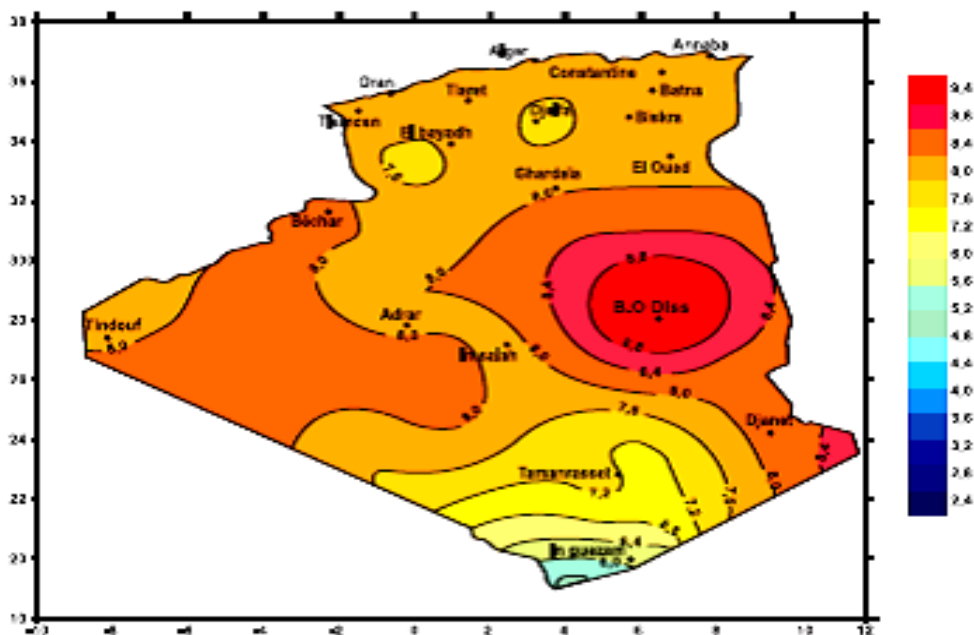


Figure II.2 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontale.

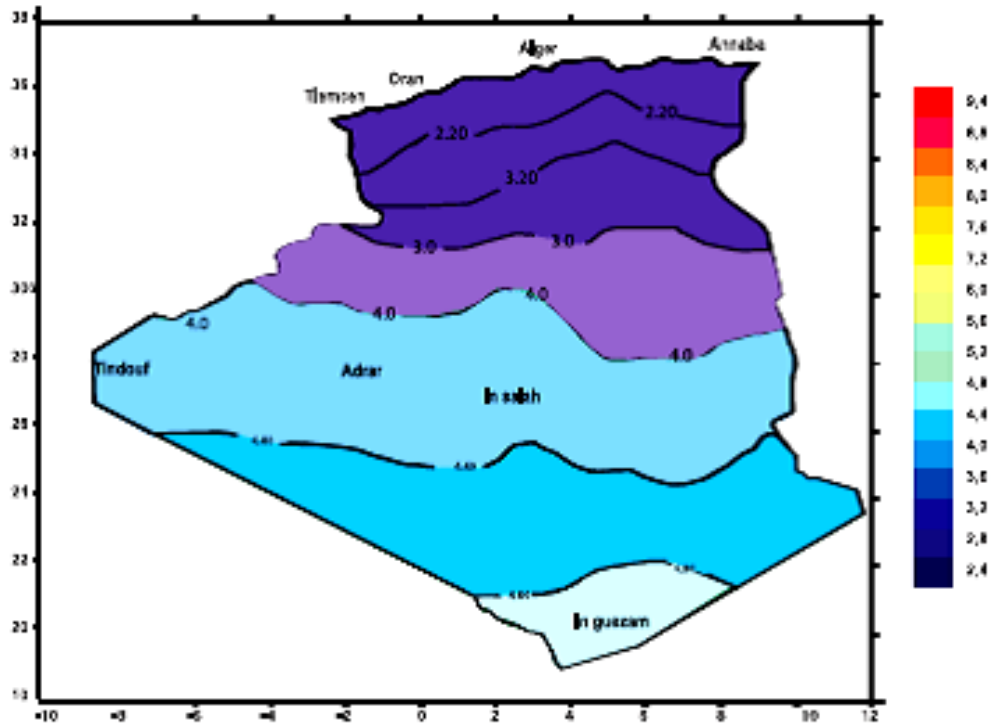


Figure II.3 : Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontale

➤ Modélisation d'une cellule photovoltaïque

1. Générateur photovoltaïque idéal

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{Ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition P-N de la cellule PV. Si l'on connecte une charge résistive aux bornes du générateur PV, ce dernier y débite une part de courant I et le reste, le courant I_D , passe dans la diode. On a alors la relation :

$$I = I_{Ph} - I_D \quad (2.9)$$

Avec

I_{Ph} : photo courant (A)

I_D : courant générer par la diode (A)

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode : $V = V_D$

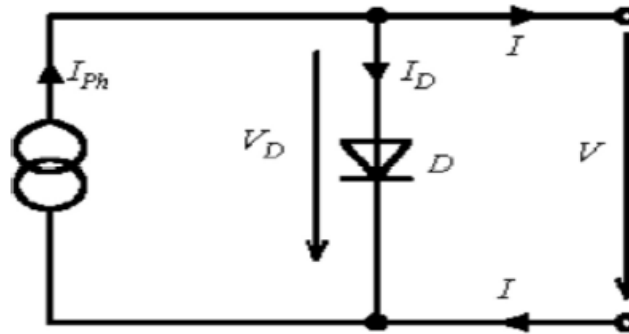


Figure II.4 : Modèle simplifié d'une cellule PV

La diode étant un élément non linéaire. Sous obscurité sa caractéristique est donnée par la relation

$$I_D = I_{ph} = I_S \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) \quad (2.10)$$

Avec
$$V_T = \frac{KT_j}{q} \quad (2.11)$$

Sous éclaircissement, le courant débité équivaut à :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_S \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) \quad (2.12)$$

Où

I_{ph} : courant créé par conversion de la lumière Photo-courant (A) ;

I_S : courant de saturation inverse de la diode (A) ;

V_T : potentiel thermodynamique ;

K : constante de BOLTZMAN ($1,38 \cdot 10^{-23} J \cdot K^{-1}$) ;

q : charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} C$) ;

I : courant fourni par la cellule (A) ;

T_j : température de jonction de la cellule photovoltaïque en Kelvin (K).

Le photo-courant I_{ph} , est pratiquement proportionnel à l'éclaircissement. Le courant I_D , étant par définition le courant direct de la jonction sous obscurité, est normalement non modifié.

Ce modèle reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule PV dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...).

2. Générateur photovoltaïque "réel"

Le modèle PV précédent ne tient pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. Les pertes de tension et les courants de fuite sont modélisés respectivement par une résistance en série R_S , une résistance en parallèle R_P

La figure II.5 montre le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

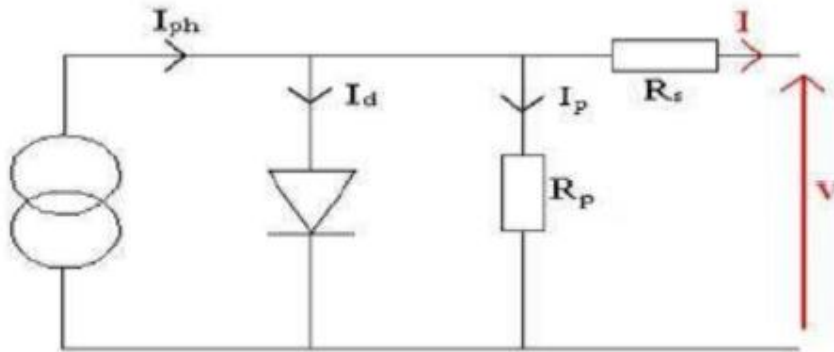


Figure II.5 : le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

En appliquons la loi de Kirchhoff aux nœuds

$$I = I_{ph} - I_D - I_P \quad (2.13)$$

Le courant débité par la cellule est la somme algébrique de trois courants :

Le photo courant I_{ph} indépendant de V (ou de R_s), il est proportionnel au flux incident (taux de génération –recombinaison) et aux longueurs de diffusion des porteurs

$$I_{ph} = qg(L_n + L_p) \quad (2.14)$$

Le courant traversant R_p est donné par l'équation

$$I_{RP} = \frac{V_D}{R_P} = \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.15)$$

Car
$$V_D = R_P I_{RP} = V + R_S I \quad (2.16)$$

I_D : courant de diode, il est de même ordre de grandeur que I_{RP} pour les faibles tensions et il devient très grand au voisinage de V_{CO} , il s'écrit sous la forme

$$I_D = I_{sat} \left(e^{\frac{qV_D}{AKT}} - 1 \right) \quad (2.17)$$

Avec I_{sat} : courant de saturation (A)

A : facteur d'idéalité de la cellule

Chapitre II : La modélisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque

Remplaçons dans (2.13) les équations (2.14) et (2.15), l'équation caractéristique devient :

$$I = I_{Ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{AKT}(V+R_S I)} - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.18)$$

En utilisant une température ($T_{jréf}=25 \text{ }^\circ\text{C}$) et ensoleillement de référence ($E_{Sréf}=1000 \text{ W/m}^2$) et d'autre paramètre constants $P_1 P_2 P_3$

Le courant, I_{Ph} est directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des modules et peut se mettre sous la forme :

$$I_{Ph} = P_1 * E_S * \left[1 + P_2 (E_S - E_{Sréf}) + P_3 (T_j - T_{jréf}) \right] \quad (2.19)$$

Le courant de polarisation de la jonction P-N, I_d est donné par l'expression :

$$I_d = I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q}{KA\eta_s T_j} (V_G + R_S * I_G) \right) - 1 \right] \quad (2.20)$$

Avec :

K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$) ;

q : Charge élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$) ;

A : Facteur d'idéalité de la jonction.

Le courant de saturation de la diode est :

$$I_{sat} = P_4 * T_j^3 * \exp \left(\frac{E_g}{K * T_j} \right) \quad (2.21)$$

Où :

E_g : Energie de gap ;

P_4 : Paramètre constant.

Enfin, le courant traversant la résistance shunt (parallèle) s'écrit sous la forme :

$$I_{Sh} = \frac{V_G}{R_{Sh}} \quad (2.22)$$

Nous pouvons alors écrire l'équation finale de Courant fourni par le groupe de modules

$$I_G = P_1 * E_S * \left[1 + P_2 (E_S - E_{Sréf}) + P_3 (T_j - T_{jréf}) \right] - \frac{V_G}{R_{Sh}} - P_4 * T_j^3 * \exp \left(-\frac{E_G}{K * T_j} \right) * \left[\exp \left(\frac{q}{K * A * \eta_s * T_j} (V_G + R_S * I_G) \right) - 1 \right] \quad (2.23)$$

Avec 7 paramètres à déterminer A, P_1, P_2, P_3, P_4, R_S et R_{Sh}

La résistance série doit être plus petite que possible et la résistance shunt doit être très grande pour que le maximum de courant soit délivré pour la charge.

