

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Mathématiques et Sciences de la Matière
Département de Physique

N° ordre :
N°de série :

THESE

Présentée pour obtenir le diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Par :

DOUAK Mohamed

Spécialité : Physique

Option : Physique Energétique

Intitulé de la thèse

Conception d'un Système Hybride de Production d'Energie pour les Besoins du Bâtiment

Soutenue le : 11/07/2021

Devant le jury composé de :

BECHKI Djamel	Pr.	Président	Univ-Ouargla
BENMOUSSA Hocine	Pr.	Examineur	Univ-Batna2
ATIA Abdelmalek	MCA.	Examineur	Univ-El-Oued
SOUDANI Mohammed Elbar	MCA.	Examineur	Univ-Ouargla
HAMDANI Maamar	MRA	Examineur	URAER- Ghardaïa
SETTOU Nouredine	Pr.	Directeur de thèse	Univ-Ouargla

Année universitaire : 2020/2021

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A la mémoire de mon père que dieu l'accueille dans son vaste paradis

A ma mère

A ma femme

A mes chers enfants

A mes frères et ma sœur

Et à mes amies

Mohamed DOUAK

Remerciements

Tout d'abord, je remercie **ALLAH**, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Je tiens à exprimer, plus particulièrement, ma profonde reconnaissance et ma grande estime à mon directeur de thèse **SETTOU Nouredine**, professeur et chercheur à l'université de Ouargla pour m'avoir accueilli au sein de son équipe, pour sa grande disponibilité ainsi que ses encouragements constants, ce qui m'a apporté beaucoup tant sur le plan personnel que scientifique.

Je tiens à exprimer également, ma grande estime à monsieur **Tomás González Ayuso**, Docteur et chercheur au Centre de l'Energie, l'Environnement et de la technologie (CIEMAT), de Madrid (Espagne) pour m'avoir accueilli au sein de son équipe.

Je remercie infiniment monsieur **BECHKI Djamel**, professeur à l'université Kasdi Merbah Ouargla, d'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Mes meilleurs remerciements vont au professeur **BENMOUSSA Hocine**, de l'université de Batna, d'avoir accepté de rapporter ce travail de recherche.

Mes meilleurs remerciements vont au maître de conférence **SOUDANI Mohammed Elbar**, de l'université de Kasdi Merbah Ouargla, d'avoir accepté de rapporter ce travail de recherche.

J'exprime également ma profonde reconnaissance à monsieur le maître de conférence **ATIA Abdelmalek**, de l'université d'El-oued, qui m'a accordé son précieux temps.

J'exprime aussi ma vive connaissance à Monsieur **HAMDANI Maamar** Maître de Recherches à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables – Ghardaïa, pour l'honneur qu'il me fait d'examiner ce travail.

Mes sincères reconnaissances à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail.

Sommaire

SOMMAIRE	IV
LISTE DES ABREVIATIONS	VII
LISTE DES FIGURES	XI
LISTE DES TABLEAUX	XIV
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1 : ETAT DE L'ART SUR LA CONVERSION DES ENERGIES SOLAIRE ET EOLIEN	4
1.1 INTRODUCTION	5
1.2 CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE.....	5
1.2.1 Production éolienne	5
1.2.2 Différents types d'éoliennes	6
1.2.3 Etat de l'art sur la turbine à axe vertical type Darrieus	8
1.2.4 Position du problème de démarrage de la turbine 'Darrieus' :	10
1.2.5 Systèmes de contrôle de la vitesse de rotation de l'éolienne.....	12
1.3 CONVERSION D'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	14
1.3.1 Principe de conversion photovoltaïque.....	15
1.3.2 Caractéristiques électriques des modules solaires :	17
1.3.3 Les différents types de cellules photovoltaïques.....	17
1.3.4 Systèmes photovoltaïques.....	19
1.3.5 Convertisseur DC-DC.....	20
1.3.6 Optimisation de la production du générateur PV	22
1.4 ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES HYBRIDES :	24
1.5 SYSTEMES DE STOCKAGE	28
1.6 CONCLUSION	31
CHAPITRE 2 : EVALUATION DES GISEMENTS SOLAIRES ET EOLIEN DE LA VILLE D'ADRAR	32
2.1 INTRODUCTION	33
2.2 DESCRIPTION DE LA VILLE D'ADRAR	33
2.2.1 Données géographiques	33
2.2.2 Données météorologiques du site étudié	34
2.3 ETUDE DES GISEMENTS EOLIENS ET SOLAIRE	37
2.3.1 Gisement éolienne	37
2.3.2 Gisement solaire.....	40
2.4 RESULTATS ET DISCUSSION.....	45

2.5	CONCLUSION	51
CHAPITRE 3 : ETUDE DE SYSTEME DE CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE		52
3.1	INTRODUCTION	53
3.2	CARACTERISTIQUES D'UNE EOLIENNE	53
3.2.1	<i>Les variables aérodynamiques</i>	<i>53</i>
3.2.2	<i>Les forces aérodynamiques</i>	<i>54</i>
3.2.3	<i>Les coefficients aérodynamiques.....</i>	<i>55</i>
3.2.4	<i>Géométrie des Profils aérodynamiques.....</i>	<i>58</i>
3.3	MODELISATION MATHEMATIQUE DU ROTOR DE DARRIEUS.....	60
3.4	PROCEDURES ADOPTEES DANS LE PROGRAMME MATLAB	66
3.5	TAILLE DE LA TURBINE EN FONCTION DE LA PUISSANCE REQUISE.....	67
3.6	RESULTATS ET DISCUSSION.....	68
3.6.1	<i>Etude de variation de l'angle d'attaque et la vitesse relative :.....</i>	<i>68</i>
3.6.2	<i>Etude aérodynamique des profils de pales</i>	<i>70</i>
3.6.3	<i>Simulation numérique du rotor de Darrieus par le logiciel de « Qblade ».....</i>	<i>73</i>
3.6.4	<i>Puissance électrique produite par Darrieus-1 dans la région d'Adrar</i>	<i>76</i>
3.7	CONCLUSION	77
CHAPITRE 4 : ETUDE DE SYSTEME DE CONVERSION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE		79
4.1	INTRODUCTION	80
4.2	MODELISATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	80
4.3	PRINCIPE DU CONTROLE MPPT.....	83
4.4	PRINCIPE DE LA RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE (MPPT) PAR LA METHODE DE PERTURBATION ET OBSERVATION » OU P&O.....	85
4.5	DIMENSIONNEMENT DE SYSTEME DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	87
4.5.1	<i>Dimensionnement du convertisseur CC/AC (onduleur)</i>	<i>87</i>
4.5.2	<i>Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....</i>	<i>87</i>
4.6	EVALUATION DE LA PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE DANS LA REGION D'ADRAR.....	88
4.7	RESULTATS ET DISCUSSION.....	89
4.8	CONCLUSION	95
CHAPITRE 5 : ETUDE TECHNICO ECONOMIQUE DES SYSTEMES HYBRIDES		96
5.1	INTRODUCTION :	97
5.2	CAS D'ETUDE.....	97
5.3	DESCRIPTION DES SYSTEMES HYBRIDE	98
5.4	MODELISATION MATHEMATIQUE DES SYSTEMES HYBRIDES	100
5.4.1	<i>Générateur photovoltaïque</i>	<i>100</i>
5.4.2	<i>Aérogénérateur</i>	<i>101</i>

5.4.3	<i>Batterie de stockage</i>	102
5.4.4	<i>Pile à combustible/Electrolyzeur/Réservoir d'hydrogène</i>	103
5.5	CRITERES DE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL D'UN SYSTEME HYBRIDE	105
5.5.1	<i>Critères de fiabilité</i>	105
5.5.2	<i>Modèle économique</i> :	106
5.6	ALGORITHME DEVELOPPE :	108
5.7	RESULTATS ET DISCUSSIONS	111
5.8	CONCLUSION	116
CHAPITRE 6 : ETUDE THEORIQUE ET EXPERIMENTALE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV /		
PILE A COMBUSTIBLE /BATTERIE		118
6.1	INTRODUCTION	119
6.2	DESCRIPTION DE LA CHAMBRE EXPERIMENTAL « CASSETA ».....	119
6.2.1	<i>Description du system hybride (PV/PAC/Batt/H₂) de EGA</i>	122
6.2.2	<i>Description du system hybride (PV/PAC/Batterie/H₂) de GELSHI</i>	127
6.3	GESTION DE L'ENERGIE DU SYSTEME HYBRIDE PV/PAC/BATT	129
6.4	MANUEL D'UTILISATION DE L'ALIMENTATION EN HYDROGENE	132
6.8	SYSTEME DE CONTROLE DE LA PILE A COMBUSTIBLE	132
6.9	RESULTAT ET DISCUSSIONS	133
6.9.1	<i>Résultats du système EGA</i>	134
6.9.2	<i>Résultats du système GELSHI</i>	141
6.10	CONCLUSION	143
7	CONCLUSION GENERALE	145
CONCLUSION GENERALE		146
8	REFERENCES	149
REFERENCES		150
ANNEXES		161
ANNEXE 1 : PROGRAMMES		162
ANNEXE 2 : CARACTERISTIQUE TECHNIQUE DES MATERIELLES UTILISES		166
ANNEXE 3 : PRODUCTION SCIENTIFIQUE		168

Liste des abréviations

<i>Abréviations</i>	
DA	Dinar Algérien
\$	Dollars des Etats Unis d'Amérique
€	Euros
DC	Courant continue
AC	Courant Alternative
ER	Energie renouvelable
Eol	Eolien
PAC	Pile à combustible
PV	Photovoltaïque
MPPT	Point maximal de puissance
SEH	système d'énergie hybride
USEH	unité de stockage d'énergie à base d'hydrogène
<i>Nomenclatures</i>	
A	Surface balayée du rotor (m^2)
A_c	Surface totale du générateur photovoltaïque (m^2)
av	Coefficient de linéarité de la variable V
a, a_1, a_2	facteur d'échelle (m/s)
a_T	Le coefficient de variation du courant en fonction de la température
a_s	Azimut du soleil ($^{\circ}$)
C, C_{rotor}	Couple (N.m)
C_{inst}	Couple instantané (N.m)
c	Corde du profil (m)
C_d	Coefficient de traînée
C_{D0}	Coefficient de traînée à la portance nulle
C_e	Facteur d'efficacité de la turbine
C_L	Coefficient de portance
C_m	Coefficient de couple
C_N	Coefficient de la force normale
C_p	Coefficient de puissance
C_T	Coefficient de la force tangentielle
C_{tot}	Coût total annuel (\$/an)
C_{IC}	Coût d'investissement initial (\$)
C_{rep}	Coût de remplacement (\$)
$C_{O\&M}$	Coût de maintenance (\$)
C_0	Coût des travaux de génie civil, des câbles d'installation et de raccordement (\$)
CRF	Facteur de recouvrement du capital.
D	Diamètre du rotor éolien (m)
DNI	Rayonnement solaire direct, W/m^2

EPG	Excès d'énergie (Wh)
E_{bat}	Energie stocké dans les batteries (Wh)
$E_{éol}$	Energie électrique produite par l'aérogénérateur éolienne (Wh)
E_{WT}	Energie électrique produite par N_{WT} (Wh)
E_{pv}	L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque (Wh)
E_{gen}	énergie produite par les générateurs photovoltaïque et éoliennes (Wh)
E_L	Energie demandée par la charge (Wh)
E_{stor}	Energie stocké sous forme d' H_2 (Wh)
F	Force totale exercée sur N_p pales (N)
F_L	Force de portance (N)
F_D	Force de trainée (N)
F_t	Force tangentiel (N)
F_n	Force normal (N)
F_a	Force axial (dans le sens de la vitesse absolue du vent) (N)
FF	Facteur de forme du rotor éolien
$F(v)$	fonction de distribution cumulative
$f(V)$	distribution de Weibull
ff	Fonction caractéristique du demi-cycle du rotor
G_0	Eclairage solaire de référence (=1000W/m ²)
G_{sc}	constante solaire=1367W/m ²
G_{h0}	rayonnement solaire extraterrestre (W/m ²)
G_h	moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale (Wh/m ² j)
G_d	l'irradiation diffuse journalière moyenne (Wh/m ² j)
G_b	l'irradiation directe (Wh/m ² j)
G_i	Irradiation solaire globale sur un plan incliné (Wh/m ² j)
g	Accélération gravitationnelle (m/s ²)
H	Hauteur de la pale (m)
HHV_{H2}	Pouvoir calorifique supérieur (HHV) de l'hydrogène (=39,7 kWh/kg)
h_s	Hauteur du soleil (⁰)
i	Taux d'intérêt annuel (%)
I	courant fourni par le panneau (A)
I_c	courant fourni par la cellule (A)
I_{ph}	Courant photo généré (A)
I_{scr}	courant de court-circuit de référence (A)
I_p	courant traversant la résistance parallèle (A)
I_d	courant traversant la diode (A)
I_0	courant de saturation inverse d'une diode (A)
$I(k)$	intensité en sortie du panneau à l'itération k (A)
I_s	courant de sortie du champ photovoltaïque
k, k_1, k_2	facteur de forme
K_T	Indice de clarté mensuel
K_d	fraction d'insolation (corrélation de Beeckman)
K	Constante de Boltzmann (1.381x10 ⁻²³ J/k)
K_P	coefficient de performance
LPS	Déficit d'énergie (Wh)
$LPSP$	Probabilité de pertes d'énergie
M_{stor}	Masse d'hydrogène stocké (kg)
N	Force normale (N)
\vec{n}	Vecteur normal à la surface

N_p	Nombre de pales du rotor
n_j	Numéro de jour de l'année à partir du premier Janvier
$n(D)$	rapport cyclique du convertisseur statique DC-DC.
nn	Facteur de non idéalité de la jonction PN comprise entre 1 et 5 dans la pratique
n	Durée de vie du système hybride (an)
$NOCT$	Température nominale de fonctionnement de la cellule ($^{\circ}C$)
N_j	nombre de jours
N_{mb}, N_{PV}	Nombre total des modules photovoltaïque
N_{ms}	nombre de module en série
N_{mp}	nombre de modules en parallèle
N_{WT}	nombre total des éoliennes
N_{tank}	Nombre de réservoir d'hydrogène
N_{Batt}	Nombre de batteries
$N_{conv/inv}$	Nombre de convertisseur/onduleur
P	Puissance (W)
P_{dis-z1}	densité de puissance éolienne à la hauteur de la référence z_1 (W/m^2)
P_{dis-z2}	densité de puissance éolienne à la hauteur du moyeu z_2 (W/m^2)
P_{rec}	Puissance récupérable (W)
P_{util}	Puissance utile (W)
P_u	Prix unitaire (\$)
p	Pression statique (Pa)
P_L	La puissance demandée par la charge (W)
P_{ond}	Puissance de l'onduleur (W)
$P(k)$	puissance en sortie du panneau à l'itération k (W)
P_m	Puissance crête du panneau (Wc).
P_n	Puissance nominal de l'éolienne (W)
P_f	Facteur de remplissage du module
P_{PV}	Puissance total en sortie des panneaux photovoltaïques (W)
p_{PV}	Puissance en sortie d'un seul panneaux photovoltaïque (W)
P_{WT}	Puissance total en sortie des éoliennes (W)
p_{WT}	Puissance en sortie d'une seul éolienne (W)
q	Pression dynamique (Pa)
R, r	Rayon du rotor (m), rayon local du rotor (m)
Re	Nombre de Reynolds
R_b	Facteur de conversion
$REPG$	Energie relative excédentaire générée
S	Surface de la pale (m^2)
SS	Durée d'insolation journalière mesurée (h)
S_0	Durée astronomique du jour (h)
T	Force tangentielle (N)
T_a	température ambiante moyenne journalière ($^{\circ}C$)
T_c	température moyenne journalière de la cellule ($^{\circ}C$)
U	Vitesse de la pale (m/s)
$V_{\infty}=V_0$	Vitesse du vent (m/s)
V	Vitesse de vent au niveau de la palle (m/s)
V_{moy}	vitesse moyenne du vent (m/s)
V_d	Vitesse de démarrage de l' éolienne (m/s)
V_n	Vitesse nominale de l'éolienne (m/s)
V_s	Vitesse d'arrêt de l'éolienne (m/s)
V_m	Tension nominale du module (Volt)

V_c	tension à la borne de cellule (Volt)
V_1	vitesse réelle du vent à une hauteur de Z_1 (m/s)
V_2	vitesse du vent à la hauteur requise (m/s)
V_{conv}	tension nominale du convertisseur DC/DC (Volt)
V_T	tension thermique
V_e	tension d'entrée du convertisseur (Volt)
V_s	tension de sortie du convertisseur (Volt)
$V(k)$	tension en sortie du panneau à l'itération k (Volt)
W	Vitesse relative de vent (m/s)
T	température effective de la cellule en kelvin
T_{ref}	température de référence, 298k (25°C)
TSV	temps solaire vrai (h)

Lettre grecques

λ	Vitesse spécifique (TSR « Tip Speed Ration »)
σ	Solidité du rotor
σ_b	Taux d'autodécharge de la batterie
σ_s	Taux d'insolation
α	Angle d'attaque (rad)
β	Angle d'inclinaison du capteur solaire (°)
γ_t	Coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température (/°C)
μ	Viscosité dynamique (Pa.s)
ρ	Masse volumique de l'air (Kg/m ³)
ρ_s	L'albédo au sol
ω	Vitesse angulaire (rad/s)
ω_h	Angle horaire (°)
ω_s	Angle horaire au lever ou de coucher de soleil sur le plan horizontal (°)
ω'_s	Angle horaire du lever ou de coucher de soleil sur le plan incliné (°)
θ	position angulaire de la pale (°)
δ	Angle de calage (rad)
δ_s	déclinaison de la terre (°)
ϵ	Facteur de frottement propre au type de terrain
η_B	Rendement de la batterie
η_{elec}	Rendement d'électrolyseur
η_{FC}	Rendement de la pile à combustible
η_m	Rendement du multiplicateur
η_g	Rendement de la génératrice de la turbine éolien
η_{ond}	Rendement de l'onduleur
η_{PV}	rendement du générateur photovoltaïque
η_r	rendement de référence du générateur photovoltaïque
Γ	fonction Gamma
χ	écart type
Ψ_l	latitude du lieu (°)

Liste des figures

Figure 1. 1: Production de l'énergie éolienne dans le monde (Lee and Zhao, 2020)	5
Figure 1. 2: Eoliennes tripales et multi-pale (Boudia, 2013).....	7
Figure 1. 3 : Configurations à axe horizontal	7
Figure 1. 4 : Eoliennes à axe vertical (Guillaume, 2007)	8
Figure 1. 5 : Rendement des divers modèles d'éoliennes en fonction de la vitesse réduite (Guillaume, 2007).....	9
Figure 1. 6 : Puissance produite par la turbine à axe horizontale et la turbine à axe vertical(Pagnini et al., 2015).....	10
Figure 1. 7 : Représentation de la portance, de la trainée et de l'angle d'attaque α d'un profil d'aile dans un écoulement (Jamati, 2011).	10
Figure 1. 8 : Distribution du coefficient de portance, de trainée et du rapport C_L/C_D en fonction de l'angle d'incidence (Source donnée : Sandia National Laboratories (Sheldehl and Klimas, 1981)).....	11
Figure 1. 9 : angle d'attaque, a- pale rotative dans les conditions de fonctionnement normales, b- Pale rotative à faible vitesse de rotation (Douak et al., 2018).....	11
Figure 1. 10 : Système de décrochage aérodynamique (Decoste, 2005).	13
Figure 1. 11 : Variation de l'angle de calage (δ) d'une pale (Nahas, 1993)	14
Figure 1. 12: Schéma de principe de la conversion photoélectrique	15
Figure 1. 13 : Caractéristique courant – tension d'une cellule photovoltaïque (Louazene, 2008).	16
Figure 1. 14 : Schéma de principe d'un hacheur parallèle (boost) (Sadek, 2009).....	21
Figure 1. 15 : Circuit du convertisseur Buck (Sadek, 2009).....	21
Figure 1. 16 : Convertisseur dévolteur-survolteur (Sadek, 2009).....	22
Figure 1. 17 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque (Ameziane, 2014).....	23
Figure 1. 18 : Classification des systèmes hybride (Stoyanov, 2011)	24
Figure 1. 19 : Dissociation de l'hydrogène en surface, diffusion dans le métal et formation de l'hydrure métallique.....	30
Figure 2. 1 : Carte de La région d'Adrar (Mokhtara et al., 2017)	34
Figure 2. 2 : Extension du bassin aquifère de l'albien (Bouzidi, 2012).	34
Figure 2. 3 : Moyenne mensuelle de la température minimale et maximale de l'air [Metonorme 7]	35
Figure 2. 4 : Température ambiante horaire [Metonorme 7]	36
Figure 2. 5 : Irradiation moyenne horaire dans la région d'Adrar [Metonorme 7].....	36
Figure 2. 6 : Vitesse horaire du vent à 10 m de hauteur [Metonorme 7].....	36
Figure 2. 7 : Position du soleil	42
Figure 2. 8 : Vitesse mensuelle du vent à 10m et à 18m du sol pour le site d'Adrar	45
Figure 2. 9 : Distribution de Weibull à 10m et à 18m du sol pour le site d'Adrar	46
Figure 2. 10 : Puissance éolien disponible sur le site d'Adrar.....	46
Figure 2. 11 : L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale.	46
Figure 2. 12 :Irradiation globale journalière pour une inclinaison égale la latitude	47
Figure 2. 13 : L'irradiation globale journalière sur une surface pour différentes inclinaisons.	48
Figure 2. 14 : Irradiation globale journalière saisonnier sur une surface horizontale et incliné.....	49
Figure 2. 15 : L'irradiation globale horaire sur une surface horizontale et inclinée pendant les « jours type » de chaque mois.....	51
Figure 3. 1 : Les forces agissant sur un profil aérodynamique et triangle des vitesses	54

Figure 3. 2 : Variation des forces aérodynamiques en fonction de l'angle d'attaque.....	55
Figure 3. 3 : Géométrie du Profil.....	59
Figure 3. 4 : Eolienne Darrieus à trois pales droites.....	61
Figure 3. 5 : Triangle des vitesses d'une éolienne à axe verticale de type Darrieus (Antheaume et al., 2008).....	61
Figure 3. 6 : Triangle des vitesses et efforts sur une éolienne à axe verticale de type Darrieus (Roa, 2011).....	64
Figure 3. 7:L'angle d'attaque local vs θ pour des valeurs fixe de λ pour une pale (Douak et al., 2018).....	69
Figure 3. 8 : L'angle d'attaque local vs λ pour différentes valeurs de θ pour une pale (Douak et al., 2018).....	69
Figure 3. 9 : Distribution angulaire de la vitesse relative pour une pale pour différentes valeurs de λ	70
Figure 3. 10 : Géométrie des profile : -NACA0012, - NACA0018, - NACA4418.....	71
Figure 3. 11 : Coefficient de portance des profiles.....	71
Figure 3. 12 : Coefficients de trainer des profiles.....	72
Figure 3. 13 : Coefficient de portance en fonction de coefficient de trainer des profiles.....	72
Figure 3. 14 : Finesse des profiles.....	73
Figure 3. 15 : Coefficients de puissance.....	74
Figure 3. 16 : Couples de Darrieus.....	75
Figure 3. 17 : Puissances de Darrieus à 7m/s.....	75
Figure 3. 18 : Puissance récupérable à 18m.....	76
Figure 3. 19 : Puissance utile à 18m.....	77
Figure 3. 20 : Energie électrique journalière mensuelle produite.....	77
Figure 4. 1 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque (Louazene, 2008).....	80
Figure 4. 2 : Groupement de N_s cellules en série et N_p en parallèle (Louazene, 2008).....	82
Figure 4. 3 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une commande MPPT.....	84
Figure 4. 4 : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire.....	85
Figure 4. 5 : Diagramme fonctionnel de l'algorithme "perturbation et observation (LOUAZENE, 2008).....	86
Figure 4. 6 : Effet de la température sur la caractéristique I-V.....	90
Figure 4. 7 : Effet de la température sur la caractéristique P-V.....	91
Figure 4. 8 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V.....	91
Figure 4. 9 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V.....	92
Figure 4. 10 : Variation mensuelle de température des cellules et de température ambiante.....	92
Figure 4. 11 : Rendement des panneaux photovoltaïques.....	93
Figure 4. 12 : Evaluation de la production mensuel journalière d'électricité photovoltaïque pendant les jours type de chaque mois.....	94
Figure 4. 13 : Production mensuel d'électricité photovoltaïque.....	94
Figure 5. 1 : Profil des ressources renouvelables de la journée représentative considérée sur le site d'Adrar.....	98
Figure 5. 2 : Profil de charge horaire (Kaabeche and Ibtouen, 2014).....	98
Figure 5. 3 : Schéma d'un système PV/Eol/PAC.....	99
Figure 5. 4 : Schéma d'un système PV/Eol/batterie.....	100
Figure 5. 5 : Organigramme de dimensionnement optimal du système (PV/Eol/PAC).....	109
Figure 5. 6 : Organigramme de dimensionnement optimal du système (PV/Eol/Batt).....	110
Figure 5. 7 : Coût total annuel des systèmes hybrides.....	112

Figure 5. 8 : Coût annuel total (\$/an). (a) PV/Eol/PAC; (b) PV/PAC; (c) Eol/PAC	113
Figure 5. 9 : Coût annuel total (\$/an). (a) PV/Eol/PAC; (b) PV/PAC; (c) Eol/PAC	113
Figure 5. 10 : Bilan énergétique par heure pour les systèmes hybrides optimaux. (a) PV/Eol/ batt; (b) PV / batt; (c) Eol/ batt	114
Figure 5. 11 : Bilan énergétique par heure pour les systèmes hybrides optimaux. (a) PV/Eol/ PAC; (b) PV/PAC; (c) Eol/PAC	115
Figure 5. 12 : Différence entre les puissances générées et demandées.....	116
Figure 5. 13 : Niveau de stockage du réservoir d'hydrogène.....	116
Figure 6. 1 : Laboratoire de CIEMAT (Av. Complutense,40, 28040 Madrid, Espagne (40.45, - 3.73)).....	119
Figure 6. 2 : Différentes vues de la chambre expérimental « casseta »	120
Figure 6. 3 : Schéma de principe de la chambre expérimental	120
Figure 6. 4 : Commutateurs S1 et S2	121
Figure 6. 5 : Système de secours.....	121
Figure 6. 6 : Electrolyzeur de casseta	122
Figure 6. 7 : Schéma d'un système PV/PAC/Batterie/H ₂ de EGA	123
Figure 6. 8 : Equipements de EGA	124
Figure 6. 9 : Montage des panneaux photovoltaïque	125
Figure 6. 10 : Schéma descriptive de PV/PAC/Batterie de GELSHI	127
Figure 6. 11 : Equipements de GELSHI	127
Figure 6. 12 : Interface du système de contrôle de GELSHI.....	128
Figure 6. 13 : Courbes de polarisation de la PAC de 200W	129
Figure 6. 14 : Organigramme de la simulation numérique	131
Figure 6. 15 : Circuit d'hydrogène.....	132
Figure 6. 16 : Régulateur de pression	133
Figure 6. 17 : Caractéristiques Tension - courant et puissance de sortie nette de la PAC.....	134
Figure 6. 18 : Débit d'hydrogène en fonction de la puissance de sortie de la PAC	134
Figure 6. 19 : Efficacité moyennes des modules solaire de type CIS.....	135
Figure 6. 20 : Courbe I-V du panneau solaire CIS- n ° 6	136
Figure 6. 21 : Profil de charge horaire (09 mai 2017)	136
Figure 6. 22 : Énergie solaire disponible et température des panneaux photovoltaïques (09 mai 2017).....	137
Figure 6. 23 : Énergie générée par les panneaux photovoltaïques (09 mai 2017)	137
Figure 6. 24 : Température des composantes	138
Figure 6. 25 : Différence entre l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques et la puissance demandée (09 mai 2017)	139
Figure 6. 26 : Variation dynamique du système de stockage hybride	139
Figure 6. 27 : Bilan énergétique du système hybride (pendant une heure) (09 mai 2017).....	140
Figure 6. 28 : Bilan énergétique horaire du système hybride : a- obtenu par simulation ; b- obtenu par expérience (09 mai 2017)	140
Figure 6. 29 : État de charge des batteries (09 mai 2017)	141
Figure 6. 30 : Débit d'hydrogène consommé par la PAC (09 mai 2017).....	141
Figure 6. 31 : Profile de charge de système de GHLSHI	142
Figure 6. 32 : Irradiation solaire	142
Figure 6. 33 : Bilan énergétique / 29 octobre 2016 : a- Expériences ; b- Simulation.....	142
Figure 6. 34 : Répartition de consommation de charge et des instruments auxiliaire / 29 octobre 2016	143
Figure 6. 35 : Répartition de l'énergie générée par la PAC(FC) et le module PV / 29 octobre 2016	143