$P_1= 0,0036 ; P_2= 0,0001 ; P_3= -0,0005 ; P_4= 70,843 ; A=1 ; R_s= 0,614 ; R_{sh}= 151.16.$

II.3 La modélisation de l'aérogénérateur

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales afin de la transformer en énergie mécanique. La turbine éolienne étudiée ici, est constituée de pales de longueur R entraînant une génératrice électrique avec l'intermédiaire de l'arbre de la turbine

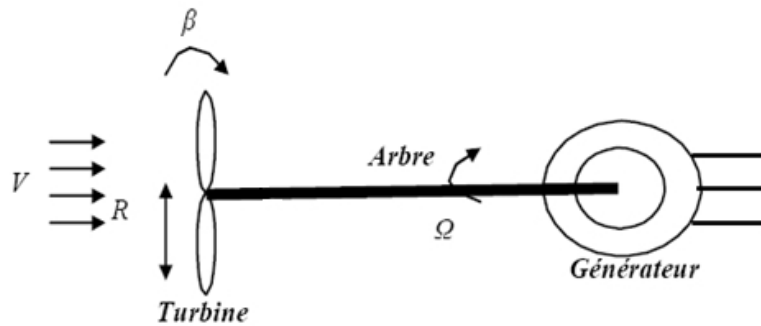


Figure II.6 : Schéma de la turbine éolienne.

- **Performances de la turbine éolienne**

La turbine éolienne développe sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_n . La puissance P_n est obtenue à partir d'une vitesse du vent V_n , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A côté de la vitesse nominale V_n , on spécifie aussi :

- la vitesse de démarrage, V_d , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,

- **La puissance extraite par un aérogénérateur éolien**

La puissance extraite par un aérogénérateur éolien de puissance nominale P_n dépend de la vitesse du vent. Dans la littérature, plusieurs modèles sont présentés pour simuler la caractéristique puissance-vitesse de l'aérogénérateur. Parmi ces modèles on trouve le modèle quadratique décrit par l'équation suivante :

$$P_{\text{éol}}(V_v) = \begin{cases} P_n \times \frac{V_v^3 - V_d^3}{V_n^3 - V_d^3} & V_d < V_v < V_n \\ P_n & V_n \leq V_v < V_C \\ 0 & V_v \leq V_d \text{ et } V_v \geq V_C \end{cases} \quad (2.24)$$

Où P_n est la puissance électrique nominale, V_v est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu V_v : vitesse de démarrage, V_n vitesse nominale définie comme la vitesse pour laquelle la puissance produite par l'aérogénérateur est maximale, V_c vitesse d'arrêt spécifique.

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. Extrapolation de la vitesse La méthode la plus utilisée pour l'extrapolation de ces vitesses à une hauteur différente de celle de mesure est celle utilisant la loi de puissance qui est définie par l'expression

$$V(H) = V(H_m) \left(\frac{H}{H_m} \right)^\alpha \quad (2.25)$$

Où : H est la hauteur à laquelle le vent est estimé (hauteur de l'éolienne), H_m est la hauteur des appareils de mesure (généralement 10 m).

$V(H_m)$ et $V(H)$ sont respectivement la vitesse du vent à la hauteur des mesures et la vitesse du vent à la hauteur H . α : est un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique. On prend $\alpha = 0,14$.

➤ Potentiel éolien

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 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. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat semi aride. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar.

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, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheïter ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud

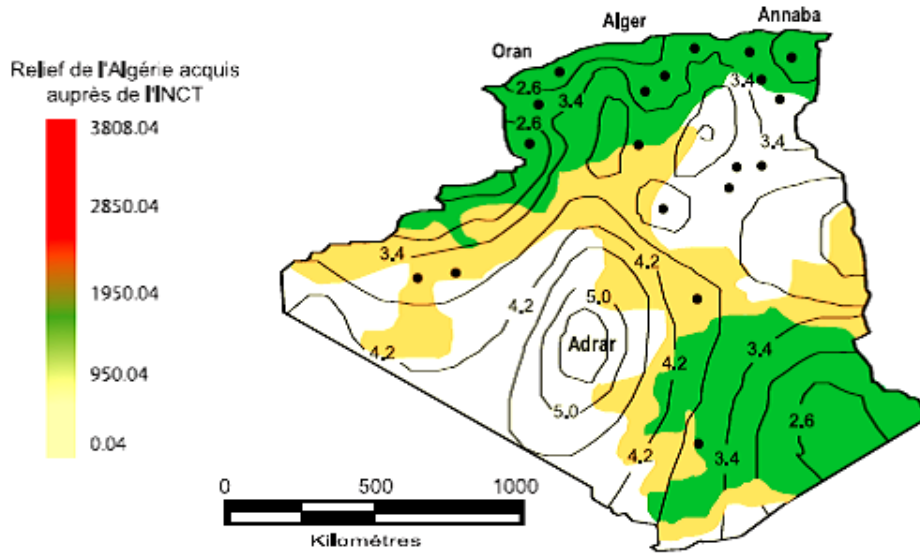


Figure II.7 : Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol.

Remarque

La puissance totale est la puissance produite par les deux générateurs PV et éolien

$$P(t) = P_{pvs}(t) + P_{éols}(t) \tag{2.26}$$

Où : $P_{pvs}(t)$ et $P_{éols}(t)$ sont respectivement la puissance produite par le générateur photovoltaïque et l'aérogénérateur, après le passage dans l'onduleur.

II.4 Modélisation de l'onduleur

L'onduleur est un dispositif de conversion, il est important de connaître la relation liant la puissance à la sortie de l'onduleur à celle entrante.

Cette caractéristique est représentée par la fonction suivante :

$$\eta_{ond} = f(P_{entrée})$$

$$\eta_{ond} = f(P_{sortie})$$

Ou encore
$$\eta_{ond} = f(P_{\text{taux de charge}}) \tag{2.27}$$

Suivant la relation empirique :

$$\eta_{ond} = a(1 - \exp(b \times T_{charge})) \tag{2.28}$$

Ou : « a » et « b » sont des constantes (a=0.9559 ; b=-6.9164)

T_{charge} : taux de charge donné par :

$$T_{charge} = (P_{sortie} / P_n = P_{charge} / P_n) \quad (2.29)$$

P_n : la puissance nominale de l'onduleur.

P_{charge} : puissance à la sortie de l'onduleur (puissance de la charge).

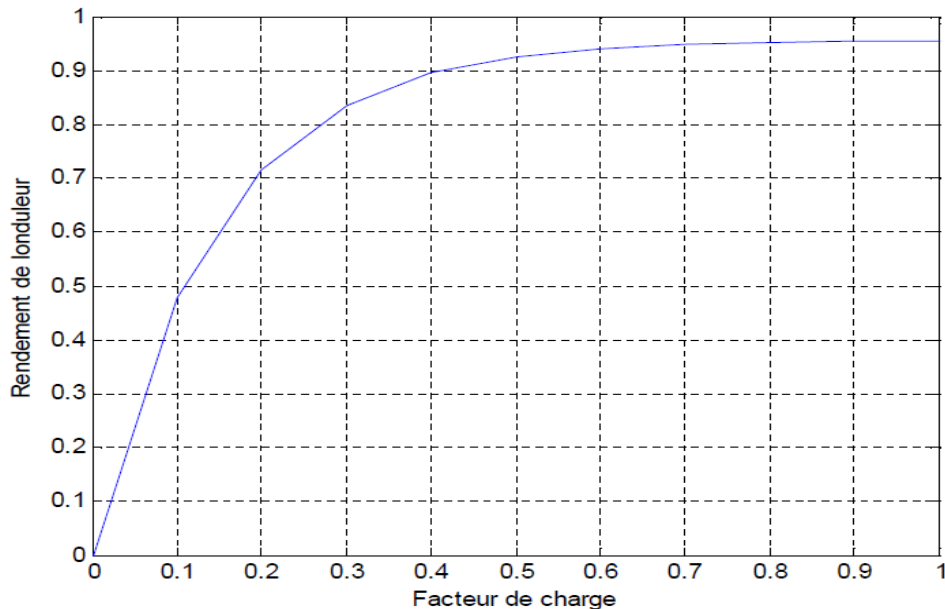


Figure II.8 : Rendement d'un onduleur en fonction de facteur de charge.

II.5 Modélisation de la batterie

Les paramètres électriques suivants sont employés pour caractériser une batterie :

- La capacité nominale C_{batmax} est le nombre maximal d'ampères-heures (Ah) qui peut être extraite de la batterie, dans des conditions de décharge prédéterminées.
- L'état de charge SOC (State of charge) à l'instant t est le rapport entre la capacité présente et la capacité nominale à l'instant t : $SOC(t) = C_{bat}(t)/C_{batmax}(t)$ ($0 \leq SOC \leq 1$).

Si $SOC = 1$, la batterie est totalement chargée. Si $SOC = 0$, la batterie est totalement déchargée.

- Le régime de charge (ou décharge) est le paramètre qui reflète le rapport entre la capacité nominale d'une batterie et le courant auquel celle-ci est chargée (ou déchargée).

Dans le but de prévenir les décharges profondes la charge de l'accumulateur est maintenue dans une certaine plage.

Cette plage est définie par : $C_{batmin}(t) \leq C_{bat}(t) \leq C_{batmax}(t)$

Avec $C_{batmin} = DOD \times C_{batmax}$

DOD est la profondeur de décharge de la batterie, pris égal à 0.5.

Les processus de charge et de décharge de la batterie sont donnés respectivement par :

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) + (P_{tot}(t) - P_{cha}(t)) \eta_{ac/dc} \eta_{cha} \Delta t \quad (2.30)$$

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) + (P_{tot}(t) - P_{cha}(t)) \Delta t / \eta_{dc/ac} \eta_{decha} \quad (2.31)$$

Où :

η_{cha} : est le rendement pendant le processus de la charge de la batterie.

η_{dech} : est le rendement pendant le processus de la décharge de la charge.

$C_{bat}(t)$: est la capacité C_{bat} de la batterie à l'instant t.

$C_{bat}(t-1)$: est la capacité C_{bat} de la batterie à l'instant t-1 (le pas de temps est considéré égal à 1 heure).

Lorsque t=0, $C_{bat}(t-1)$ est la capacité initiale de la batterie.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation mathématique des différents composants d'un système hybride éolien/solaire

Chapitre III

Dimensionnement du système hybride

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous proposons l'étude théorique de la faisabilité technique d'un système hybride à l'aide d'un outil de dimensionnement en vue d'analyser et d'optimiser les différentes combinaisons, en fonction des conditions météorologiques et des charges données ou estimées.

Ainsi, le logiciel HOMER de simulation a été choisi pour la configuration optimale de notre système d'étude.

Nous envisageons alors, l'étude d'un système de puissance hybride PV/Eolien avec stockage (accumulateurs), pour satisfaire la demande en charge électrique d'un site isolé de 30 habitations. Les prélèvements des valeurs de vitesse du vent et du rayonnement solaire ainsi que celles de la température, ont été faites durant l'année

III.2 Méthodes de dimensionnement basées sur la simulation

III.2.1 But du dimensionnement

Le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité d'un système électrique de source d'énergie renouvelable en site isolé, il constitue une étape cruciale lors de la mise en place du système. Ainsi, lorsque l'on cherche à optimiser le dimensionnement d'un système de source d'énergie renouvelable autonome, le but est de déterminer l'ensemble des paramètres de dimensionnement du système afin de minimiser les différents coûts, tout en assurant l'alimentation du consommateur sans interruption.

III.2.2 Méthodes quasi-statiques

Dans la pratique courante, le dimensionnement des installations des systèmes d'énergie renouvelable (PV, Wind) est réalisé grâce à des techniques empiriques et factuelles plutôt que sur des critères scientifiques. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs tâches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique/économique qui pourraient rendre ces systèmes viables et attrayants pour des applications de plus en plus nombreuses. De plus, une connaissance statique d'un système, tel qu'on l'obtient lors d'un dimensionnement purement énergétique, ne permet pas une approche fiabiliste à l'analyse, ni l'accompagnement avec la garantie des résultats. Ainsi, la méthode quasi-statique permet de dimensionner le système, généralement dans des conditions contraignantes, par exemple capacité de stockage définie pour N jours de consommation sans production PV. En pratique, c'est le mois le plus défavorable en source d'énergie renouvelable qui est considéré pour le dimensionnement du

système ; il s'agit alors, moyennant des hypothèses simplificatrices, de choisir la puissance crête du générateur PV et la capacité nominale de l'accumulateur.