Liste des tableaux

Tableau 1. 1 : Les dix premiers pays dans le domaine d'énergie éolien en Décembre 2017 (Lee and Zhao, 2020)	6
Tableau 1. 2 : Classification des SEH par gamme de puissance (BAGHDADI, 2011)	26
Tableau 2. 1 : Caractéristiques du site étudié	33
Tableau 2. 2 : données météorologiques du site étudié (O.N.M)	35
Tableau 2. 3 : Paramètre annuelle de Weibull du site étudié à 10m du sol (Boudia, 2013)	40
Tableau 2. 4 : Liste des jours types par mois proposés par Klein.....	43
Tableau 2. 5 : Paramètre annuelle de Weibull du site étudié à 18 m du sol	45
Tableau 2. 6 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.....	47
Tableau 2. 7 : Irradiation globale journalière pour une inclinaison optimale	48
Tableau 3. 1 : paramètre de simulation de profils de pales.....	70
Tableau 3. 2 : Comparaison des caractéristiques des profils pour $Re=3 \times 10^6$	73
Tableau 3. 3 : Paramètre de simulation de Darrieus à pales droite.....	74
Tableau 3. 4 : Résultats de dimensionnement.....	76
Tableau 5. 1 : Caractéristiques technico-économiques du module photovoltaïque.....	101
Tableau 5. 2 : Caractéristiques technico-économiques de l'aérogénérateur.....	102
Tableau 5. 3 : Caractéristiques technico-économiques de la batterie	103
Tableau 5. 4 : Caractéristiques technico-économiques du convertisseur	103
Tableau 5. 5 : Caractéristiques technico-économiques de la PAC	104
Tableau 5. 6 : Caractéristiques technico-économiques de l'électrolyseur.....	105
Tableau 5. 7 : Caractéristiques technico-économiques du réservoir d'hydrogène	105
Tableau 5. 8 : Dimensionnement optimal des systèmes hybride.....	111
Tableau 5. 9 : Cout annuel des systèmes hybrides.	113
Tableau 6. 1 : Caractéristiques techniques de panneaux	125
Tableau 6. 2 : Caractéristiques techniques du PAC/5000W	126
Tableau 6. 3 : Caractéristiques techniques de la bouteille d'hydrogène.....	126
Tableau 6. 4 : Caractéristiques techniques de la batterie.....	126
Tableau 6. 5 : Caractéristiques techniques des convertisseurs DC/DC	126
Tableau 6. 6 : Caractéristiques techniques de la batterie du système GELSHI.....	128
Tableau 6. 7 : Caractéristiques techniques de la PAC/200W	128
Tableau 6. 8 : Caractéristiques électriques des modules PV de type CIS	135
Tableau 6. 9 : Température des composantes	138

Introduction générale

Introduction générale

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde y compris en Algérie, elle a plus que doublé en 40 ans (de 1973 à 2013). La grande partie de l'énergie électrique utilisée par l'humanité provient des énergies fossiles, il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part, quels que soient les cas de figures envisagés. Selon l'agence internationale de l'énergie, ses ressources conventionnelles représentent 80,4 % de production d'énergie globale, elles sont à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂(Gergaud and Mod, 2009; M. Lopez, 2008).

L'épuisement des énergies fossiles, les changements climatiques dus aux gaz à effet de serre. Le problème d'électrification des locaux dans les sites isolés et le transport de l'énergie électrique dans les zones éloignées, l'installation des lignes électriques sur des centaines de kilomètres représentent un lourd fardeau financier(Ghassan Zubi, Rodolfo Dufo-López, 2016).

Dans le cadre du développement durable, et face aux problèmes posé par les risques de pénurie des matières fossiles et leurs effets sur le changement climatique, les gouvernements doivent agir dans le sens d'un développement durable basé sur le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables, ces dernières représentent un gisement considérable au niveau mondial (Riad Chedid and Rahman, 1997).

Vu la nature alternative de la majorité des énergies renouvelable, et la diversité des conditions climatique d'un site à autre, l'utilisation d'une seule source d'énergie peut ne pas subvenir à lui seul aux besoins énergétiques souhaités, pour assurer le fonctionnement de toutes les installations durant toute l'année. En effet, pour assurer le fonctionnement d'une installation durant toute l'année, on envisage l'utilisation d'un système d'appoint. Plusieurs travaux ont été réalisés en utilisant comme système d'appoint un groupe électrogène (Yahiaoui et al., 2016), un groupe diesel (Wen et al., 2017) ou autres dont le fonctionnement dans ces installations est lié à la nature des besoins. Un système d'appoint à base d'énergie fossile réduit la capacité de stockage nécessaire et le coût (Ismail et al., 2013), mais d'une part, il nécessite la maintenance et le carburant et d'autre part, il présente comme inconvénients le bruit et la pollution (Kaabeche and Ibtouen, 2014), donc on envisage l'utilisation d'un système hybride à base d'énergie renouvelables.

Les systèmes énergétiques hybrides et renouvelables combinent plusieurs sources d'énergie comme solaire-éolienne (Blal et al., 2018), hydraulique-éolienne (Kennedy et al., 2017),...etc, afin de répondre aux besoins électriques des zones isolées, ils permettent des améliorations en termes d'efficacité énergétique ainsi qu'une intégration croissante des énergies renouvelables. Le choix d'un tel système hybride est déterminé par le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Actuellement, l'énergie solaire et éolienne devient une source énergétique attirée pour générer de l'électricité. Cependant, l'inconvénient major avec ces sources est leur nature imprévisible et leur dépendance vis-à-vis des changements climatiques, et ses variations peuvent ne pas correspondre à la distribution temporelle de la demande de charge. La combinaison entre le solaire, l'éolien et le système de stockage peut fournir un haut niveau de sécurité grâce à la combinaison de production et de stockage d'énergie. Le système de stockage répond à la demande lorsque les sources renouvelables ont une faible énergie.

L'objectif principal de cette étude est de dimensionner et d'optimiser deux modèles sophistiqués pour satisfaire les besoins électriques d'une habitation isolé équipé d'un système hybride à base d'énergie renouvelable, et de trouver un équilibre entre l'apport énergétique existant sur le site et la demande (la charge) qui est une fonction du temps (jour, saison et année). Le premier modèle se compose d'un système hybride autonome (Solaire/éolien/batterie), le deuxième modèle se compose d'un système hybride autonome (Solaire/éolien/pile à combustible), puis une analyse économique des systèmes choisis. Pour valider les résultats théorique et numérique, une étude comparative entre les résultats de simulation numérique et expérimentale d'un système hybride qui combine entre les deux modes de stockage (Batterie/H₂).

Pour réaliser ces objectifs, le travail présenté ici s'organise selon six chapitres :

Le premier chapitre présente les principales notions liées à la technologie utilisée dans les S.E.H, composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et d'un système de stockage (batteries et hydrogène), une attention particulière a été consacré à ce type de sources et de stockage. Les différents types d'architectures existants, les outils de dimensionnement, ainsi que les problèmes habituels des S.E.H.

Le deuxième chapitre, vise à assurer, une étude des gisements solaire et éolien de la ville d'Adrar ; on présente quelques notions fondamentales d'astronomies. Un calcul d'estimation

de l'irradiation globale moyenne mensuelle sur le plan horizontal et le plan incliné à un angle égal à la latitude sera effectué à l'aide du logiciel MATLAB, d'autre part, on présente un aperçu sur les caractéristiques statistiques du vent en basant sur la distribution de Weibul.

Dans le chapitre 3, une modélisation mathématique d'un système de conversion de l'énergie éolienne de faible taille sera présentée. Cette modélisation permis de résoudre les équations des efforts et du couple aérodynamique par un code de Matlab. Ainsi que l'utilisation de logiciel Qblade, basé sur la méthode de double disque actuateur multiple. La convergence de l'algorithme de résolution a été accomplie pour plusieurs profils aérodynamiques. Afin de trouver les dimensions optimales d'un rotor éolien à axe vertical qui peut produire 5kW.

Le quatrième chapitre est consacré au système de conversion solaire photovoltaïque, nous commencerons par une modélisation mathématique du panneau photovoltaïque et nous détaillerons les principales caractéristiques de la source PV. Puis, nous déterminons les dimensions optimales d'une installation PV qui peut produire 5kW.

Le cinquième chapitre, est consacré à la modélisation mathématique des différentes composantes des systèmes hybrides. Ce chapitre est une phase importante, avant toute phase de dimensionnement optimal, pour la détermination des caractéristiques optimales d'un système d'énergie hybride. Les composantes qui nous intéressent regroupe quatre sous-systèmes principaux à savoir le générateur éolien, le générateur photovoltaïque, la pile à combustible et le système de stockage pour emmagasiner l'excès énergétique lorsqu'il existe et de le restituer lors des périodes de manque d'apport.

Dans le dernier chapitre, on présente une simulation numérique et une étude expérimentale au même temps d'un système hybride composé de champs photovoltaïques/ Pile à combustible/batteries/hydrogène. Le système de gestion proposé est considéré comme un système de contrôle hybride utilisant la carte d'acquisition de données LabVIEW. Celle-ci fournir une solution pratique pour les systèmes hybrides. Le contrôleur proposé vérifie en temps réel la demande totale de la charge et exploite les sources électriques à base d'énergie solaire / hydrogène pour satisfaire les besoins de la charge. La carte de contrôle électronique mise en œuvre surveille le système hybride et exploite les commutateurs associés pour sélectionner la source d'énergie appropriée pour la charge locale.

Chapitre 1 : Etat de l'art sur la conversion des énergies solaire et éolien

1.1 Introduction

Ce chapitre présente, dans sa première partie, une vue générale sur les perspectives d'offre d'énergie mondiale et Algérien, la génération des énergies renouvelables et particulièrement, les énergies éolienne et solaire. La deuxième partie est consacrée à la description de la turbine éolienne, ces éléments constitutifs, ces différents types, et les stratégies de fonctionnement. Le deuxième partie présente la conversion solaire photovoltaïque, comportant les différents types de panneaux utilisées, ainsi que leurs avantages et leurs inconvénients. Enfin, Un état de l'art sur les systèmes hybrides en dernière partie.

1.2 Conversion d'énergie éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement de d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement (Boudia, 2013; Miloud, 2013). Cette énergie a connu depuis environ 30 ans un essor sans précédent qui est dû notamment aux premiers chocs pétroliers (Ladenburg, 2009).

1.2.1 Production éolienne

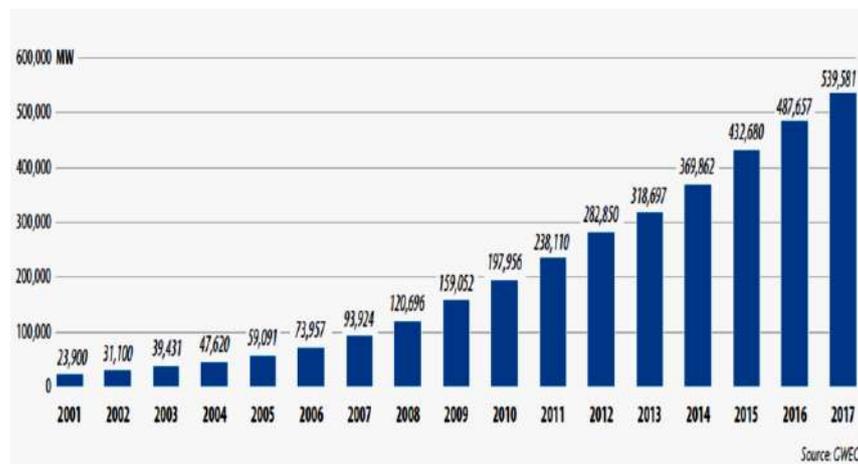


Figure 1. 1: Production de l'énergie éolienne dans le monde (Lee and Zhao, 2020)

A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. On comptait en 2001 environ 23,900 MW de puissance installée. Ce

chiffre a atteint en 2017, environ 593,581MW de puissance éolienne installée dans le monde comme elle montre la Figure 1.1 (Lee and Zhao, 2020).

Tableau 1. 1 : Les dix premiers pays dans le domaine d'énergie éolien en Décembre 2017
(Lee and Zhao, 2020)

Country	MW	% Share
PR China*	188,232	35
USA	89,077	17
Germany	56,132	10
India	32,848	6
Spain	23,170	4
United Kingdom	18,872	3
France	13,759	3
Brazil*	12,763	2
Canada	12,239	2
Italy	9,479	2
Rest of the world	83,008	15
Total TOP 10	456,572	85
World Total	539,581	100

1.2.2 Différents types d'éoliennes

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes (Joselin Herbert et al., 2007):

- Turbines à axe horizontal.
- Turbines à axe vertical.

A- Turbines à axe horizontal

La plupart des éoliennes actuellement installées utilisent des turbines à axe horizontal (Solman et al., 2021). Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent les voilures à deux, trois pales (les plus courantes) et les multi pales Figure 1.2.

La voileure peut être placée avant la nacelle (Eolienne « amont ») et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Une autre solution qui permet d'alléger la construction par la suppression de tout dispositif mécanique d'orientation est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle (Eolienne « aval »). Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes, dues au passage des pales derrière le mat, sont à noter. La Figure 1.3 montre les deux procédés (Boudia, 2013).

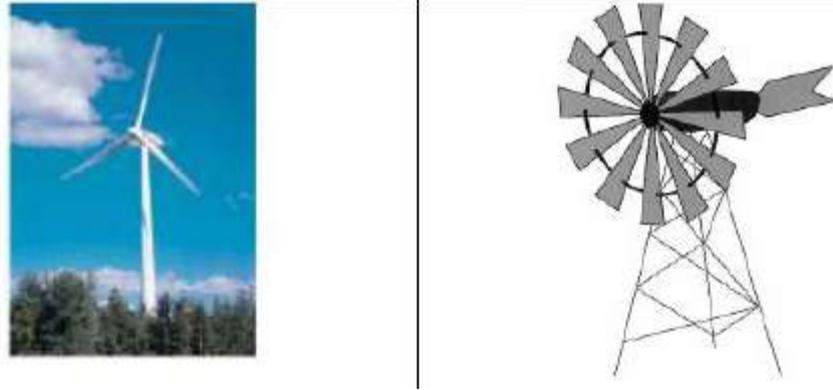


Figure 1. 2: Eoliennes tripales et multi-pale (Boudia, 2013).