III.2.3 Méthodes dynamiques

Ces méthodes contrairement aux méthodes quasi-statiques, tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants du système PV (puissance du panneau, capacité de la batterie, etc.). Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis. Les simulations sont faites à partir des modèles physiques des différents composants du système, qui rendent compte du transfert de flux énergétique entre eux. Le choix entre ces méthodes se fera par un compromis entre finesse des hypothèses (notamment concernant les pertes) et temps de résolution du problème. Des logiciels ont été mis sur pied à partir de ces modèles physiques. Ils représentent des outils d'aide au dimensionnement des systèmes PV. Les programmes de simulation sont les outils les plus communs pour évaluer les performances des systèmes hybrides. Par la simulation, la configuration optimum peut être trouvée en comparant les performances et le coût de production énergétique de différentes configurations de système. Plusieurs outils de logiciel sont disponibles pour concevoir des systèmes hybrides, tels que HOMER HYBRID2, HOGA et HYBRIDES

HOMER

HOMER est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de génération électrique distribuée développé par National RenewableEnergyLaboratory (NREL). Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules PV, des éoliennes, des générateurs diesels, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène.

Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de type multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital - annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle – et celui de remplacement, fonctionnement et entretien). Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple la vitesse annuelle du vent, l'irradiation annuelle). Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenues. HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation. De nombreuses analyses de systèmes énergétiques hybrides ont été effectuées à l'aide de cet outil et ont été publiées sous forme d'articles, en particulier sur la revue « RenewableEnergy ».

Hybrid2

HYBRID2 a été développé par le laboratoire renouvelable de recherche en matière d'énergie (RERL) de l'université du Massachusetts. C'est logiciel de simulation de système hybride, la simulation est très précise, car elle peut définir des intervalles de temps de 10 minutes à 1h. Le laboratoire national d'énergie renouvelable recommande d'optimiser le système avec HOMER et puis, une fois que le système optimal est obtenu, améliorant la conception en utilisant HYBRID2.

Hoga

HOGA est un programme d'optimisation de système hybride développé par le département de technologie électrique de l'université de Zaragoza (Espagne). L'optimisation est effectuée au moyen d'algorithmes génétiques, et peut être mono objective ou multi- objective. La simulation est effectuée en utilisant les intervalles de temps 1h, pendant lesquels tous les paramètres sont restés constants. Les stratégies de commande ont été également optimisées en utilisant des algorithmes génétiques.

HYBRIDES

HYBRIDES, une application disponible dans le commerce produite par Solaris Homes, évalue le potentiel technique du système d'énergie renouvelable pour une configuration donnée, déterminant la fraction renouvelable potentielle et évaluant la viabilité économique basée sur le coût actuel net.

HYBRIDES est un outil Microsoft Excel basé par bilan d'application et de conception d'évaluation de système d'énergie renouvelable, exigeant la charge quotidiennement moyenne et les conditions ambiantes estimées pour chaque mois de l'année. À la différence de HOMER, les HYBRIDES peuvent seulement simuler une configuration à la fois, et ne sont pas conçus pour fournir une configuration optimisée.

HYBRIDES est complet en termes de variables de système d'énergie renouvelable et niveau de détail exigé et rend nécessaire un niveau plus élevé de la connaissance des configurations de système d'énergie renouvelable que HOMER. Il est conçu de sorte que l'utilisateur améliore leurs qualifications de conception de système d'énergie renouvelable par son application.

III.2.4 Synoptique de simulation du fonctionnement du système.

La simulation d'un système énergétique démarre par une phase d'initialisation où les paramètres initiaux du système tels que les variables de dimensionnement, la tension initiale d'utilisation du système et l'état de charge initial de la batterie sont fixés. Pour une configuration du système donné (nombre de panneaux, nombre d'éolienne et nombre de batteries fixé), on détermine à chaque instant t la puissance produite par le système, que l'on compare à la puissance appelée. On réitère cette opération jusqu'à ce que le temps de simulation soit atteint. Au cours du fonctionnement du système, deux scénarios peuvent se présenter :

- Lorsque la puissance produite par le système est supérieure à la puissance appelée, le surplus est utilisé pour charger les batteries. Or les batteries ne peuvent pas être chargées indéfiniment. Ainsi, lorsqu'elles atteignent leur capacité maximale, le régulateur intervient pour les déconnecter.
- Lorsque la puissance produite par le système est inférieure à la puissance appelée, on dit qu'il y a surconsommation. Dans ces conditions, les batteries interviennent pour compenser le déficit énergétique. Mais les batteries ne peuvent être sollicitées indéfiniment car elles ont une profondeur de décharge bien définie. Si par exemple le consommateur n'est pas équipé d'un système domotique permettant de délester individuellement certaines charges, l'intégralité de la demande électrique du consommateur doit être délestée afin de ne pas endommager les batteries.

III.2.5 Délestage énergétique LPSP

Probabilité de Perte d'énergie (Loss of power supply probability (LPSP)), est une technique probabiliste introduite par Abou Zahr et Ramakumar dans le domaine des systèmes de

génération éoliens, et photovoltaïques et largement utilisée dans la conception et l'optimisation des systèmes autonome (stand alone) éolien photovoltaïque[35][36], jusqu'à présent. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est à- dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge. Donc la méthode LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. A partir de l'information sur la variabilité de la ressource renouvelable et sur la corrélation avec la charge.

III.2.6 Délestage temporel LLP

A moins que le profil de consommation ne soit constant sur toute la durée de la simulation, il peut paraître pertinent de différencier le délestage en temps cumulé [37], du délestage en énergie cumulée. Le délestage en temps correspond alors au rapport du temps cumulé ou le consommateur n'est pas fourni en énergie alors qu'il en demande, sur le temps total d'usage du système :

$$LLP = t_{LPSP}$$

t_{LPSP} : Le cumul du temps de délestage.

III.3 Critère du choix du logiciel HOMER

Les objectifs fixés pour notre recherche, nous ont permis de porter notre choix sur le logiciel HOMER, car il satisfait les conditions suivantes :

- Langue : français ou anglais ;
- Accessibilité à tous (la gratuité ou le faible coût du logiciel, disponible sur Internet, simplicité d'utilisation) ;
- La simulation de systèmes hybrides connectés, ou hors réseau ;
- L'évaluation des coûts et l'optimisation des systèmes.

III.4 Dimensionnement technico-économique

Les modèles de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SEH [12].

La démarche pour le dimensionnement du système hybride est la suivante :

- Satisfaction de la demande énergétique (charge) ;
- Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque ;
- Dimensionnement d'un aérogénérateur ;
- Dimensionnement du système de stockage ;

- Dimensionnement du système de convertisseur bidirectionnel (onduleur/redresseur).

III.5 Dimensionnement optimisation

L'étude de préfaisabilité et le dimensionnement d'un système hybride sont des phases importantes de la conception du système d'approvisionnement en énergie électrique. Le dimensionnement d'un système prend compte du coût capital des équipements et du composant majeur du prix de l'énergie électrique d'origine renouvelable. Le surdimensionnement des équipements à un effet nuisible sur le prix d'énergie générée par contre le sous dimensionnement réduit la fiabilité du système.

L'objectif d'une étude est d'optimiser et dimensionner un système de production d'énergie électrique afin de minimiser le coût global et d'augmenter son rendement pour satisfaire les besoins de la demande énergétique.

III.5.1 Estimation des ressources énergétique solaire et éolien

L'étape essentielle dans la conception d'un système de production d'énergie électrique par une source d'énergie renouvelable est la détermination de la taille optimale du système de conversion, qui dépend essentiellement du gisement énergétique renouvelable disponible, en effet les données climatiques du site d'implantation sont indispensables. L'analyse des ressources locale requiert une accompagne de mesures et une analyse préalable des spécificités du site.

III.5.2 Système choisi

La finalité de ce travail est d'évaluer les performances du système hybride Nous avons donc étudié un système complet composé :

- d'un générateur photovoltaïque comme source d'énergie renouvelable ;
- d'un générateur éolien comme source d'énergie renouvelable ;
- d'une charge simulant la consommation de l'utilisateur final ;
- d'un bus bidirectionnel ;
- de convertisseurs permettant d'ajuster les tensions à celles du bus alternatif ;
- d'une unité de stockage d'énergie constituée de pack batteries ;

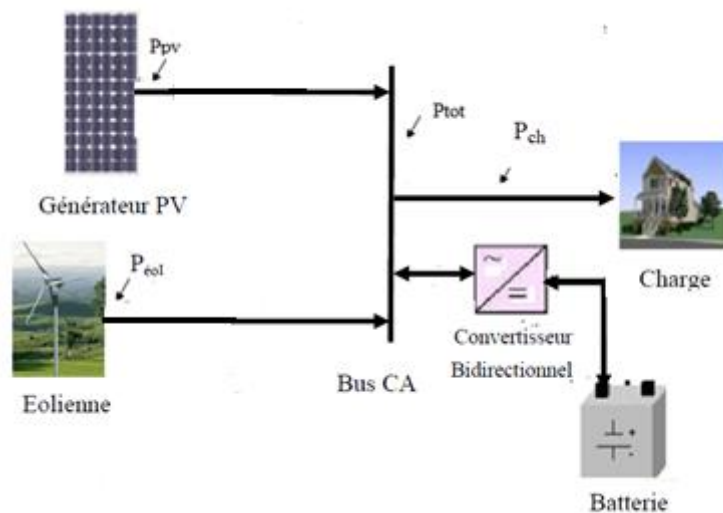


Figure III.1 : système étudié

III.5.3 Entrée des données du générateur photovoltaïque

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal, prendra en considération les paramètres suivants : ordre de grandeur des coûts : l'investissement [\$], le remplacement [\$] et les frais des opérations et de maintenances (O & M) [\$/an].pour un panneau de type « Generic flat plate PV » Les données du coût du PV sont représenté dans le tableau suivant [38] :

Taille [kW]	Capital [\$]	Remplacement [\$]	O&M [\$/an]
1	1176	1176	0

Tableau III.1 : Les données du coût du PV

HOMER donne un graphe qui montre que le coût de l'installation augmente avec l'augmentation de sa puissance crête

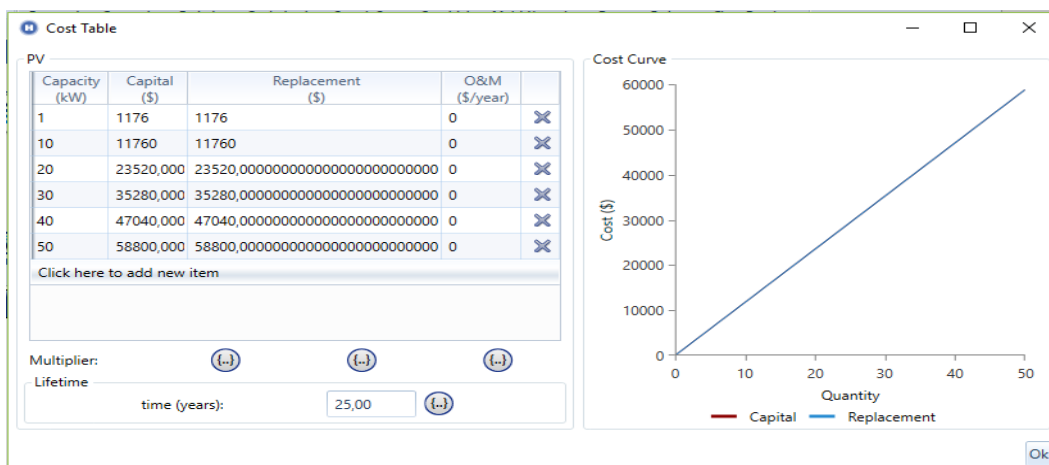


Figure III.2 : Courbe du coût du PV.

Lors de la spécification des coûts capitaux et de remplacement, on doit tenir compte de tous les coûts associés au sous-système PV, ce qui peut inclure :

- Les panneaux photovoltaïques ;
- Le matériel de montage ;
- Le système de tracking (maximum power point tracker MPPT) ;
- Le système de contrôle ;
- Le câblage ;
- L'installation.

Caractéristiques électrique du PV de type Generic flat plate PV

Désignation	Valeur	Unité
Courant de sortie	AC	A
Durée de vie	25	ans
Facteur de puissance de sortie	80	%
Coefficient de température de puissance	-0.5	%/°c
Température d'utilisation de la cellule	25	°c
Rendement en STC (standard test condition)	13	%
Efficacité	95	%

Tableau III.2 : Caractéristiques électrique du PV de type Generic flat plate PV

III.4.4 Entrée des données de l'aérogénérateur

HOMER possède différents types d'éoliennes déjà stockées dans sa bibliothèque de composants. Une fois le type d'éolienne choisi, les propriétés vont s'afficher automatiquement (paramètres techniques). Tout comme pour les panneaux solaires, il faut entrer les données des coûts [38]

- Coût capital de cette éolienne [\$],
- Coût de remplacement de cette éolienne [\$],
- Coût d'opération et d'entretien des éoliennes [\$/an].
- Nombre d'éoliennes.

Quantité	Capital [\$]	Remplacement [\$]	O & M [\$/an]
1	2145	2145	51

Tableau III.3 : Les données du coût de l'aérogénérateur

La puissance de la turbine en fonction de la vitesse de vent

HOMER utilise une interpolation linéaire pour calculer la puissance fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent

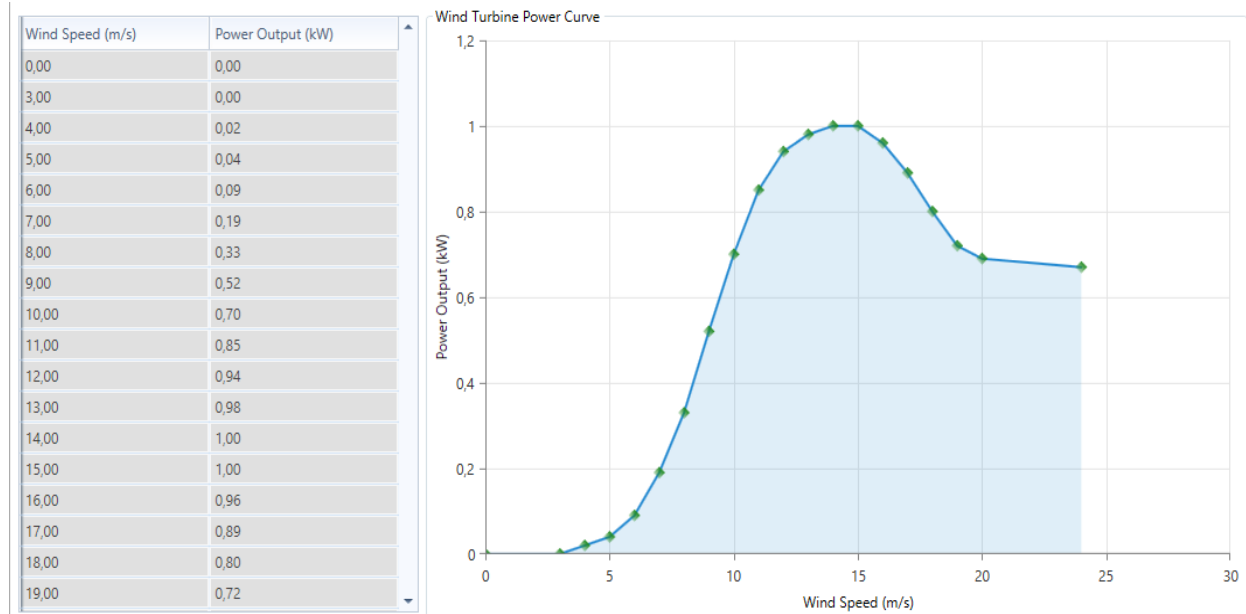


Figure III.3 : Courbe de puissance obtenue en fonction de la vitesse du vent pour Adrar.

On peut distinguer quatre (04) parties sur cette courbe :

- De 0 à la vitesse de démarrage (ici 4 m/s) : la puissance de sortie est nulle, le vent n'est pas suffisamment important pour entraîner la rotation du rotor.
- De la vitesse de démarrage à la vitesse nominale (ici 14.5 m/s) : la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale (ici 0,98 kW).
- De la vitesse nominale à la vitesse de coupure (ici 25 m/s) : la puissance de sortie diminue grâce au dispositif de régulation (C'est un élément essentiel de la survie d'une éolienne, afin d'éviter la destruction de l'aéromoteur lorsque le vent est trop violent) [39].
- Après la vitesse de coupure : l'éolienne est mise à l'arrêt pour protection, la puissance de sortie est nulle.

Paramètres techniques de l'aérogénérateur.

Désignation	Valeur	Unité
Nombre de pâles	3	-
Vitesses de démarrage	4	m/s
Durée de vie	20	Ans

Tableau III.4 : Paramètres techniques de l'aérogénérateur

III.5.4 Entrée des données de système de stockage

Nous avons choisi la technologie Generic 100kWh Li-Ion pour des raisons de coût et de fiabilité. Ce type de batteries n’a pratiquement pas besoin d’entretien et il est bien commode pour les pics de puissance. Ainsi, les coûts récurrents ne concernent que le remplacement.

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal, prendra en considération les paramètres suivants : ordre de grandeur des coûts (investissement [\$], remplacement [\$] et les frais des ouvriers et maintenance O&M [\$/an][38].

Quantité [kW]	Capital [\$]	Remplacement [\$]	O &M [\$/an]
1	276	276	20

Tableau III.5 : Coût de la batterie

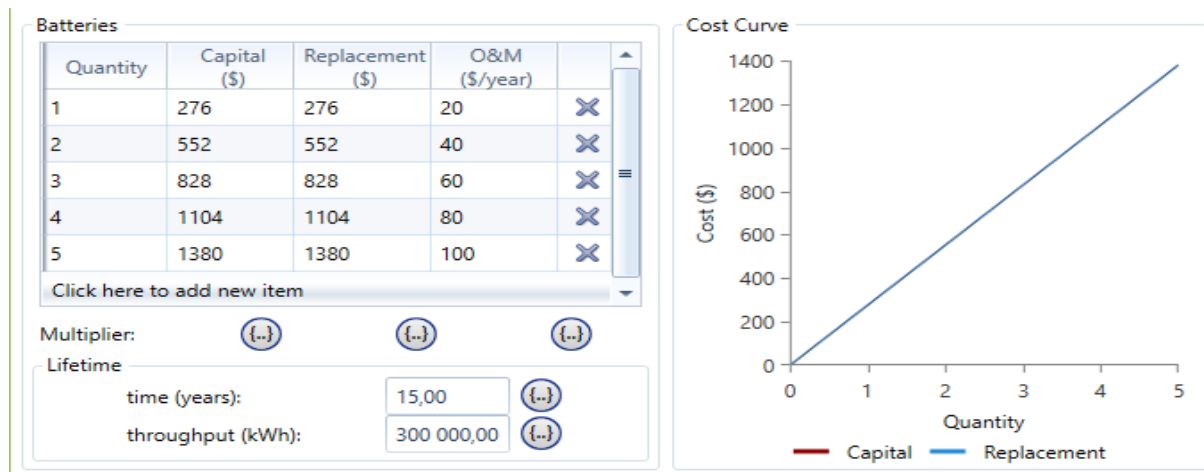


Figure III.4 : Courbe du coût de batterie.

Caractéristiques électrique de la batterie type Generic 100kWh Li-Ion

Désignation	Valeur	Unité
Durée de vie des batteries	15	Ans
Voltage nominal	600	V
Puissance nominal	100	KWh
La capacité nominale	167	A

Tableau III.6 : caractéristiques électrique de la batterie type Generic 100KWh Li-Ion.

III.5.5 Entrée des données du convertisseur bidirectionnel

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal dépend de la puissance délivrée par le convertisseur bidirectionnel. Elle prendra en considération les paramètres suivants [38] :

- Coût initial [\$].
- Coût de remplacement [\$].
- Coût de fonctionnement et maintenance [\$/an].
- Taille du composant.

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (€/year)	
1,6	546,00 \$	546,00 \$	7,00 \$	✕
2,4	592,00 \$	592,00 \$	11,00 \$	✕
3,2	811,00 \$	811,00 \$	15,00 \$	✕

Click here to add new item

Tableau III.7 : Les données du coût du convertisseur.

III.5.6 Entrée des données de la charge

Dans notre étude nous avons choisi un site isolé non raccordé au réseau de distribution d'énergie classique constitué de 30 habitations qui nécessite une charge de 160 KWh/j et un pic de 29,71 KW.

La charge de type AC fonctionnant en permanence durant toute l'année. Le profil de la charge dans un jour ainsi que l'évolution annuelle de celle-ci au cours de toute l'année sont données respectivement sur les figures III.5 et III.6 respectivement.

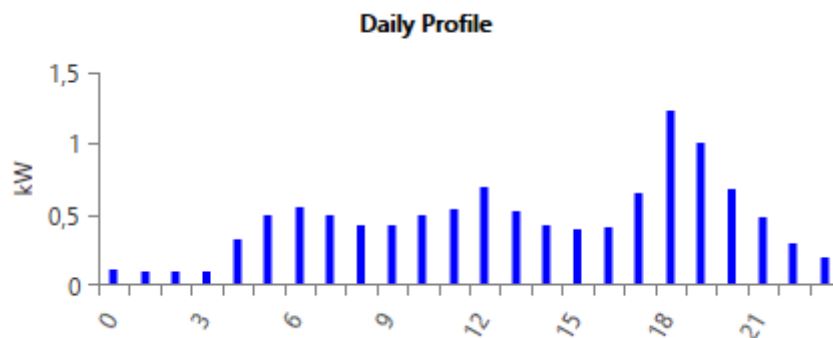


Figure III.5 : profil de charge pour un jour

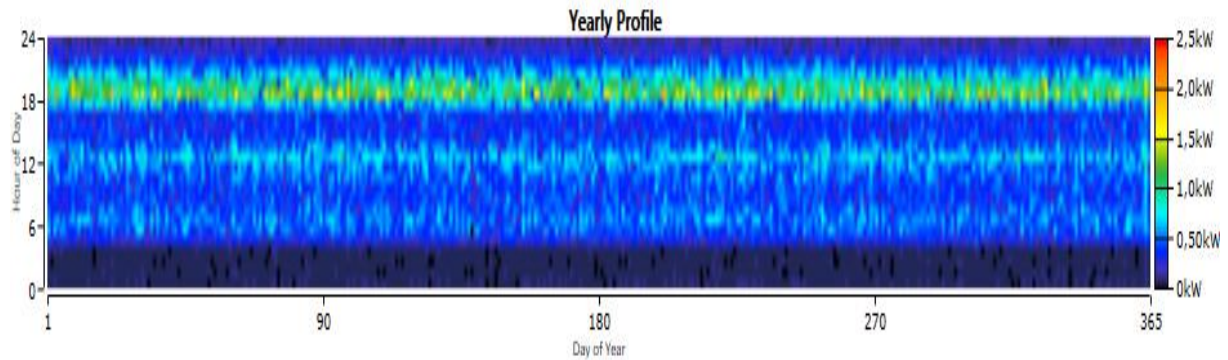


Figure III.6 : profil de charge annuelle

III.5.7 Données météorologiques des sites étudiés

Dans notre étude on va traiter 3 sites Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset