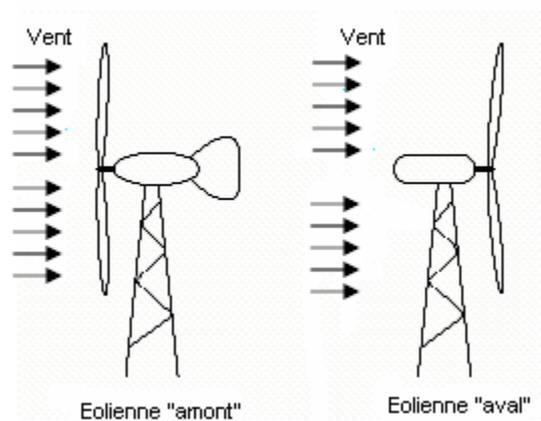


Figure 1. 3 : Configurations à axe horizontal

B- Turbines à axe vertical

Elles présentent certains avantages : machineries au sol, pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent, construction souvent simple. Elles tournent à faible vitesse. Elles présentent par contre des difficultés pour leur guidage mécanique, le palier bas devant supporter le poids de l'ensemble de la turbine (Paillard et al., 2015; Sengupta et al., 2016). Il existe principalement trois technologies de ce type d'éoliennes (Figure 1.4).

- Les turbines Darrieus classiques.
- Les turbines Darrieus à pales droites (type-H).
- Les turbines Savonius.

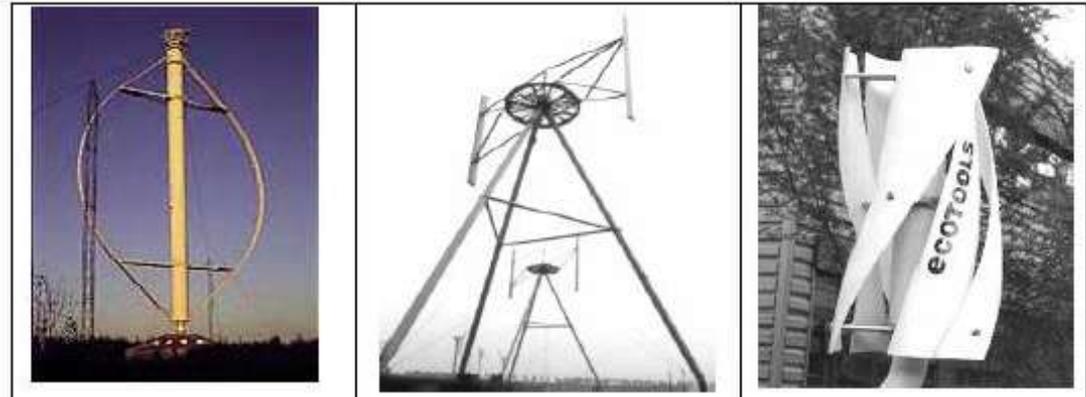


Figure 1. 4 : Eoliennes à axe vertical (Guillaume, 2007)

1.2.3 Etat de l'art sur la turbine à axe vertical type Darrieus

Si la filière du « grand éolien » (fermes de très forte puissance, sites offshores) est en pleine expansion, l'idée de décentraliser l'énergie en produisant de petites quantités de façon localisée est de plus en plus présente pour l'électrification des zones rurales, des pays en développement mais aussi les zones urbaines et péri-urbaines. Pour dynamiser la recherche sur ce thème, le domaine de la recherche sur l'éolien est en effet un problème de la filière, mentionné par l'ADEME (Saeidi et al., 2013; Sedaghat, 2014). Alors que l'éolienne à hélice est la technologie dominante pour les machines de forte puissance. Les petites turbines pour les applications visées, sont souvent de conception très différente.

Plusieurs concepts en cours de développement reposent sur l'utilisation de la force Magnus déjà exploitée par le passé pour la propulsion nautique. Théoriquement comme le montre (Baniassadi et al., 2017), il est possible d'atteindre des rendements comparables aux éoliennes à hélices avec une éolienne à cylindres tournants. Le principe de traînée différentielle (Baniassadi et al., 2017) entre deux augets proposés par Savonius suscite encore aujourd'hui un grand nombre de brevets à l'efficacité parfois contestable. Ce concept présente bien des avantages (fort couple au démarrage, faible bruit, pas de dispositif d'orientation, puissance ramenée au sol) mais son rendement est relativement faible, est de l'ordre de 25% actuellement. L'éolienne Darrieus reprend la conception à axe vertical et ses avantages, mais le couple moteur étant produit par la portance d'un profil (Seh et al., 2014), le rendement devient comparable à celui d'une hélice (Figure 1.5).

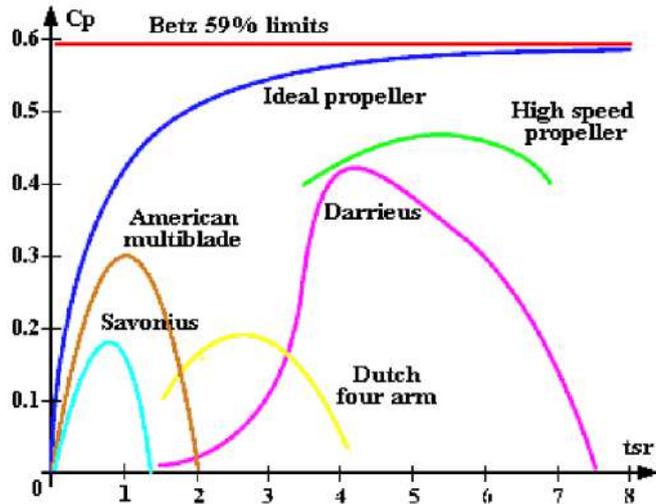


Figure 1. 5 : Rendement des divers modèles d'éoliennes en fonction de la vitesse réduite (Guillaume, 2007)

En turbines éoliennes de type hélice, les contraintes de flexion des pales augmentent si la vitesse du rotor augmente (Eder et al., 2017; Lachenal et al., 2014), ce qui n'est pas le cas avec la turbine de type Darrieus en raison de leur forme (Bianchini et al., 2017; Zamani et al., 2016). Le rotor éolien à axe vertical est un bon choix pour la production d'énergie éolienne à petite et moyenne échelle (Baniassadi et al., 2017). Dans les zones urbaines, où le vent est très turbulent et instable avec des changements rapides de direction et de vitesse (Kenjereš et al., 2015), l'utilisation d'éoliennes à axe vertical est un sujet qui attire une attention particulière puisqu'elles s'adaptent bien aux effets de turbulence (Tjiu et al., 2015a). En effet, selon une analyse expérimentale de deux petites éoliennes réalisées par réf (Pagnini et al., 2015) avec des axes verticaux et horizontaux respectivement et placées dans l'environnement urbain; la turbine à axe vertical (VAWT) a donné un bon rendement Figure 1.6, par conséquent il attire de plus en plus d'attention pour ses avantages de simple conception, faible coût et bon entretien, en plus le coût du rotor Darrieus est inférieur à celui du rotor horizontal (Lee and Lim, 2015; Saeidi et al., 2013; Tjiu et al., 2015b).

Cependant, leur performance de départ est l'un des problèmes qui affectent le développement de l'éolienne à axe vertical (Sengupta et al., 2016). Toutefois comme le souligne Ion Paraschivoiu dans son ouvrage de synthèse dédié à la conception des éoliennes Darrieus (Paraschivoiu, 2002), ce type de voilure nécessite un effort de recherche et de développement pour surmonter les handicaps inhérents à cette géométrie. Principalement, la forte variabilité de

la charge aérodynamique au cours du cycle de rotation impose des contraintes mécaniques néfastes à la structure.

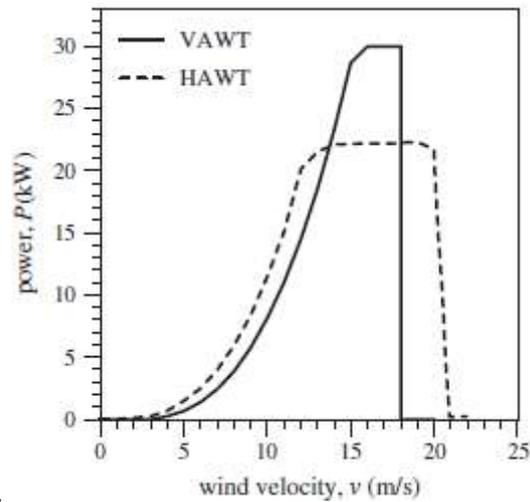


Figure 1. 6 : Puissance produite par la turbine à axe horizontal et la turbine à axe vertical (Pagnini et al., 2015).

1.2.4 Position du problème de démarrage de la turbine 'Darrieus' :

Le principe de fonctionnement d'une éolienne à axe vertical est analogue à l'aérodynamique d'un profil d'aile (Ghosh et al., 2015). Le fluide autour du profil d'aile génère des efforts sur celui-ci. Ces forces sont généralement exprimées en composantes de portance (F_L) et de trainée (F_D). La force de trainée est parallèle à l'écoulement. La force de portance est perpendiculaire à la force de trainée. L'angle formé entre la ligne de corde et l'écoulement est appelé angle d'attaque (α) (Figure 1.7)

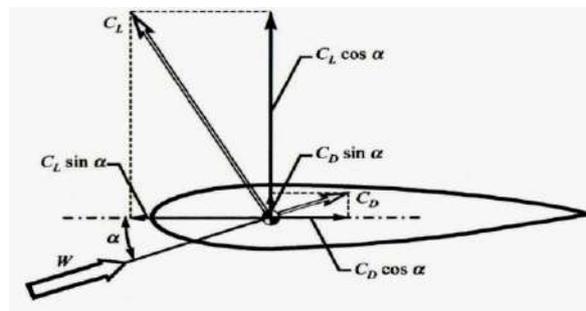


Figure 1. 7 : Représentation de la portance, de la trainée et de l'angle d'attaque α d'un profil d'aile dans un écoulement (Jamati, 2011).

La caractéristique de la plupart des profils est que leur finesse exprimée par le rapport portance-trainée (F_L/F_D) augmente avec l'augmentation de l'angle d'attaque jusqu'au point où

l'écoulement se détache du profil générant ainsi une chute instantanée de la portance et une augmentation de la traînée. A titre d'exemple une situation typique d'apparition du décrochage est illustrée sur la Figure 1.8 pour un profil NACA0018 (dans le cas spécifique du profil considéré le décrochage apparaît pour une incidence de 9° environ). Afin de garantir une bonne performance aérodynamique pour un dispositif d'éolienne, il faut éviter autant que possible d'entrer en situation de décrochage.

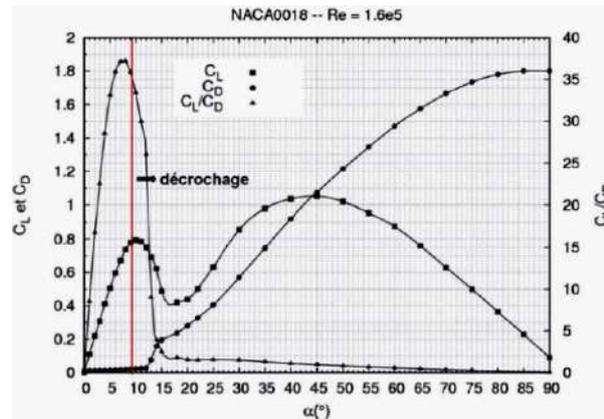


Figure 1. 8 : Distribution du coefficient de portance, de trainée et du rapport C_L/C_D en fonction de l'angle d'incidence (Source donnée : Sandia National Laboratories (Sheldehl and Klimas, 1981)).

Dans la Figure 1.9a, l'angle d'attaque demeure plus petit que l'angle de décrochage, et le vent produit ainsi une force de portance utile. À faible vitesses de rotation, la vitesse de la pale devient petite (Figure 1.9b). Ceci mène à une faible vitesse spécifique et une augmentation de l'angle d'attaque ce qui provoque le décrochage aérodynamique de la pale. Le décrochage se produit quand l'angle d'attaque dépasse une certaine valeur critique selon le nombre de Reynolds (Figure 1.8).

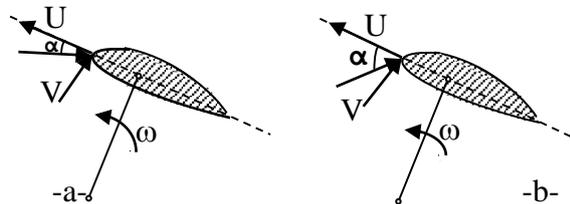


Figure 1. 9 : angle d'attaque, a- pale rotative dans les conditions de fonctionnement normales, b- Pale rotative à faible vitesse de rotation (Douak et al., 2018)

En conséquence, les constructeurs sont obligés de fournir de tels systèmes d'éolien (moteur électrique, rotor de Savonius, etc.) pour donner une capacité d'auto-démarrage à faibles vitesses

du vent pour le mettre dans des conditions de fonctionnement. Plusieurs solutions ont été présentées pour surmonter l'incapacité d'auto-démarrage de Darrieus, parmi lesquels, l'utilisation de conception de profil innovant nommé EN0005 (Batista et al., 2015), une configuration hybride d'une Savonius (éolienne de fort couple de démarrage) et d'un Darrieus à pales de forme droite (éolienne de force de portance) (Paillard et al., 2015) ou rotor de Darrieus de forme ovale (Ghosh et al., 2015), l'utilisation d'un système mécanique pour optimiser le pas de pale (Tjiu et al., 2015b) en remplaçant les pales conventionnelles du rotor éolienne à axe vertical par des pales asymétriques telles que la pale de profil (S1210) (Adiloğlu et al., 2012). D'autres approches qui ont été proposées pour améliorer l'auto-démarrage utilisent un profil aérodynamique normal et un autre profil aérodynamique avec une ouverture située sur le bord arrière du profil aérodynamique (Chen et al., 2015), cette ouverture peut augmenter le coefficient de puissance à basse vitesse du vent, d'autres utilisent des pales qui changent leur forme pendant leur fonctionnement (Zeiner-gundersen, 2015), cette approche augmente le coût et ajoute des complications à la conception. M.Torabi (Zamani et al., 2016) a spécifié un profil de pale capable d'offrir des capacités de démarrage automatique à l'éolienne sans composants supplémentaires. D'autres solutions peuvent être apportées par l'électronique de puissance qui permet le contrôle en temps réel de la charge électrique afin d'optimiser le prélèvement (Mirecki, 2005), mais aussi de réduire les contraintes mécaniques. Pourtant à ce jour, la mise au point de ces procédés, sur lequel travaille la communauté du génie électrique, repose sur des modèles de comportement quasi-statique de la voilure. La prise en compte de son comportement dynamique permettrait de proposer d'autres stratégies plus performantes de gestion de l'énergie en temps réel.