Lieu d'installation pour les trois sites

	Adrar	Ghardaïa	Tamanrasset
L'altitude (m)	283	403	1364
Latitude(°)	27,9	30,6	22,8

Tableau III.8 : lieu d'installation des les trois sites.

mois	Adrar			Ghardaïa			Tamanrasset		
	Irradia Solaire KWh/m ² /j	Vitesse De vent m/s	Temp °C	Irradia Solaire KWh/m ² /j	Vitesse De vent m/s	Temp °C	Irradia Solaire KWh/m ² /j	Vitesse De vent m/s	Temp °C
janvier	4,420	5,800	12,400	3,940	2,900	9,700	5,200	2,800	12,800
février	5,220	6,500	16,000	4,890	3,500	12,500	6,100	3,000	15,000
mars	6,500	6,700	19,400	6,030	4,000	15,800	6,900	3,800	18,100
avril	7,220	6,600	23,600	5,860	4,300	20,300	7,700	4,000	22,200
mai	7,670	6,800	28,100	7,560	4,600	25,200	7,800	3,900	26,100
juin	8,140	6,400	33,600	7,780	4,100	30,700	7,700	4,000	28,900
juillet	8,030	6,500	36,000	7,690	3,700	32,600	7,600	4,100	28,700
août	7,560	6,300	35,400	7,440	3,400	32,300	7,400	3,800	28,200
septembre	6,500	6,300	31,600	6,390	3,600	28,300	6,700	3,700	26,500
octobre	5,360	5,900	25,000	5,110	3,100	21,700	6,000	3,200	22,400

novembre	4,420	5,700	18,200	3,940	2,800	15,200	5,200	2,600	17,300
décembre	3,380	5,700	12,900	3,610	2,900	10,500	4,800	1,900	14,200
Annuelle	6,2	6,27	24,35	5,85	3,58	21,23	6,59	3,4	21,7

Tableau III.9 : donnée météorologique pour les trois sites.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude de dimensionnement et d'optimisation technico-économique du système hybride photovoltaïque/éolien autonome avec batteries de stockage.

La configuration technico-économique optimale du système hybride étudié, sera ainsi obtenue par simulation numérique sous Homer dans le chapitre suivant.

Chapitre IV

Simulation et Analyse des résultats

IV.1 Introduction

Après avoir entré les paramètres des différents composants de notre installation on passe à la simulation pour chercher la configuration optimale

IV.2 Résultats d'optimisation

Pour procéder à la simulation en vue d'aboutir à un système optimal, nous avons inséré les données suivantes :

- La production utile pour chaque composant ;
- Les coûts associés à l'utilisation de chaque composant du système ;
- Les coûts de remplacement de chaque matériel en prenant en compte leur durée de vie, laquelle est dépendante de leur sollicitation.

HOMER simule la configuration du système avec toutes les combinaisons des composants spécifiés en entrée. Il élimine aussi les résultats de toutes les configurations de systèmes ne satisfaisant pas les contraintes, elles n'apparaissent donc pas dans les résultats d'optimisation.

On obtient un résultat optimal sous forme de configuration à base de deux couts

- coût net actuel (NPC) : C'est la valeur actuelle de tous les couts encourus par le système au cours de sa durée de vie
- le coût d'énergie (COE) : HOMER définit le cout actualisé de l'énergie COE comme le cout moyen par KWh de l'énergie électrique produite par le système.

Ces coûts permettent de comparer les différentes options pour la conception d'un système hybride optimal.

	Architecture							Cost			
	PV (kW)	G1	100LI	Leon25 (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)		
Adrar	27,0	11	26	25,0	CC	0,127 €	95 851 €	2 051 €	69 342 €		
Ghardaïa	42,8	100	15	25,0	CC	0,512 \$	386 495 \$	8 432 \$	277 486 \$		
Tamanrasset	30,1	189	5	25,0	CC	0,850 \$	641 413 \$	14 752 \$	450 700 \$		

Figure IV.1 : Representation du systeme optimal de chaque site

IV.3 Comparaison des trois sites

	Adrar	Ghardaïa	Tamanrasset
(NPC) en \$	95850,80	386495,00	641413,10
(COE) en \$/KWh	0,1270	0,5121	0,8499

Tableau IV.1 : comparaison des trois site

D’après le tableau IV.1 On constate que le site le plus favorable pour notre installation est le site d’Adrar et cela dû principalement au potentiel de vent et l’irradiation solaire qui sont plus élevé par rapport au deux autre site.

NB : pour l’analyse des résultats on s’intéresse au site d’Adrar parce que c’est le plus optimal.

IV.4 Analyse des résultats pour le site d’Adrar

IV.4.1 Caractéristique de système optimal

Architecture								Cost				
				PV (kW)	G1	100LI	Leon25 (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
				27,0	11	26	25,0	CC	0,127 €	95 851 €	2 051 €	69 342 €

Figure IV.2 : Résultat optimal.

Le résultat optimal obtenu par le logiciel HOMER est comme suit :

- ❖ 27 kW de puissance nominale pour les panneaux photovoltaïques.
- ❖ 26 unités de batterie de stockage à caractéristique nominale de 100 kWh
- ❖ 25 convertisseurs bidirectionnels de puissance nominale 25 kW.
- ❖ Coût capital initial des composants 69342 \$.
- ❖ Coût d’opération 2051 \$/yr.
- ❖ Coût net actuel 95851 \$.
- ❖ Coût d’énergie 0.127 \$/kWh.

IV.4.2 Résumé des couts

Les coûts totaux de chaque composant des systèmes d’alimentation hybrides, incluant principalement les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les batteries, et le convertisseur, avec un capital de remplacement, les coûts d’opérations de maintenance et de récupération.

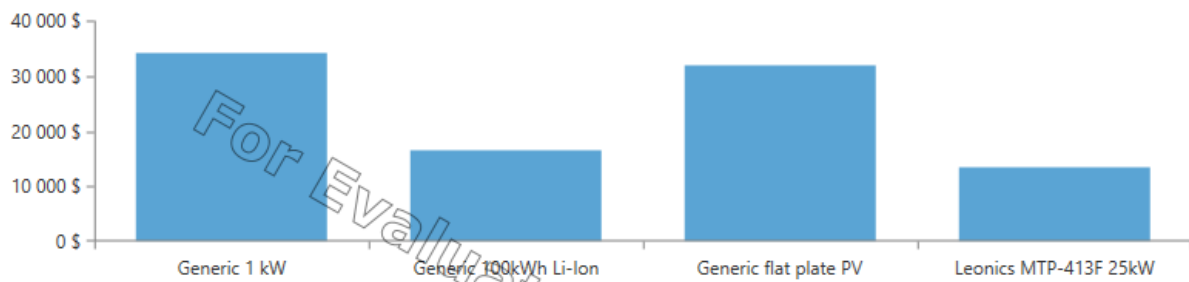


Figure IV.3 : NPC total de système

Les frais financiers sont donnés dans le tableau IV.4 du système d'alimentation hybride proposé, sont de l'ordre de 369341,95 \$, avec remplacement et O & M 16555,45 \$, 15577,66\$ respectivement, enfin la valeur de récupération est de -5624,25 \$.

Les frais financiers annuels du coût actuel net total (NPC) sont représentés par le photovoltaïque 31792,20 \$, les éoliennes 34130,32 \$, les batteries 16369,88 \$ et les onduleurs 13558,41\$.

Le résultat d'optimisation trouvé par HOMER donne le coût nécessaire pour réaliser ce projet qui est de l'ordre de 95850,81\$.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
Generic 1 kW	23 595,00 \$	7 522,26 \$	7 252,34 \$	0,00 \$	-4 239,28 \$	34 130,32 \$
Generic 100kWh Li-Ion	7 176,00 \$	3 044,59 \$	6 722,31 \$	0,00 \$	-573,02 \$	16 369,88 \$
Generic flat plate PV	31 792,20 \$	0,00 \$	0,00 \$	0,00 \$	0,00 \$	31 792,20 \$
Leonics MTP-413F 25kW	6 778,75 \$	5 988,60 \$	1 603,01 \$	0,00 \$	-811,95 \$	13 558,41 \$
System	69 341,95 \$	16 555,45 \$	15 577,66 \$	0,00 \$	-5 624,25 \$	95 850,81 \$

Figure IV.4 : Coût de l'installation.

IV.4.3 Production et consommation d'énergie électrique

La production et la consommation annuelle d'électricité du système sont détaillées dans la Figure IV.5 et dans la Figure IV.6.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	48 942	64,5
Generic 1 kW	26 918	35,5
Total	75 861	100

Figure IV.5 : Energie annuelle produite.

On remarque que 64,5% des besoins énergétiques du site sont produits par les générateurs photovoltaïques. Le reste 35,5%, est assuré par les éoliennes. La production totale est estimée à 75861 kWh/an, assurée par le champ PV 48942 kWh/an et le reste par les éoliennes.

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	58 394	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	58 394	100

Figure IV.6 : Energie annuelle consommée.

Il est à noter que 14372 kWh/an équivalent à 18,9 % de la production totale d'électricité par le système est excédentaire Figure IV.7. Cet excès d'électricité est l'énergie inutile qui va être rejetée car elle ne peut pas être utilisée pour charger les batteries.

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	14 372	18,9
Unmet Electric Load	5,99	0,0103
Capacity Shortage	52,8	0,0905

Figure IV.7 : Quantité d'excès et déficit de stockage.

En effet HOMER montre la puissance moyenne mensuelle de chaque générateur. L'énergie produite du système optimal est illustrée dans la figure IV.8 ci-dessous.

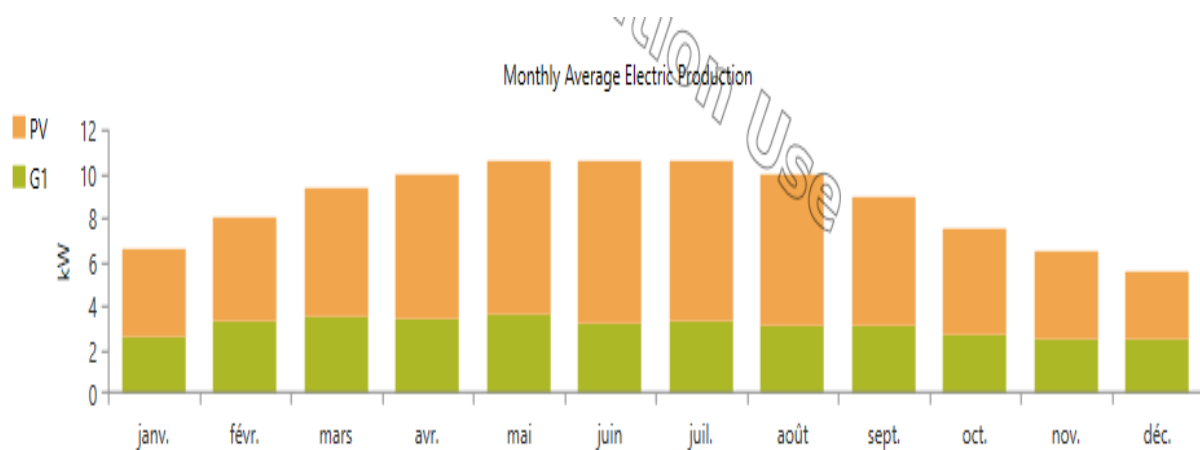


Figure IV.8 : Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source.