1.2.5 Systèmes de contrôle de la vitesse de rotation de l'éolienne

Les éoliennes sont en générale construites de manière à atteindre leurs performances à une certaine vitesse de vent V_n . En cas de vitesse de vent supérieur à V_n , il est nécessaire de perdre une partie de l'énergie supplémentaire contenue dans le vent afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne. Toutes les éoliennes sont donc conçues avec un système de régulation de la puissance. Il y'a deux manières différentes de contrôler en toute sécurité la puissance extraite à sa valeur nominale (Pawsey, 2002) :

A- Système de décrochage aérodynamique (Stal control): Consiste à concevoir la géométrie de la pale de façon à mettre à profit, en cas de vitesses de vent trop élevées,

le décrochage aérodynamique en provoquant de la turbulence sur la partie de la pale qui n'est pas face au vent (Figure 1-10), ce qui empêche la portance d'agir sur le rotor. Ce système est utilisé généralement dans les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances (Hansen et al., 2007).

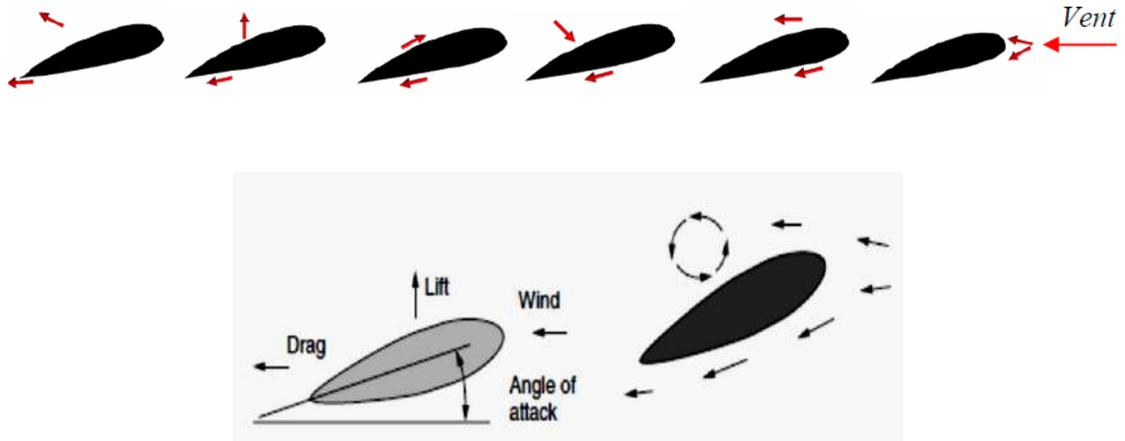


Figure 1. 10 : Système de décrochage aérodynamique (Decoste, 2005).

Le système de régulation par décrochage aérodynamique a l'avantage d'éviter l'installation de pièces mobiles dans le rotor. L'inconvénient est qu'une telle régulation pose de grands défis à la conception aérodynamique des pales afin d'éviter l'apparition de vibrations par décrochage (Pawsey, 2002).

B- système d'orientation des pales (pitch control) :

Dans l'expression du couple moteur, la résultante des forces appliquées à chaque pale dépendait de l'angle (calage + incidence). La régulation consiste à conserver la force axiale constante, donc une fréquence de rotation constante de l'hélice pour toute une gamme de vitesse de vent comprise entre la vitesse dite vitesse nominale V_n et la vitesse maximale admissible par la machine. Cette régulation est obtenue en faisant varier l'angle de calage, et par la suite l'angle d'incidence en pivotant les pales face aux fortes vitesses de vent par un dispositif de commande appelé « Pitch control » (Figure 1-11). Ceci ajuste la portance des pales à la vitesse du vent et limite ainsi la puissance générée en modifiant le coefficient de puissance à des valeurs relativement faibles. A la vitesse maximale du vent, les pales atteignent leurs positions extrêmes et se disposent « en drapeau ». Inversement, les pales seront pivotées de manière à pouvoir mieux capter de nouveau l'énergie du vent, dès que le vent aura baissé d'intensité. Le

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède les avantages suivants (GHENNAM, 2011) :

- 1- L'énergie produite est plus importante dans la plage de fonctionnement correspond aux grandes vitesses de vent par rapport au premier système.
- 2- Il offre un contrôle actif de puissance dans une large variation de la vitesse du vent.
- 3- Il facilite le freinage de l'éolienne.
- 4- Il réduit les efforts mécaniques pour un fonctionnement à puissance nominale.

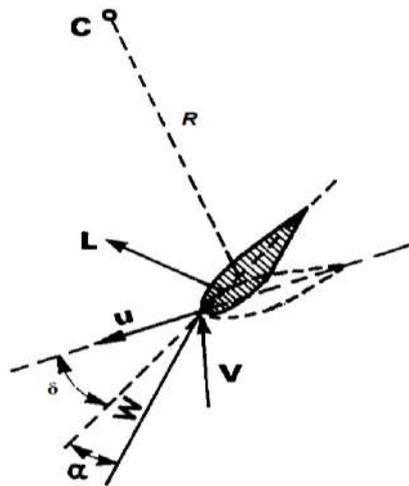


Figure 1. 11 : Variation de l'angle de calage (δ) d'une pale (Nahas, 1993)

Il existe divers types de systèmes de régulation de l'angle de calage de pales. Le pas peut être variable tout le long de la pale, ou uniquement sur le bout des pales. L'angle de calage est commandé soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques. Le système hydraulique est le plus utilisé dans les aérogénérateurs de petites et moyennes puissances, alors que le système électrique est utilisé uniquement pour les grandes éoliennes (Nahas, 1993; Pawsey, 2002).

1.3 Conversion d'énergie solaire photovoltaïque

Avec le développement industriel, le problème de l'insuffisance d'énergie est de plus en plus aggravant. Les technologies des systèmes photovoltaïques (PV) se développent rapidement et ont un rôle croissant dans la technologie électrique et se considère comme l'énergie verte du nouveau siècle. Actuellement, des travaux sont réalisés sur les cellules (ou modules) et sur les systèmes PV afin d'améliorer les performances électriques des panneaux PV et réduire les

pertes d'énergies dans les installations PV. Ceci réduit considérablement le coût des installations PV et encourage les citoyens à utiliser l'énergie verte (Hania, 2014).

Aujourd'hui, l'industrie photovoltaïque repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est la solution la plus rentable. Parmi ces applications : les systèmes isolés alimentant des chalets ou des résidences éloignées (Cho and Valenzuela, 2020), les sites éloignés de télécommunications des services publics et de l'armée, le pompage de l'eau dans les fermes (Santra, 2021) et les postes d'appel d'urgence sur les campus ou les autoroutes (Lagorse et al., 2009).

1.3.1 Principe de conversion photovoltaïque

La conversion directe de la lumière en énergie électrique se fait par l'intermédiaire de composants électroniques à semi-conducteur, appelés cellules photovoltaïques (PV), dans lesquels l'absorption des photons libère des électrons chargés négativement et des trous chargés positivement. Cette conversion est obtenue selon un processus dit " effet photovoltaïque " qui ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur, avant qu'il ne soit éclairé (Création de deux zones N et P à l'aide d'un dopage avec deux impuretés différents). Quand on soumet le matériau à un éclairage, les charges électriques, sont rendues mobiles par l'énergie des photons et par l'effet du potentiel électrique de la jonction qui a pour rôle de séparer les charges positives des charges négatives (Figure 1.12). La caractéristique courant - tension (I-V) de la cellule varie avec l'intensité du soleil et de la température (Ameziane, 2014).

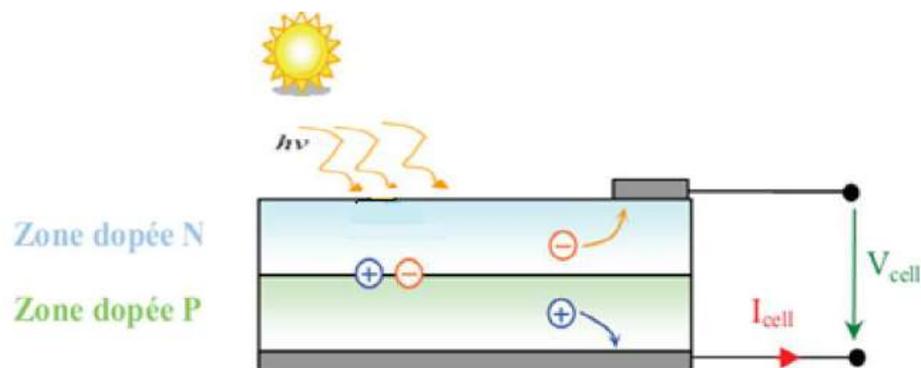


Figure 1. 12: Schéma de principe de la conversion photoélectrique

L'industrie des semi-conducteurs a contribué largement au développement des cellules PV. Après tout, une cellule PV classique n'est rien d'autre qu'une grande diode au silicium ayant comme surface la totalité de la plaquette sur laquelle elle est déposée. La taille des cellules PV a accompagné d'ailleurs la progression de la dimension des «wafers» de l'industrie des circuits intégrés de 5,08 cm à 7,62 cm dans les années 70 et à 10,16 cm au début des années 80, avant de s'émanciper par la découverte de la croissance de lingots multicristallins parallélépipédiques qui donnèrent des plaquettes carrées de 10 cm de côté et qui atteignent aujourd'hui couramment 12,5 à 15 cm de côté.

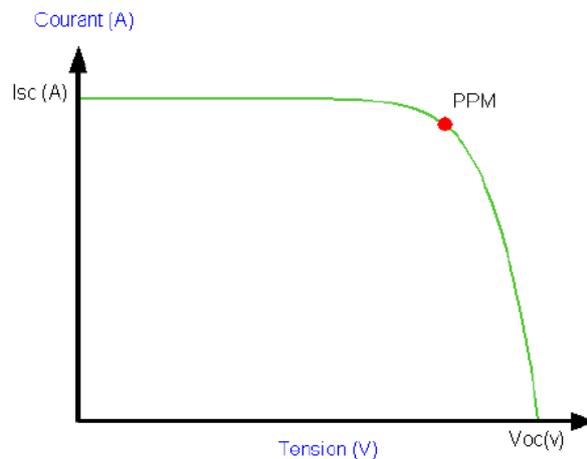


Figure 1. 13 : Caractéristique courant – tension d'une cellule photovoltaïque (Louazene, 2008).

Comme nous le voyons sur la figure 1.13, la cellule solaire PV est caractérisée par la courbe $I(V)$ non linéaire qui dépend particulièrement des conditions d'ensoleillement et de température.

Il y a trois points importants sur cette courbe :

- Le point de fonctionnement optimal PPM (la puissance maximale de la cellule).
- Le point du courant maximal (I_{sc}). Il se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. Il est appelé courant de court-circuit et dépend fortement du niveau d'éclairement.
- Le point de la tension maximale de la cellule (V_{oc}) (environ 0.6 V) pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert.

1.3.2 Caractéristiques électriques des modules solaires :

- **La puissance de crête, P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²) Ceci correspond approximativement à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil le midi par temps clair, Il s'agit donc de conditions idéales conventionnelles qui sont très rarement remplies dans la pratique. La puissance crête sera proportionnelle à la surface du module.

- **Rendement** : Rapport de la puissance électrique maximale à la puissance de la radiation incidente à la température de référence (Ex : une cellule de silicium monocristallin ayant une surface de 100 mm² aura une efficacité d'environ 14 % et produira environ 1,4 Wc à 0,5 volt).

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{S_{eff} G} \quad (1.3)$$

Où : P_i est la puissance incidente, S_{eff} la surface effective de la cellule solaire, G le flux incident et (I_m, V_m) les Coordonnées du point de fonctionnement maximale.

- **Facteur de forme (facteur de remplissage)**: On appelle facteur de forme FF (En anglais: filling factor), rapport entre la puissance maximale P_m pouvant être extraite ($I_m \cdot V_m$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées et la puissance maximale que peut avoir la cellule.

- La qualité électrique de la cellule est déterminée par le facteur de forme FF, donné par l'équation suivante :

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sh} \cdot V_{oc}} \quad (1.4)$$

- **NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature) ou TUC (Température d'utilisation de la Cellule) : température atteinte en circuit ouvert sous 800 W/m², 25°C ambiant et un vent de 1 m/s (40 à 50°C).

Le mieux est d'avoir un NOCT le plus faible possible

1.3.3 Les différents types de cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 24 % de l'énergie que les cellules reçoivent. Actuellement, les principaux types de cellules sont :

- 1. Les cellules monocristallines (cristaux de même taille) :** Elles ont le meilleur rendement (de 18 à 22% voir jusqu'à 24.7 % en laboratoire) par faible taux d'ensoleillement (adapté aux régions et pays aux températures basses), durée de vie plus longue, Cependant, elles coûtent trop chères due à leur fabrication complexe, fabrication énergivore et génératrice de CO₂. Enfin, rendement plus faible par température élevée.
- 2. Les cellules poly cristallines (multi cristaux) :** Leur conception est plus facile et leur coût de fabrication est moins important, production plus régulière par an, rendement plus élevée par forte température (adapté aux régions et pays chauds). En plus, elles sont moins sensibles aux variations de température. Cependant leur rendement est faible de 14% à 18% jusqu'à 19.8% en laboratoire) par rapport aux cellules monocristallines, plus encombrant, et une durée de vie légèrement inférieure.