IV.4.4 Les puissances mensuelles moyennes du PV.

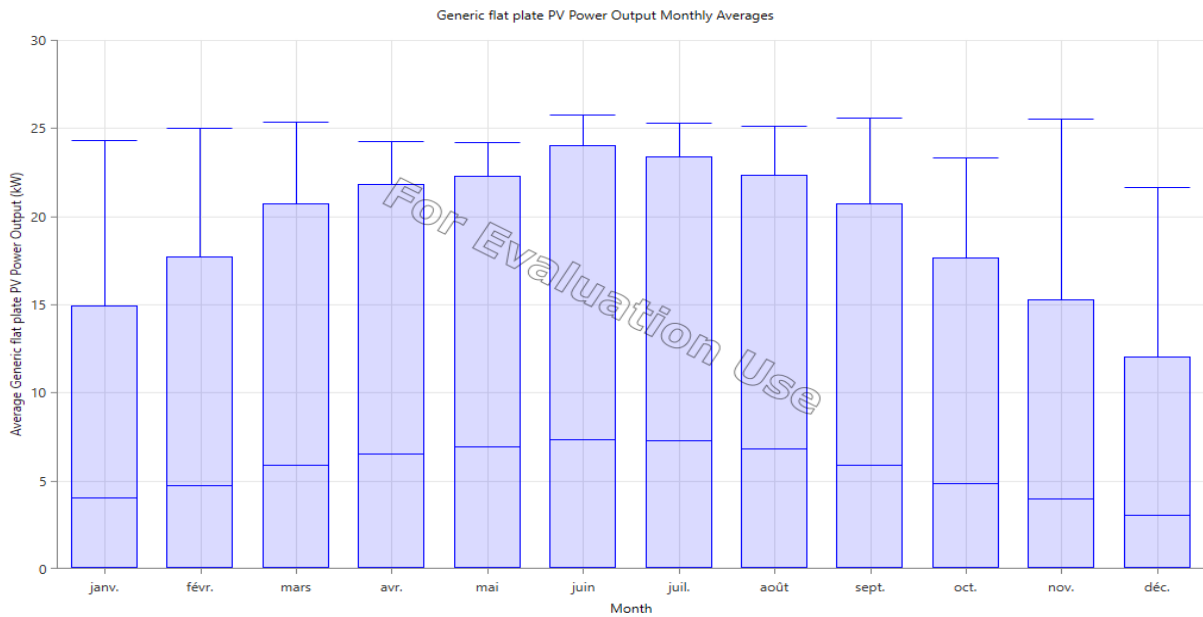


Figure IV.9 : Représentation des puissances mensuelles moyennes du PV.

Le générateur photovoltaïque a un très bon potentiel le long de l'année. En effet, les puissances moyennes mensuelles maximales sont supérieures à 12,02 KW durant l'année. Le mois de l'année le plus favorable c'est juin ou la puissance moyenne mensuelle maximale Atteint 24,05 KW Par contre le mois de décembre est le plus défavorable avec une puissance moyenne mensuelle maximale de 12,02 KW.

IV.4.5 La puissance mensuelle moyenne de l'éolienne

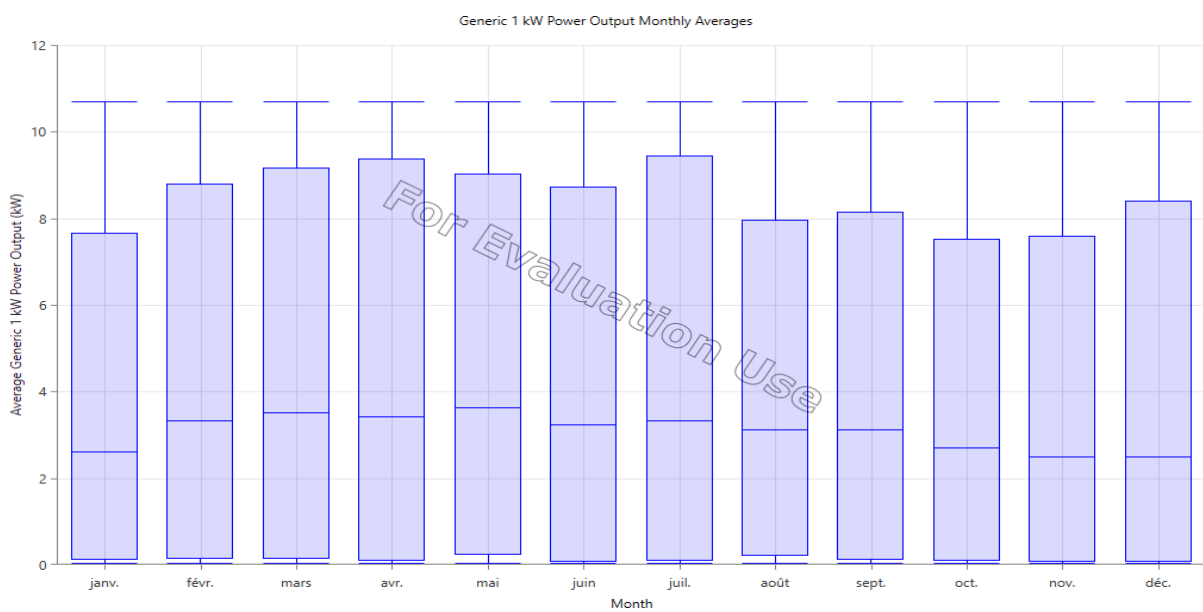


Figure IV.10 : Représentation des puissances mensuelles moyennes de l'éolienne

IV.4.6 Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER

A l'échelle mensuelle, notre choix s'est porté sur deux mois à rendement contrasté, Juillet et octobre. En Juillet, de la même année, la puissance de l'éolienne varie de 0 à 10,70 kW avec une vitesse du vent de 0 à 21,89 m/s voir figure IV.11 a. Les valeurs les plus élevées fluctuent au cours de la journée. Juillet est considéré comme le mois le plus favorable à rendement et puissance élevés. En Octobre la vitesse du vent varié de 0 à 16,13m/s (Fig. IV.11 b). Octobre est considéré comme le mois le plus défavorable.

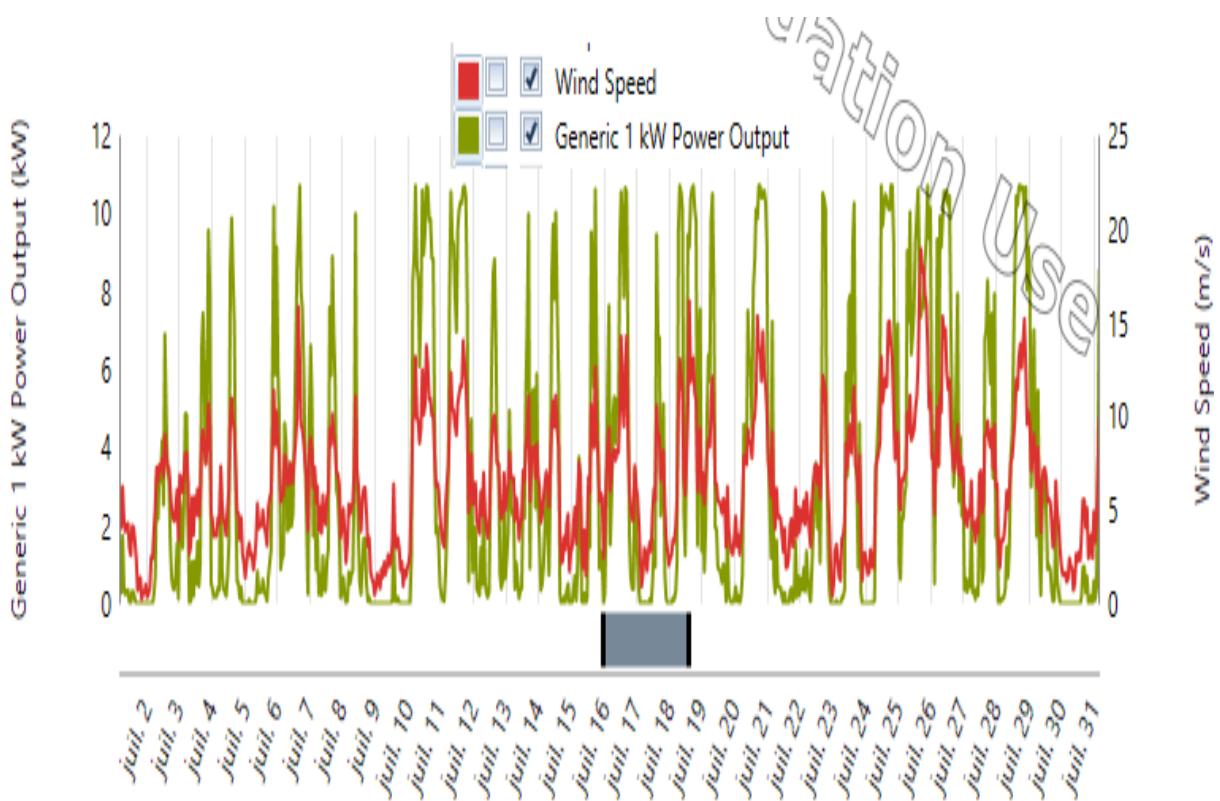


Figure IV.11 a : Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER pour le mois de juillet

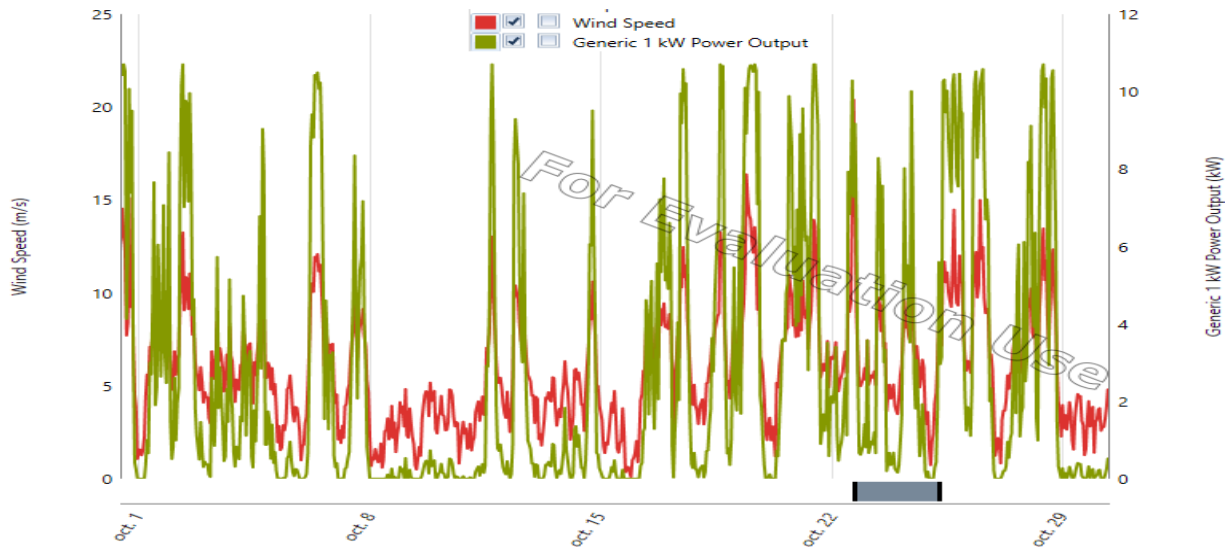


Figure IV.11 b : Variation mensuelle de la vitesse du vent et la puissance calculée par HOMER pour le mois d'octobre

IV.4.7 Evolution de l'état de charge des batteries

Il est important de signaler que l'état de charge des batteries (State of Charge), le long de l'année, est toujours compris entre $SOC_{min}=20.4\%$ et $SOC_{max}=100\%$ comme le montre la figure IV.12

Les batteries subissent un cycle important avec des décharges profondes plus ou moins importantes. Selon la durée de la décharge, on peut distinguer trois cas :

- L'effet d'un cycle journalier dont le profil et l'amplitude dépendent de l'énergie fournie par les générateurs PV, éolien et celle consommée par l'utilisateur. Le cycle journalier peut introduire des décharges très profondes, d'une durée généralement courte.
- L'état de charge moyen de la batterie peut atteindre un niveau critique, suite à quelques jours consécutifs d'ensoleillement exceptionnellement faible.
- La variation de l'ensoleillement moyen et de la vitesse du vent en fonction de la période de l'année, résulte en un cycle saisonnier. Ce dernier peut parfois conduire à des périodes prolongées de charge basse de la batterie, quand les capteurs photovoltaïques et éoliens n'arrivent pas à recharger complètement la batterie.

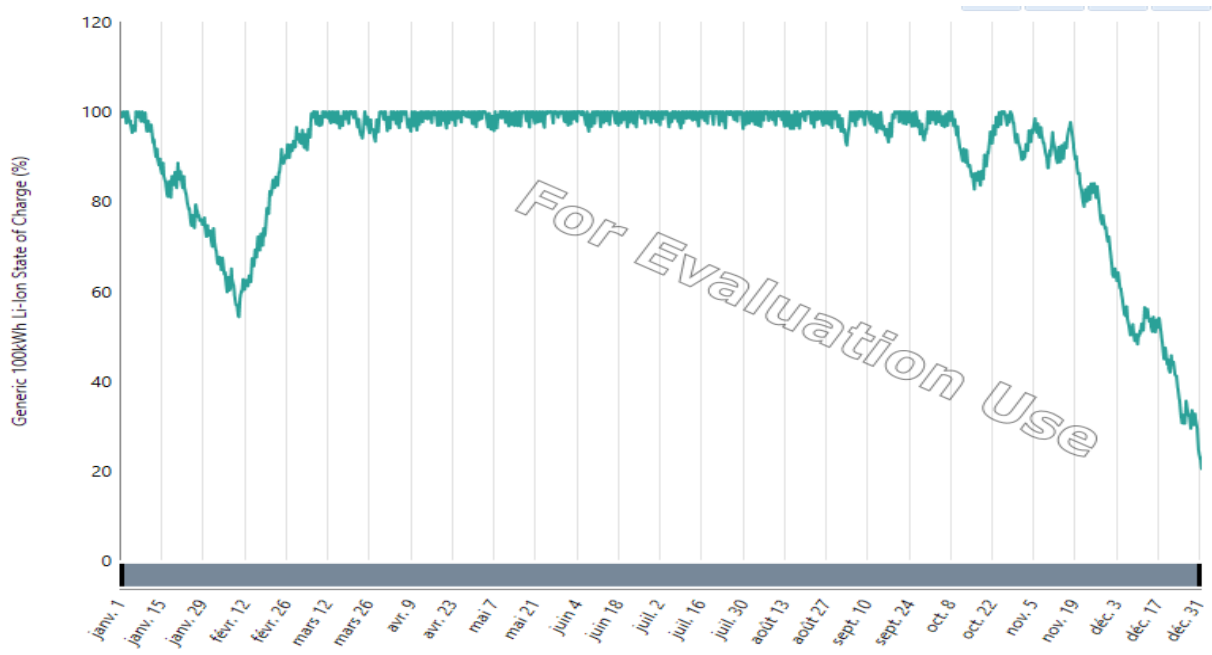


Figure IV.12 : Evolution de l'état de charge des batteries.

IV.4.8 La puissance annuelle à l'entrée et à la sortie de l'onduleur

Les puissances annuelles, à l'entrée et à la sortie de l'onduleur sont superposées sur la figure IV 13. La puissance à la sortie de l'onduleur préserve la même forme d'onde qu'à son entrée, mais s'atténue en quantité à cause des pertes au sein de ce même onduleur.

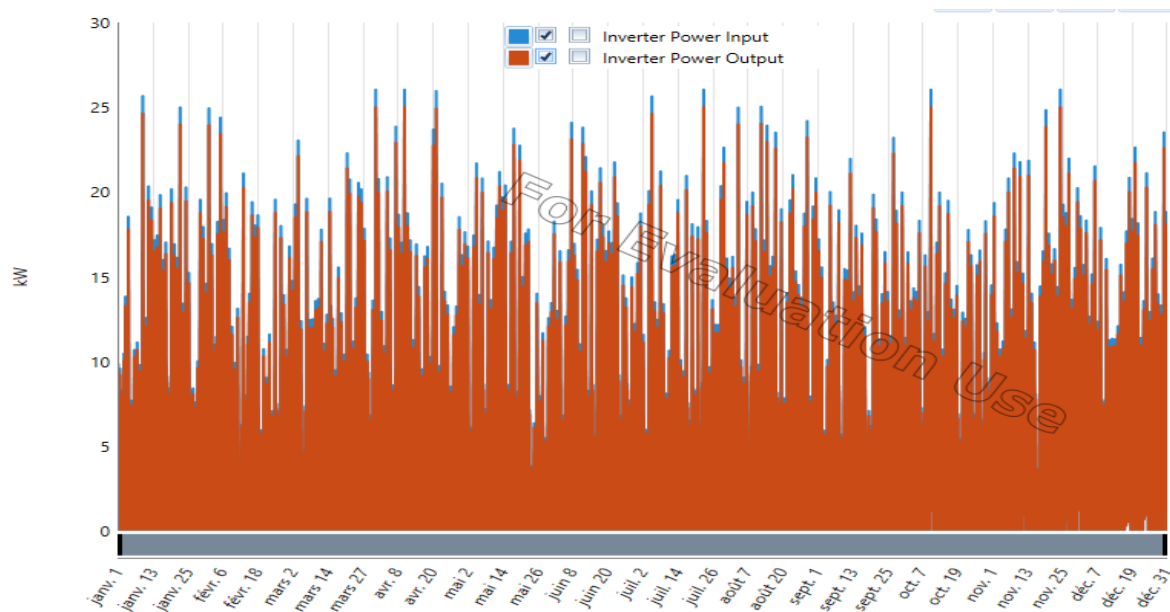


Figure IV.13 : La puissance annuelle à l'entrée et à la sortie de l'onduleur.

IV.4.9 Evolution annuelle de la demande, la production PV et éolienne

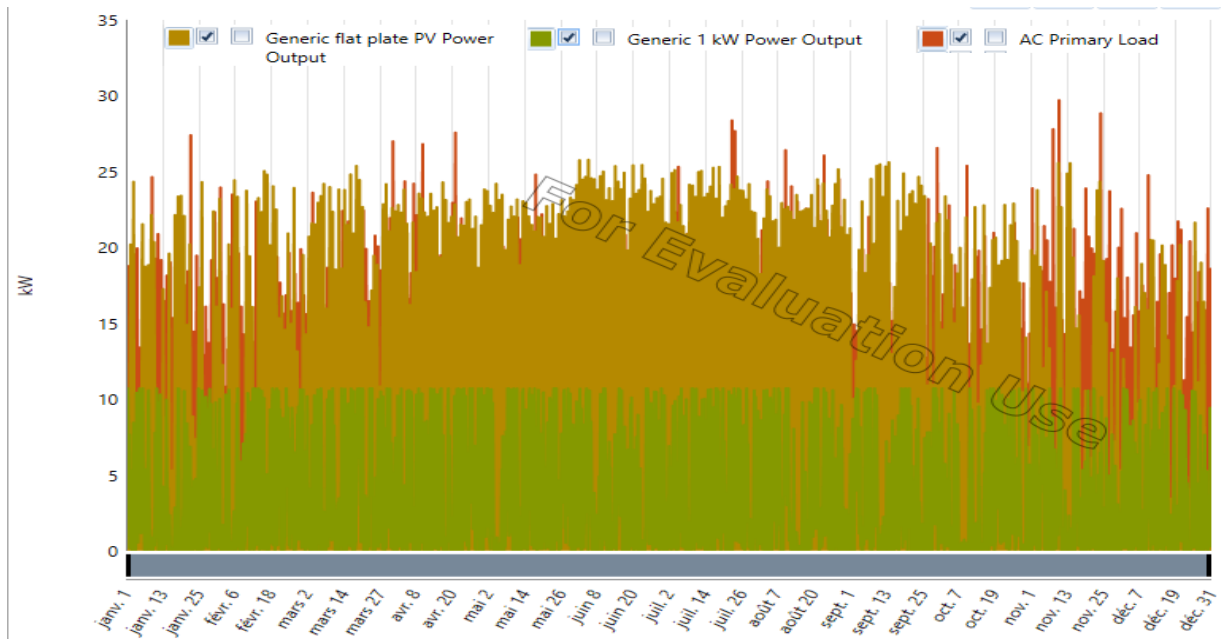


Figure IV.14 : Evolution annuelle de la demande, la production PV et éolienne

IV.5 Conclusion

Les simulations numériques présentées dans cette partie sont effectuées avec un puissant outil HOMER, ont permis de montrer que le système de production d'énergie étudié, peut fonctionner pour les différentes configurations du SEH. HOMER révèle que la réalisation du système PV/éolienne avec batteries est possible, et peut satisfaire la charge électrique exigée. Les solutions recherchées sont réalisables techniquement, ayant une fiabilité économique tout en satisfaisant les exigences en matière de durabilité.

Conclusion générale et perspectives

Conclusion

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent, d'une façon générale, l'étude, la modélisation et la simulation de systèmes de production d'électricité autonome, à partir de ressources renouvelables mixtes (photovoltaïque et éolienne), avec un système de stockage de batteries.

A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations saisonnières a été entreprise et ce concernant ces deux sources d'énergie. La modélisation et la simulation numérique de la chaîne de conversion d'électricité ont été effectuées en utilisant le logiciel Homer.

Dans ce contexte, notre objectif est la minimisation du coût du système d'énergie hybride et excéder le stockage d'énergie disponibles par l'optimisation du transfert d'énergie vers une charge résiduelle ici prise 30 maison autonome isolé de consommation domestique supposée située dans trois sites : Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset.

Notre étude s'est focalisée sur un système hybride photovoltaïque-éolien avec un système de stockage associé, secteur dans lequel la rentabilité est loin d'être acquise et qui nécessite donc un fort degré d'optimisation de l'efficacité énergétique. Ceci impose une adaptation nécessaire pour maximiser le rendement du système hybride (la quantité d'électricité produite par jour) d'une part et d'autre part réduire le coût du système.

Pour la simulation avec Homer, les données météorologiques: le rayonnement solaire global, la vitesse du vent, la température de l'air et la charge du village, ont été prélevés a trois sites : Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset, Algérie. Le dimensionnement du système hybride a permis de choisir une configuration optimale pour chaque site grâce à l'utilisation du logiciel de simulation HOMER.