Actuellement ces deux cellules occupent 90% des parts du marché de la production d'électricité photovoltaïque.
- 3. Cellule de silicium amorphe en couche mince :** La cellule est grise très foncée ou marron, elles ont un faible rendement (6% à 9%, 13% en laboratoire), Durée de vie courte (+/- 10 ans), performances qui diminuent sensiblement avec le temps mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ce dernier type est le fonctionnement avec un éclairage faible, peut être cher par rapport aux autres types de cellules et moins sensible aux températures élevées. En plus, les amorphes sont plus adaptés aux applications installées dans un environnement défavorable (végétation, milieu urbain, ...) et où la surface plus importante du panneau solaire n'est pas une contrainte.
- 4. Panneaux à couche mince de type CdTe (tellure de cadmium) :** Les modules photovoltaïques à couches minces de CdTe (tellure de cadmium) permettent le captage de différentes fréquences du spectre lumineux. Ils ont une excellente sensibilité à la faible luminosité et un faible coefficient de sensibilité à la température. Par contre, Leur rendement est inférieur à celui des panneaux au silicium monocristallin et poly-cristallin (de 13% à 16%), et cela implique la nécessité d'une aire plus grande d'installation, en outre, la quantité de tellure sur terre limitée, et le tellure de cadmium est un composant toxique. Pour surmonter ces inconvénients, il faut diminuer l'épaisseur de la cellule.
- 5. Cellule sans silicium en couche mince CIS**

Les cellules CIS représentent la nouvelle génération de cellules solaires sous forme de films minces, de type cuivre-indium-sélénium (CIS). Les matières premières nécessaires à la fabrication des cellules CIS sont plus faciles à se procurer que le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques classiques. De plus, leur efficacité de conversion énergétique est la plus élevée à ce jour pour des cellules photovoltaïques en couche mince. Les matériaux utilisés ne causent pas de problème de toxicité et la cellule peut être construite sur un substrat flexible. Par conséquent, une diminution significative des coûts de production de l'électricité photovoltaïque. Cependant, leur inconvénient majeur c'était la faible disponibilité de l'indium.

1.3.4 Systèmes photovoltaïques

Le système photovoltaïque est utilisé pour la conversion directe de l'énergie solaire pour subvenir aux besoins en énergie électrique. Le système solaire PV est l'un des moyens les plus intéressants d'obtenir de l'électricité de façon directe et autonome. On distingue aujourd'hui deux usages principaux :

- L'électrification pour des applications en sites isolés (électrification rurale, balises lumineuses, clôtures, chargeurs, pompes...) de quelques watts à quelques kilowatts.
- Les applications, de quelques kW aux MW, connectées au réseau électrique basse tension : centrales solaires au sol, toits solaires ou installations intégrées aux bâtiments (façades, verrières, pare-soleil, tuiles photovoltaïques...).

Le système PV autonome est le plus utilisé dans les pays en développement, dans les zones rurales et les sites isolés (Hwang, 1997; Sadok and Mehdaoui, 2008). Généralement une installation photovoltaïque autonome est constituée d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, d'une charge à courant continu ou alternatif, d'un contrôleur de charge et éventuellement des interfaces de conversion continu-alternatif. Le coût de revient d'une installation PV autonome est principalement basé sur la somme des coûts de chaque équipement ou accessoire utilisé, le nombre de modules et celui des batteries ainsi que les divers appareillages intervenant lors de la mise en place de l'installation.

Lors de la conception de l'installation PV, on effectue un dimensionnement qui doit nous conduire à une configuration optimale du système assurant le meilleur compromis entre l'efficacité et le coût. Pour que le dimensionnement soit raisonnable, il faut qu'on assure une

meilleure mise en place de notre système. Il est donc indispensable que le générateur puisse capter le plus d'énergie solaire possible.

Pour le cas de l'Algérie, compte tenu de la situation géographique, il est important que les modules soient orientés plein sud afin de capter le maximum de l'énergie quotidienne reçue, et cela quel que soit la saison. Pour cela, le sud magnétique peut être déterminé à l'aide d'une boussole. Par contre, l'inclinaison obligeant à dimensionner le générateur sur les apports d'hiver, conduit généralement à une surproduction d'énergie électrique en été. Donc, l'inclinaison est le second paramètre important. Elle est principalement choisie en fonction du profil de consommation tout au long de l'année :

- Une inclinaison faible par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'été.

- Une inclinaison importante par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'hiver et par-là permet de diminuer les variations énergétiques entre l'hiver et l'été.

1.3.5 Convertisseur DC-DC

Un hacheur est un convertisseur continu/continu permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue.

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une **tension DC constante**. Les trois configurations de base sont (Sadek, 2009) :

- Convertisseur hacheur survolteur (ou parallèle 'Boost');
- Convertisseur dévolteur (ou série 'Buck');
- Convertisseur dévolteur- survolteur hacheur série - parallèle.

Le **convertisseur Boost** est connu par le nom d'élevateur de tension peut être représenté par le circuit de la Figure (1.14). C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type source de courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de la sortie est de type source de tension continue (condensateur en parallèle avec la charge

résistive). L'interrupteur K1 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

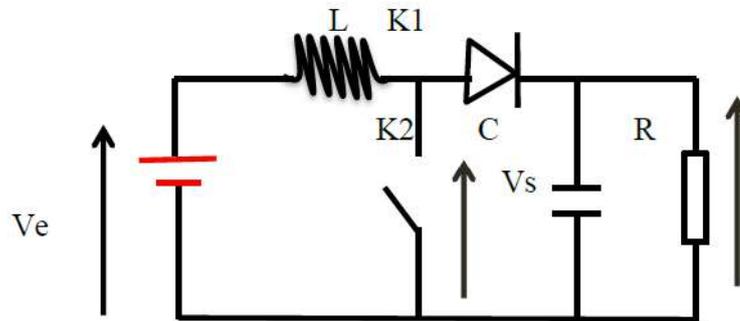


Figure 1. 14 : Schéma de principe d'un hacheur parallèle (boost) (Sadek, 2009)

Un **convertisseur Buck**, ou hacheur série (Figure 1.15), est un appareil qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de la sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K2 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

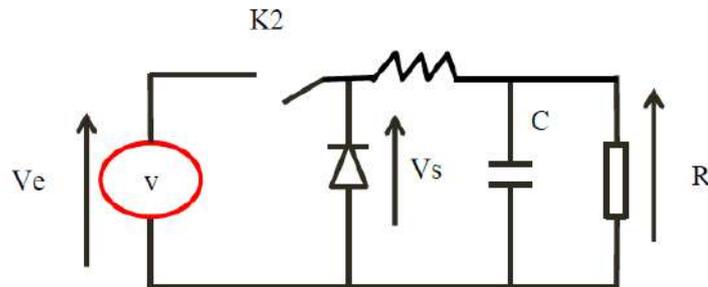


Figure 1. 15 : Circuit du convertisseur Buck (Sadek, 2009).

Le dernier Hacheur est le dévolteur-survolteur Le convertisseur dévolteur-survolteur combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour n'importe quelle tension de sortie désirée ; son schéma de base est illustré par la figure (1.16) :

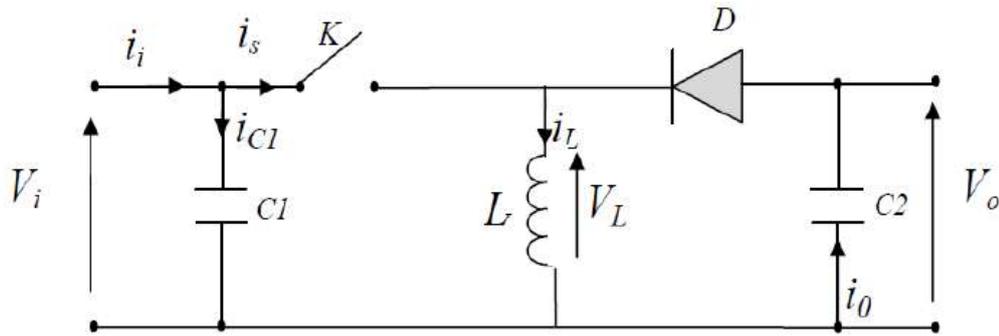


Figure 1. 16 : Convertisseur dévolteur-survolteur (Sadek, 2009)

1.3.6 Optimisation de la production du générateur PV

Le problème majeur d'utilisation des panneaux PV, c'est leur caractère non linéaire (Gavhane et al., 2017). Le module PV possède un point de fonctionnement optimum, appelé le point de puissance maximale (PPM) dépendant de l'intensité d'éclairement, la température de cellules et la charge à alimenter (Mrabti et al., 2008). L'adaptation des panneaux PV à la charge s'avère donc nécessaire pour extraire du module PV le maximum de puissance. Ceci est effectué par le biais des convertisseurs d'énergies DC-DC contrôlés par une commande appelé commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) (Jouda et al., 2017a).

Un MPPT, est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge chaque instant.

La figure 1.17 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation DC-DC entre le GPV et la charge de sortie. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant à stocker l'énergie pour une charge qui ne supporte pas les fluctuations de tension. Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le PPM que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant, tous les algorithmes

performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

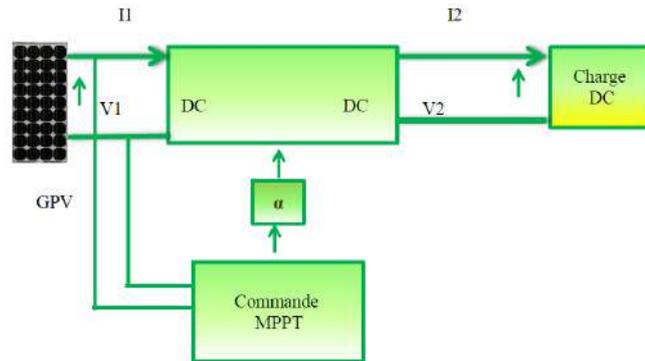


Figure 1. 17 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque (Ameziane, 2014).

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (I_{pv}, V_{pv}), de telle sorte que la puissance extraite du PV soit la plus importante possible que permettent les conditions de fonctionnement (intensité de la radiation solaire, température et ombrage), plusieurs travaux ont porté sur les systèmes photovoltaïques. Ils ont essayé de développer des algorithmes permettant d'extraire le maximum d'énergie convertie par le panneau, et alors qui permet un fonctionnement optimal du système photovoltaïque (Jiang et al., 2018). On trouve dans la littérature des algorithmes basés sur les méthodes suivantes :

- La commande Perturb&Observ. (Selmi et al., 2014)
- La commande « Incrément de conductance » (Jouda et al., 2017b)
- Les commandes basées sur le principe de la logique floue, à base de réseaux de neurones artificiels (BARKA, 2013; Pastor, 2007).
- Algorithmes génétiques (Cano et al., 2014; Fathabadi, 2017; Maleki et al., 2015; Zubi et al., 2016).
- L'optimisation par essaim particulaire (PSO) (Particle Swarm Optimization) (Brka et al., 2015; Elmetennani et al., 2016; Maleki et al., 2015; Tiar et al., 2017).

Chacune de ces techniques à ces propres avantages et inconvénients du point de vue simplicité, efficacité et robustesse. Dans notre travail, on se limite à la méthode de Perturbation et observation (P&O), qui est très simple à implanter, et de bon rendement.

1.4 Etat de l'art sur les systèmes hybrides :

Les systèmes hybrides sont des unités de production d'électricité généralement de petites tailles (ne dépassant pas 100 kW) qui sont reliées ou non à un réseau de distribution. Ils peuvent être composés d'un générateur diesel (GD), d'un générateur photovoltaïque et d'un générateur éolien (Kaabeche and Ibtouen, 2014). En plus, un SEH peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la Figure 1.18. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus (Miguel Lopez, 2008) : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution

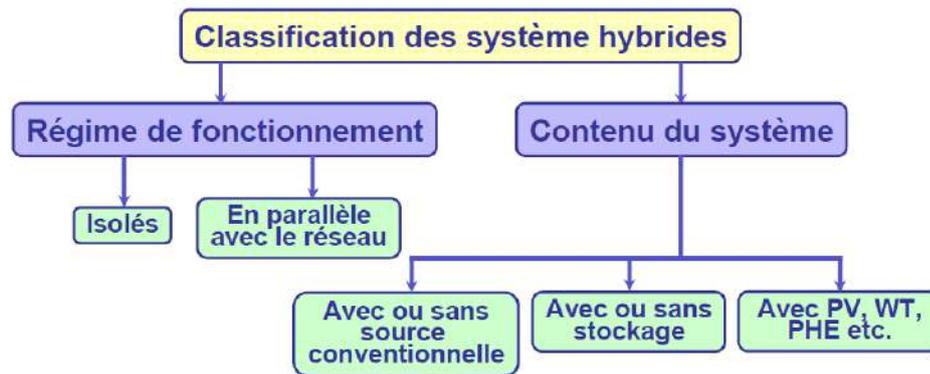


Figure 1. 18 : Classification des systèmes hybride (Stoyanov, 2011)

Dans les systèmes hybrides les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un SEH avec des batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelable et des diesels), celui-ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter

les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source.

Selon le régime de fonctionnement Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc (Stoyanov, 2011).

Selon le contenu du système, trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet – une centrale tout entière ; Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc. ... ; La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources, la sélection de la source utilisée dépend du potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle etc.

La puissance délivrée par les SEH peut varier de quelques kilowatts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles (Bahramara et al., 2016). Ainsi, 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 (Dodds et al., 2015; Sharafi et al., 2015). Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de SEH utilise des petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à

CC. Quand il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels ou bien l'utilisation d'un convertisseur pour convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en-dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à CC (Darras, 2010). Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux interconnectés (HABIB, 2019). Si ces systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage, ce qui est rare, c'est pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable.

Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau 1.2). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

Tableau 1. 2 : Classification des SEH par gamme de puissance (BAGHDADI, 2011)

Puissance du SEH (KW)	Application
Faible : < 5	Systèmes autonomes : stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolées
Moyenne : 10 – 250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales
Grande : > 500	Grands réseaux isolés

Dans le cas des systèmes comportant un générateur diesel, la présence du stockage n'est pas obligatoire. Mais elle permet une gestion plus souple et plus efficace du système, en rendant possible le choix des plages de fonctionnement du groupe électrogène où son rendement est optimal. Enfin, dans le cas d'une brusque demande d'électricité, le stockage remplit la fonction de source « tampon », en attendant que le groupe démarre et prenne le relais de la fourniture.

Dans la présente étude, pour s'affranchir de l'utilisation d'une énergie fossile, on propose le remplacement du groupe électrogène par une pile à combustible de technologie PEM (à membrane échangeuse de protons). Ce générateur produit de l'électricité à partir d'hydrogène. Il n'émet ni gaz à effet de serre ni bruit et atteint à sa puissance nominale des rendements de l'ordre de 45 à 50 %. Néanmoins, l'autonomie du système est liée à la capacité du réservoir d'hydrogène, qu'il faudra remplir régulièrement.