D'après les résultats de simulation et optimisation on a trouvé que le site d'Adrar est le plus économique et pour cela on a exploité seulement les résultats de ce dernier.

Perspectives

- Envisager une réalisation pratique du système d'énergie hybride proposé puis une implantation sur les trois sites réels étudiés dans ce mémoire Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset.

- Couplages du système d'énergie hybride sur le réseau électrique de grande puissance, afin de servir plus d'utilisateurs.
- Utilisation des générateurs à courants alternatifs.
- Amélioration du rendement du système d'énergie hybride en introduisons d'autres sources d'énergie renouvelables comme l'hydrogène qui peut être produit par électrolyse, puis stocké et enfin réutilisé par une pile à combustible pour produire de l'énergie électrique verte.


Annexe

DONNEES CLIMATIQUES**Ghardaia**

	Unité	Lieu des données climatiques	Lieu des installations	Source
Latitude		30,6	30,6	
Longitude		2,9	2,9	
Zone climatique		2B - Chaud - Sec		
Élévation	m	403	393	Sol+NASA
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	1,9		Sol - Sol
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	42,9		Sol
Amplitude des températures du sol	°C	27,0		NASA

Mois	Température de l'air		Humidité relative	Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal		Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol		Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	%			kWh/m ² /j	kPa			°C	°C		
Janvier	9,7	54,3%	12,02	3,94	97,5	2,9	10,1	257	0			
Février	12,5	44,5%	2,47	4,89	97,2	3,5	13,3	154	70			
Mars	15,8	38,2%	3,76	6,03	97,0	4,0	18,3	68	180			
Avril	20,3	31,0%	9,73	6,86	96,6	4,3	23,8	0	309			
Mai	25,2	27,5%	2,93	7,56	96,5	4,6	29,5	0	471			
Juin	30,7	23,9%	1,67	7,78	96,4	4,1	35,0	0	621			
Juillet	32,6	20,9%	0,24	7,89	96,5	3,7	37,4	0	701			
Août	32,3	23,1%	1,87	7,44	96,5	3,4	36,7	0	691			
Septembre	28,3	31,6%	7,77	6,39	96,7	3,6	31,7	0	549			
Octobre	21,7	41,5%	8,01	5,11	97,0	3,1	24,5	0	363			
Novembre	15,2	51,7%	4,22	3,94	97,2	2,8	17,0	84	156			
Décembre	10,5	58,6%	6,10	3,61	97,4	2,9	11,4	233	16			
Annuel	21,3	37,2%	60,79	5,96	96,9	3,6	24,1	796	4 126			
Source	Sol	Sol	NASA	Sol	Sol	Sol	NASA	Sol	Sol			
Mesuré à						m	10	0				

TAMENRASSET

Pays	Algérie		
Province/État	n/d		
Lieu des données climatiques	Tamanrasset	Voir carte	
Latitude	°N	22,8	
Longitude	°E	5,4	Source
Zone climatique	2B	Chaud - Sec	Sol+NASA
Élévation	m	1 364	Sol
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	4,9	Sol
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	35,6	Sol
Amplitude des températures du sol	°C	25,8	NASA

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m ² /j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janvier	12,8	22,7%	3,90	5,20	91,0	2,8	13,6	161	87
Février	15,0	21,6%	1,06	6,10	90,9	3,0	16,7	84	140
Mars	18,1	20,7%	5,23	6,90	90,6	3,8	22,1	0	251
Avril	22,2	17,7%	0,61	7,70	90,4	4,0	27,8	0	366
Mai	26,1	17,2%	0,57	7,80	90,4	3,9	32,5	0	499
Juin	28,9	18,6%	7,60	7,70	90,5	4,0	35,3	0	567
Juillet	28,7	18,2%	6,85	7,60	90,4	4,1	35,2	0	580
Août	28,2	21,5%	13,15	7,40	90,5	3,8	34,3	0	564
Septembre	26,5	22,4%	6,37	6,70	90,6	3,7	32,3	0	495
Octobre	22,4	24,3%	4,21	6,00	90,7	3,2	27,4	0	384
Novembre	17,3	24,2%	2,61	5,20	90,8	2,6	20,9	21	219
Annuel	21,7	21,2%	52,87	6,59	90,6	3,4	26,1	393	4 273
Source	Sol	Sol	NASA	Sol	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol
Mesuré à				m		10	0		

ADRAR

	Unité	Lieu des données climatiques	Lieu des installations	Source
Latitude		27,9	27,9	
Longitude		-0,2	-0,2	
Zone climatique		1B - Très chaud - Sec		Sol+NASA
Élévation	m	283	277	Sol - Sol
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	4,2		Sol
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	45,9		Sol
Amplitude des températures du sol	°C	27,0		NASA

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C			kWh/m ² /j	kPa		°C	°C-j	°C-j
Janvier	12,4	38,6%	6,99	4,42	98,8	5,8	13,3	174	74
Février	16,0	31,7%	4,29	5,22	98,6	6,5	16,8	56	168
Mars	19,4	26,5%	4,77	6,50	98,3	6,7	21,8	0	291
Avril	23,6	23,2%	3,10	7,22	97,9	6,6	27,3	0	408
Mai	28,1	20,1%	1,50	7,67	97,7	6,8	32,4	0	561
Juin	33,6	17,5%	0,81	8,14	97,7	6,4	37,6	0	708
Juillet	36,0	14,7%	0,38	8,03	97,6	6,5	39,7	0	806
Août	35,4	16,8%	3,73	7,56	97,7	6,3	38,9	0	787
Septembre	31,6	22,3%	3,47	6,50	97,9	6,3	34,9	0	648
Octobre	25,0	29,4%	8,98	5,36	98,2	5,9	28,0	0	465
Novembre	18,2	36,3%	4,89	4,42	98,5	5,7	20,4	0	246
Décembre	12,9	41,5%	2,34	3,83	98,7	5,7	14,8	158	90
Annuel	24,4	26,5%	45,25	6,24	98,1	6,3	27,2	388	5 253
Source	Sol	Sol	NASA	Sol	Sol	Sol	NASA	Sol	Sol
Mesuré à						m	10	0	

Références bibliographiques

- [1] : www.energies-renouvelables.org
- [2] : Energie éolienne, Théorie, conception et calcul pratique des installations, Désiré Le Gourières, Edition EYROLLES, 1980.
- [3] : N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, “Technologie des systèmes éoliens intégration dans les réseaux électriques”, la Revue 3EL, no. 39, 2004
- [4] : <http://oooxygene.alwaysdata.net/eolienne.html>
- [5] : C.Boris et G. Christophe « Energie éolienne, fonctionnement, contraintes et perspective sue l’avenir <http://membres.lycos.fr/tipemaster/TIPE/Eole.html>
- [6] : C. Benoudjit « étude pour la conception d’un banc d’essais pour énergie éolienne » : thèse de magistère de l’université de Batna, juin 2004
- [7] : Nicolas LAVERDURE « Sur l’intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires » thèse de doctorat de L’INPG Spécialité Génie Electrique Institutue national polytechnique de décembre 2005
- [8] : Frédéric POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrone à double alimentation reliée au réseau » thèse de doctorat de l’université de Nantes, 2003
- [9] : Radia REDJEM ‘ ‘ Etude d’une chaine de conversion d’énergie éolienne’’. Mémoire de Magistère, Université de Constantine, Algérie 2009.
- [10] : J .Labbé, “L’hydrogeneelectrolytique comme Moyen de Stockage d’electricite Pour Systemes Photovoltaïques Isoles”, Thèse de Doctorat, l’Ecole des Mines de Paris, pp. 5-17-18-21-50-68-69 , 21 décembre 2006.
- [11] : B. FLECHE, D. DELAGNES, « Energie solaire photovoltaïque », STI ELT Approche générale, Juin 2007.
- [12] : M. BELHADJ «Modélisation d’un système de captage photovoltaïque Autonome» mémoire de magister université de Bechar
- [13]: RP .Mukund, « wind and solar power systems »,Ph.D,PeU.S merchant Marine Academy, Kings point, NewYork,CRC Press LLC 1999.
- [14] :B. Chikh –Bled, « Etude du rendement de stockage d’un système photovoltaïqueappliqué au pompage hydraulique » thèse de magister Université de Tlemcen 2001
- [15] : Les Dossiers Environnement de GAZACA «Les énergies renouvelables (partie II – L’énergie Solaire)» : Mai 2006 www.GAZACA.com
- [16] : F Benyarou « conversion des énergies » document de cours (EN01), Université de Tlemcen 2001-2002
- [17] : www.solarelectripower.org
- [18] : R MAOUADJ « Application de l’énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah » thèse de magister Université de Tlemcen 2005
- [19] : <http://membres.lycos.fr/tpepailardbaroux/notions.htm>
- [20] : H. BELGHITRI « Estimation des énergie reçues par un capteur au fil du soleil »mémoire de fin d’études, université de Tlemcen, 2002

- [21] : M. Serge Poignant « Rapport d'informatique » déposé en application de l'article 145 du Règlement par la commission des affaires économique *sur* l'énergie photovoltaïque ,
- [22]:www.techno-science.net
- [23]: I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas, R. P. Fiffe, “Assessment of different energy storage systems for wind energy integration”, European Wind Energy Conference 2001.
- [24]: K.Burges et al., “Modular Hybrid Energy Supply System for Industrial Processes and Rural Electrification”, Mediterranean Conference on Renewable Energy Sources for Water Production, Santorini, juin 1996.
- [25]: B. Wichert, “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, vol. 1, No. 3, pp. 209–228, Elsevier Science 1997.
- [26]: A.Engler et al., “Control of Parallel Operating Battery Inverters”, PV Hybrid Power Systems 2000 Conference, Aix-en-Provence, France, septembre 2000.
- [27]: M.A. EL HADIDY, « Performance Evaluation of Hybrid (Wind/Solar/Diesel) Power Systems », Renewable Energy, Vol. 26, pp. 401 – 413, 2002.
- [28] : D.SAHEB-KOUSSA, M. BELHAMEL et K.BENFERHAT, « Contribution à l'étude théorique du comportement d'un système hybride (éolien- photovoltaïque- diesel) de production d'électricité sans interruption », Afrique SCIENCE, Vol. 05 N°1, pp. 23 – 38, ISSN 1813-548X, 2009.
- [29] : Ministère de l'Energie et des Mines (Algérie), « Guide des Energies Renouvelables », Edition 2007, pp. 38-40.
- [30] : Bouna.Ould Zeidane, "Contribution to the study of the grid connected photovoltaic system", mémoire de magistère, université de Batna,2006.
- [31] : Akassewa Tchapo SINGO “Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome”, Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, février 2010.
- [32]: Ashok, S., “Optimised model for community-based hybrid energy system”, Renewable Energy Vol.32, No.7, 2007, pp. 1155-1164.
- [33] : S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi , A. Louche «A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system » Energie Policy (2007) doi 10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [34] : B.DESSUS et F. PHARABOD, « L'Énergie solaire », P.U.F, Paris, 1996.
- [35]: S.M. Shaahid_ , M.A. Elhadidy, “Economic analysis of hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for residential loads in hot regions—A step to clean future Renewable and Sustainable Energy” Reviews 12 (2008) 488–503
- [36]: Hongxing Yang, Wei Zhou, Lin Lu, Zhaohong Fang “Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm” Solar Energy 82 (2008) 354–367
- [37]: B. Ai, H. Yang, H. Shen , X. Liao, “Computer-aided design of PV/wind hybrid

system” , Renewable Energy 28 (2003) 1491–1512

[38]:www.groupe-soprec.com.

[39] : eolienne.f4jr.org/système de régulation et de protection.