Dans les systèmes PV/éolien isolés sans générateur classique, la présence d'un dispositif de stockage d'électricité est alors indispensable pour pallier le caractère intermittent du générateur photovoltaïque. Sa principale fonction est d'accumuler l'électricité excédentaire produite par le générateur et, lorsque la production de ce dernier est déficitaire, de fournir le complément

d'énergie nécessaire à l'utilisateur. L'unité de stockage est dimensionnée de telle sorte que le système dans lequel il est intégré puisse continuellement fournir à l'utilisateur l'énergie dont il a besoin.

Les installations d'énergie hybride photovoltaïque/éolien par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie continuellement durant toute l'année. Ce qui exige la détermination du nombre optimal de modules solaires et éoliens nécessaires pour satisfaire les besoins énergétiques. Afin d'utiliser le système hybride PV/éolien / PAC d'une manière efficace et économique, il est nécessaire de choisir la méthode d'optimisation à adopter. De ce contexte, diverses techniques d'optimisation telles que la méthode de construction graphique, la programmation linéaire et l'approche probabiliste, la technique itérative et heuristique ont été recommandées par les chercheurs pour garantir le plus faible investissement des systèmes hybrides. La méthode de construction graphique (Ai et al., 2003; Kellogg et al., 1998; Markvart, 1997) seuls deux paramètres ont été inclus dans le processus d'optimisation (PV-éolienne ou PV-batterie). Divers autres facteurs tels que l'angle d'inclinaison du module PV et l'éolienne n'ont pas été inclus. La programmation linéaire (Lauinger et al., 2016; Park et al., 2008; Ulgen and Hepbasli, 2003) n'est valide que si la fonction objectif est linéaire. L'approche probabiliste (Tina and Gagliano, 2011) basée sur la technique de convolution pour incorporer la nature fluctuante des ressources et de la charge élimine le besoin de données chronologiques pour évaluer les performances à long terme d'un système hybride. La technique d'optimisation itérative (Diaf et al., 2008, 2007; Khatib et al., 2015; Liu et al., 2016; Yang et al., 2007) donne plusieurs combinaisons possibles de capacités de production solaire-éolienne. De plus, HOMER (Panahandeh et al., 2011) RET-SCREEN (Upadhyay and Sharma, 2014) et d'autres logiciels sont couramment utilisés pour optimiser et concevoir un système hybride solaire / éolien. Cependant, ces logiciels ont certaines limites, comme le codage en boîte noire, différentes plates-formes de travail et la rigidité des techniques d'optimisation, coûteuses et non disponibles pour la plupart des utilisateurs. Méthodes d'intelligence artificielle telles que l'algorithme génétique (GA) (Maleki et al., 2015), Intelligent Fuzzy Logic (IFL) (Abadlia et al., 2016; Das and Akella, 2019), l'optimisation de l'essaim de particules (PSO) (Maleki and Pourfayaz, 2015; Narender Reddy et al., 2019), la méthode (SA) (Narender Reddy et al., 2019) et la recherche d'harmonie (HS) (Shankar and Mukherjee, 2016) qui sont généralement robustes pour trouver des solutions optimales globales, en particulier dans les problèmes d'optimisation multi-objectifs (Singh and Bansal, 2018). Malgré que les

méthodes d'intelligence Artificielle produisent des résultats plus précis que les méthodes traditionnelles, elles conduisent à une complexité dans la conception du système hybrides (Upadhyay and Sharma, 2014). D'autres études combinent entre deux ou plusieurs techniques d'optimisation pour surmonter les limites des techniques individuelles afin de fournir des solutions plus efficaces et plus fiables pour les SEH. Bien que les méthodes hybrides produisent des résultats plus précis que les techniques individuelles, elles entraînent également une complexité dans la conception du système (Upadhyay and Sharma, 2014).

Sur la base de l'un des critères de fiabilité technologique tels que la probabilité de perte d'alimentation LPSP (Diaf et al., 2008), le facteur de perte équivalent ELF (Borhanazad et al., 2014), la probabilité de perte de charge LLP (Guo et al., 2014; Khatib et al., 2015) ou l'excès relatif de production d'électricité REPG (Kaabeche et al., 2011), la méthode d'optimisation utilisée donne plusieurs combinaisons possibles de capacités de production solaire-éolienne; le coût annuel total de chaque configuration est ensuite calculé. La combinaison de ces deux types de fiabilité peut enfin déterminer la configuration optimale conduisant à l'autonomie totale du système de la manière la plus rentable.

1.5 Systèmes de stockage

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides afin 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 (Leung et al., 2017).

Le stockage peut être une banque de batteries (Khatib et al., 2016), une batterie à super condensateur (Shimizu and Underwood, 2013), un stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) (Aly et al., 2016), un stockage d'énergie dans les volants d'inertie (Arani et al., 2017), l'utilisation de roches pour le stockage de chaleur sensible dans les centrales CSP (Tiskatine et al., 2017) ou le stockage d'énergie hydraulique pompée (PHES) (Rogean et al., 2017) ou un système pile à combustible / électrolyseur (Fathy, 2016). L'étude comparative de différents systèmes de stockage a été donnée par la référence (Bocklisch, 2015). Les principaux paramètres utilisés pour choisir le système de stockage d'énergie sont la capacité de stockage, la maturité de la technologie et le temps de réponse du système de stockage. Habituellement pour les systèmes PV/éolien, les accumulateurs au plomb à cycle profond sont

utilisés pour le stockage d'énergie, car leur maturité de la technologie et du marché (Cho et al., 2015), du faible coût (de Oliveira e Silva and Hendrick, 2016), de la réponse rapide (Piłatowicz et al., 2016) Néanmoins, l'utilisation de batteries uniquement comme système de stockage limite l'application des systèmes hybrides (Zhou et al., 2008), en plus, la batterie a une courte durée de vie (Ipsakis et al., 2009), leur capacité nominale dépend de la température de travail qui doit être contrôlée en temps de fonctionnement, en particulier dans les régions froides et chaudes (Guo et al., 2017) De plus, la propriété d'auto-décharge des batteries réduisent également leur performance. D'autres recherches ont porté sur l'utilisation de PAC/électrolyseur comme dispositif de stockage (Thounthong et al., 2009). L'utilisation du système PV /éolien/PAC mène à une source d'énergie fiable et non polluante. Dans un tel système, l'électrolyseur produit de l'hydrogène par l'excès d'énergie électrique des sources PV/éolien. L'hydrogène peut ensuite être utilisé pour alimenter une PAC qui est considéré comme une source d'énergie secondaire lorsque la demande est élevée. Mais, la principale faiblesse de la PAC / électrolyseur est sa dynamique lente (Thounthong et al., 2009); elle besoin beaucoup de temps pour démarrer le processus de production. En outre, la maintenance du PAC / électrolyseur est toujours ont des problèmes en raison de remplacement du catalyseur. Il semble donc qu'un banc de batteries soit un bon choix pour le stockage d'énergie à court terme, une efficacité de charge et de décharge élevée, une réponse rapide qui leur permet de prendre soin de l'équipement face aux effets de la demande instantanée et les fluctuations d'énergie renouvelable. D'autre part, en raison de leur faible densité d'énergie et de leur autodécharge, il semble que ce n'est pas un bon choix pour le stockage à long terme. Au contraire, l'hydrogène est bien adapté au stockage à long terme car sa densité énergétique est élevée. En conséquence, l'utilisation de la batterie comme un système de stockage court ou quotidien et PAC / électrolyseur comme stockage de longue durée ou saisonnier (Tegani et al., 2017) améliore significativement la performance des systèmes autonomes.

Il existe de multiples modes de stockage de l'hydrogène : comprimé, liquéfié, hydrures métalliques, charbon actif, nano fibres et nano tubes en carbone etc. Seul les deux premiers modes de stockage sont actuellement les plus utilisés, ils sont loin d'être satisfaisants.

Les hydrures métalliques sont formés par réaction solide-gaz, à partir de certains métaux ou composés intermétalliques susceptibles de former des liaisons réversibles avec l'hydrogène. La Figure 1.19 présente de manière schématique le processus réactionnel, qui fait intervenir une première étape de dissociation des molécules d'hydrogène en surface, puis une seconde étape

de diffusion des atomes d'hydrogène dans le métal. La formation d'un hydrure est une réaction fortement exothermique.

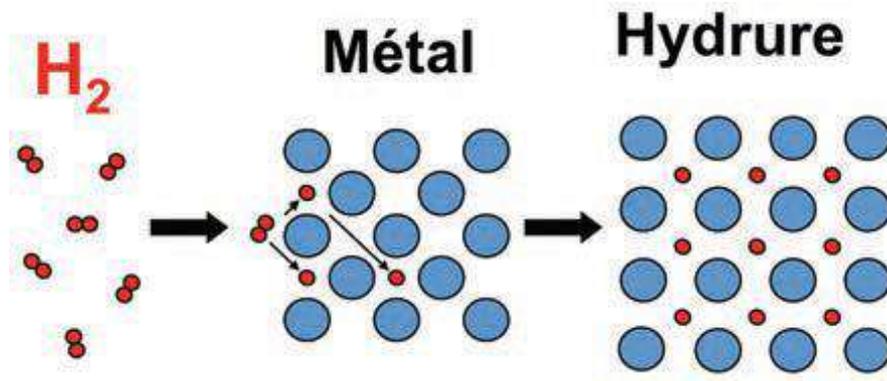


Figure 1. 19 : Dissociation de l'hydrogène en surface, diffusion dans le métal et formation de l'hydrure métallique.

Les caractéristiques techniques des systèmes de stockage peuvent entraîner d'importantes contraintes de fonctionnement et réduire leur domaine d'utilisation. Le couplage ou hybridation de technologies ayant des propriétés complémentaires est dans certains cas nécessaire pour contourner les difficultés liées à l'utilisation d'un dispositif unique.

Par exemple, le démarrage d'une unité de stockage d'énergie à base d'hydrogène (USEH) se fait en à peu près 1 minute. Ce régime transitoire ne lui permet pas d'être utilisé seul comme système de stockage d'énergie. Il faut alors envisager de l'associer à un dispositif dont l'énergie est disponible instantanément. Une super capacité pourra par exemple assurer la fourniture d'électricité à l'utilisateur pendant la mise en marche des différents composants d'USEH.

Les deux unités de stockage ont un dimensionnement équivalent en puissance, mais pas en énergie. La super capacité ne fonctionnera que pendant un court instant. Sa capacité est donc relativement faible devant celle de l'USEH qui fonctionnera en tant que principal dispositif de stockage. En outre, si un problème important est rencontré au niveau de son fonctionnement, la procédure d'arrêt d'urgence est engagée. Les batteries pourront donc fournir l'énergie nécessaire à la mise en sécurité du système.

L'hybridation du stockage peut aussi conduire à améliorer les performances du système électrique. Une bonne stratégie de gestion de l'énergie permettra de faire fonctionner les différentes unités de stockage dans des plages où leur rendement est maximisé.

On peut hybrider l'USEH avec des batteries, respecter leur mode propre de fonctionnement (journalier pour les batteries et saisonnier pour l'USEH) tout en maximisant leur rendement.

Dans le cas des systèmes autonomes, nous avons vu que la déconnexion du champ PV, lorsque les batteries atteignent un état de charge trop élevé, ne permettait pas de stocker toute l'énergie photovoltaïque productible. Avec un système de stockage hybride bien dimensionné et une gestion efficace de l'énergie, on pourra alors maximiser l'utilisation de l'énergie produite par le champ PV et donc accroître l'efficacité et la rentabilité du système global.

1.6 Conclusion

Ce chapitre commence par une présentation des statistiques sur la consommation, la production et le potentiel énergétique dans le monde, pour montrer le contexte énergétique et les alternatives de l'après pétrole. Présente encore, les deux filières les plus importants de l'énergie renouvelables : éolienne à axe vertical, solaire photovoltaïque.

La partie de la conversion d'énergie éolien présente la production éolienne dans le monde et les 10 premiers pays au niveau mondial en matière de capacité installée. Puis il donne une présentation et une analyse comparative des deux types d'éoliennes à axe horizontal, et à axe verticale, la comparaison montre que les éoliennes à axe horizontale sont un bon choix à grande échelle. Tandis que, pour la production à petite échelle ou dans les zones urbaines, le rotor à axe vertical est le meilleur choix.

Ensuite, un état de l'art sur les systèmes hybrides en générale et les systèmes hybrides solaire et éolien en particulier, cette partie a expliqué le problème du sujet, et donne les arguments pour lesquels on a choisi ce système hybride, il présente aussi les méthodes d'optimisations utilisées afin de trouver une configuration optimale, faisable techniquement et compétitive économiquement.

Enfin, ce chapitre présente un état de l'art sur les systèmes de stockage d'énergie, et met l'accent sur le stockage sous forme d'électricité dans les batteries, et le stockage sous forme d' H_2 via un électrolyseur et une pile à combustible, et se termine par les avantages d'un système de stockage hybride (Batterie/ H_2).

Chapitre 2 : Evaluation des Gisements Solaires et Eolien de la Ville d'Adrar

2.1 Introduction

L'énergie solaire et l'énergie éolienne dépendent fortement des conditions météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent) du site d'installation du système à énergie renouvelable. Pour une utilisation efficace du champ photovoltaïque et de l'éoliennes, une analyse préalable du gisement solaire et éolien du site est indispensable. Dans ce chapitre, on effectue une étude des gisements solaire et éolien de la région d'Adrar ; on présente quelques notions fondamentales d'astronomie. Un calcul d'estimation de l'irradiation globale moyenne mensuelle sur le plan horizontal et le plan incliné avec un angle égal à la latitude, ainsi que, le calcul de l'angle d'inclinaison optimal pour une irradiation maximale reçue sur un capteur incliné sera effectué à l'aide du logiciel MATLAB, d'autre part, on présente un aperçu sur les caractéristiques du vent du site d'Adrar. Ce chapitre a comme objectifs :

Description de la ville d'Adrar ;

Estimation du potentiel énergétique solaire et éolienne de la ville d'Adrar.

2.2 Description de la ville d'Adrar

2.2.1 Données géographiques

La ville d'Adrar est située dans le Sud-ouest de l'Algérie ($27^{\circ}52' N$, $0^{\circ}17' O$). Adrar occupe une superficie de $427\,968\text{ km}^2$, une population de 406.318 habitants, (Adjiri and Haddouche, 2013) et une très faible densité de la population estimée à $0.98\text{ habitant/km}^2$ (Adjiri and Haddouche, 2013). L'agriculture, l'artisanat traditionnel, ainsi que l'activité de troc avec les pays voisins (Mali, Niger), constituent la base de l'économie de la région. En raison du niveau de vie très faible, la majorité de la population pratique une culture de subsistance. Le reste de la production agricole est commercialisé au niveau des marchés locaux. Les cours d'eau qui descendent de l'Atlas Saharien font partie de la plus grande réserve d'eau au monde. Ils forment une nappe phréatique dite la nappe de l'albien, qui constitue selon certaines estimations la plus grande réserve d'eau douce au monde, elle est enfouie sous le sable du désert algérien sur une superficie totale estimée à $900\,000\text{ km}^2$ (Bouraiou et al., 2020; Bouzidi, 2012) (Figure. 2.1).

Tableau 2. 1 : Caractéristiques du site étudié

Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Albédo
-0.28 (0°17' O)	27.88(27°52' N)	263	0.25

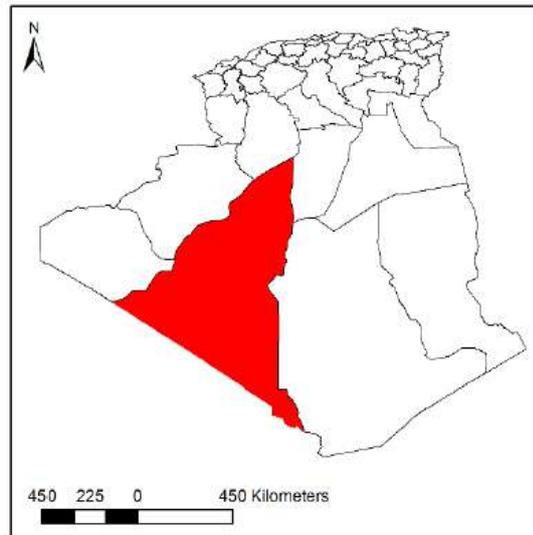


Figure 2. 1 : Carte de La région d'Adrar (Mokhtara et al., 2017)

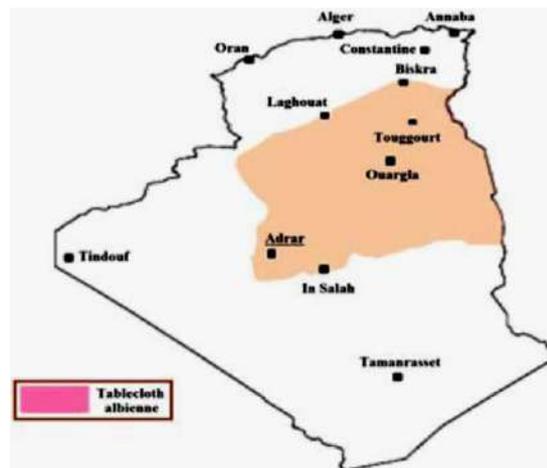


Figure 2. 2 : Extension du bassin aquifère de l'albien (Bouzidi, 2012).

La région d'Adrar a par ailleurs, de grandes réserves hydriques (Figure 2.2) constituées de la nappe du continental intercalaire, font que l'agriculture pourra être développée à grande échelle avec des puissances électriques modérées. Donc les atouts de la région d'Adrar sont liés pour l'essentiel à une vocation agricole, avec un potentiel en sols irrigables très importants, et enfin un aquifère considérable de la nappe du continental intercalaire.

2.2.2 Données météorologiques du site étudié

Adrar est doté d'un énorme potentiel d'énergie solaire et éolien, et la région est caractérisée par une saison d'été très chaude (Juin - Septembre), la température ambiante varie entre 13°C

au mois de Janvier (le mois le plus froid) et 38°C au mois de Juillet (le mois le plus chaud), avec une valeur moyenne annuelle de 25.8°C.

Du même pour le gisement éolien, en se basant sur les données de l'Office National de la Météorologie 'O.N.M.' du site d'Adrar, la vitesse moyenne mensuelle est représentée par le tableau 2. 2. On peut constater que le site d'Adrar est doté aussi d'un gisement éolien considérable avec une vitesse moyenne annuelle du vent de l'ordre de 6.3 m/s.

Tableau 2. 2 : données météorologiques du site étudié (O.N.M)

Mois	Jan	F	M	Av	Mai	Juin	Juil	Ao	Sept	Oct	Nov	Déc	Annuel
T.moy (°C)	13	17	21	25	30	36	38	37	33	27	19	14	25.8
T. min (°C)	5	8	12	16	20	26	28	28	25	18	11	6	16.91
T.max (°C)	21	24	28	33	37	43	46	45	40	34	26	22	33.25
V (m/s)	6.2	6.4	6.5	6.5	6.9	6.1	6.7	6.2	6	5.8	5.9	5.8	6.3



Figure 2. 3 : Moyenne mensuelle de la température minimale et maximale de l'air
[Metonorme 7]

À l'aide du logiciel « Metonorme 7 » on a tracé les Figures 2.3-6 qui représentent respectivement, la moyenne mensuelle de la température minimale et maximale de l'air du site étudié ; la température ambiante horaire et mensuel ; Irradiation moyenne horaire et la vitesse horaire du vent à 10 m de hauteur dans la région d'Adrar.

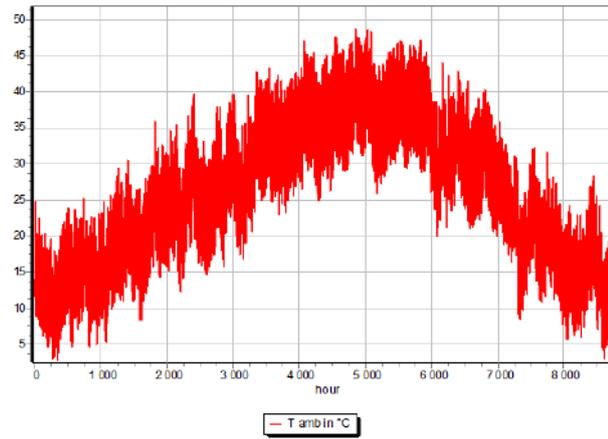


Figure 2. 4 : Température ambiante horaire [Metonorme 7]

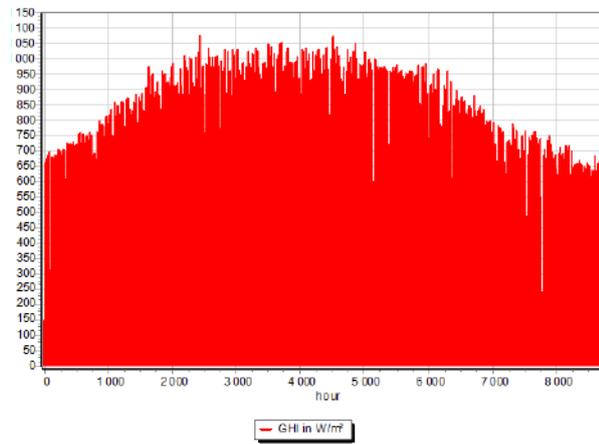


Figure 2. 5 : Irradiation moyenne horaire dans la région d'Adrar [Metonorme 7]

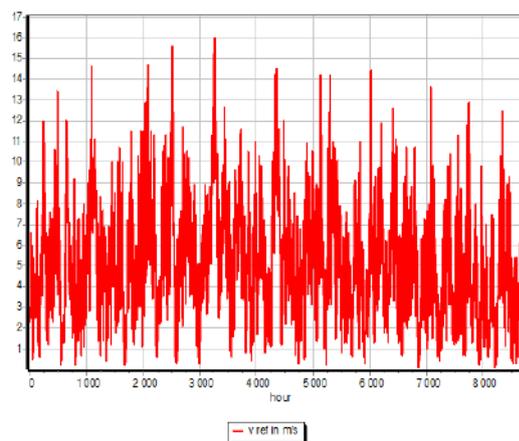


Figure 2. 6 : Vitesse horaire du vent à 10 m de hauteur [Metonorme 7]

2.3 Etude des gisements éoliens et solaire

2.3.1 Gisement éolienne

L'énergie éolienne a connu une très forte croissance au cours de la dernière décennie, grâce aux avantages qu'elle présente pour l'environnement, aux percées technologiques connexes et aux programmes d'encouragement gouvernementaux dans le monde. Cette énergie représente l'énergie cinétique de la masse d'air en mouvement est caractérisée par la vitesse du vent qui nécessite une maîtrise parfaite.

Fonction de distribution de Weibull

Il existe plusieurs fonctions de densité qui peuvent être utilisées pour décrire la courbe de fréquence de la vitesse du vent. Les plus utilisées sont les fonctions de Weibull et de Rayleigh. La distribution de Weibull à deux paramètres est une distribution généralisée, tandis que la distribution de Rayleigh qui a un seul paramètre est un sous-ensemble du Weibull. Cela rend la densité de Weibull qu'on a adopté plus rentable.

La fonction de distribution cumulative $F(V)$ et la distribution de Weibull $f(V)$ sont données par (Boudia, 2013; Mohamed Douak and Settou, 2015):

$$f(V) = \left(\frac{k}{a}\right) \left(\frac{V}{a}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{a}\right)^k\right) \quad ; \quad F(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{a}\right)^k\right) \quad (2.1)$$

« k » est le facteur de forme, sans dimension. Il caractérise la répartition du vent. « a » est le facteur d'échelle, (m/s), qui caractérise la vitesse du vent.

Détermination des paramètres de Weibull

Il existe plusieurs méthodes (Boudia, 2013) pour analyser un régime des vents par la distribution de Weibull afin d'estimer les paramètres a et k . Citons parmi lesquelles :

- La méthode des moindres carrés
- La méthode des moments
- La méthode de l'écart type
- La méthode du maximum de vraisemblance
- La méthode du maximum de vraisemblance modifiée

Dans la présente étude on utilise la méthode de l'écart type, vu la disponibilité des données et leur large utilisation dans la littérature.

$$k = \left(\frac{\chi}{V_m} \right)^{-1.086} \quad (1 \leq k \leq 10); \quad a = \frac{V_m}{\Gamma(1+1/k)} \quad (2.2)$$

Où

Γ est la fonction Gamma définie par la relation suivante:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (2.3)$$

V_m La vitesse moyenne du vent s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{moy} = \frac{1}{N} \left[\sum_{i=1}^N V_i \right] \quad (2.4)$$

χ est l'écart type défini par :

$$\chi = \sqrt{\frac{1}{N_j - 1} \sum_{i=1}^N (V_i - V_m)^2} \quad (2.5)$$

Où N_j est le nombre de jours

Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Les données de vitesse du vent utilisées dans cette étude ont été mesurées à une hauteur de 10 m. la vitesse à n'importe quelle hauteur peut être calculée en utilisant l'une des méthodes suivantes (Boudia, 2013):

- La loi Log-linéaire
- Loi Logarithmique
- Loi de puissance
- Loi de puissance 1/7^{ème}
- Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976
- Modèles de similitude
- Modèles de loi de puissance modifiée :
- Modèle de Mikhail et Justus

- Modèle de Mikhail
- Loi de puissance dite à coefficient variable
- Modèle de Spera et Richards

Dans la présente étude on a choisi la loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976, vu la disponibilité des données et leur large utilisation dans la littérature (Al Zohbi et al., 2015; Bilir et al., 2015; M. Douak and Settou, 2015a).

$$V_2 = V_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\varepsilon \quad (2.6)$$

Où, V_1 (m / s) est la vitesse réelle du vent à une hauteur de Z_1 (m); V_2 (m / s) est la vitesse du vent à la hauteur requise ; ε est donnée par la loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976 par :

$$\varepsilon = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (2.7)$$

Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

Extrapolation verticale des paramètres de Weibull peut être étudiée par différentes méthodes telles que :

- Méthode de Justus et Mikhail 1976
- Méthode de Justus 1978
- Méthode de Mikhail et Justus 1981

Dans cet étude, k et a varient en fonction de la hauteur (M. Douak and Settou, 2015a), selon la méthode de Justus et Mikhail 1976, l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull sont données par les expressions suivants :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1 - 0.088 \ln(Z_1 / 10)}{1 - 0.088 \ln(Z_2 / 10)} \quad ; \quad \frac{a_2}{a_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\varepsilon \quad (2.8)$$

Le tableau 2.3, donne les valeurs des paramètres de la distribution de Weibull à 10 m du sol, ainsi que la densité de puissance moyenne annuelle disponible sur le site.

Tableau 2. 3 : Paramètre annuelle de Weibull du site étudié à 10m du sol (Boudia, 2013)

Hauteur (m)	k_I	$a_I(m/s)$	$V_I(m/s)$	Densité de puissance (W/m ²)
10	2.15	7.2	6,37	283,12

La densité de puissance éolienne à la hauteur de la référence d' une masse d'air qui se déplace avec la vitesse V_I , est (Youcef Ettoumi et al., 2008):

$$P_{dis-z1} = \frac{1}{2} \rho V_1^3 \quad (\text{W/m}^2) \quad (2.9)$$

Où V_I est la vitesse moyenne du vent à 10m d'hauteur.

Ainsi, la densité de puissance éolienne à la hauteur du moyeu est donnée par :

$$P_{dis-z2} = \frac{1}{2} \rho \cdot V_2^3 \quad (\text{W/m}^2) \quad (2.10)$$

2.3.2 Gisement solaire

L'évaluation de l'énergie solaire incidente sur un plan quelconque est effectuée par différents modèles qui font intervenir les composantes : directe, diffuse et réfléchi du rayonnement solaire. Dans cette étude, nous avons choisi le modèle reconnu de LIU et JORDAN (Dahmouni et al., 2011) pour calculer l'ensoleillement reçu pour une inclinaison de 0° (plan horizontal), puis pour différentes inclinaisons, en utilisant un code de MATLAB (Annexe-1).

Nous commençons par la présentation de quelques notions fondamentales d'astronomie utilisées pour calculer les trois composantes des radiations solaires :

- Principes de calcul de l'énergie solaire

Avant d'entrer dans le calcul de l'irradiation solaire, certains principes de base et définitions méritent d'être rappelés.

a. Déclinaison du soleil

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper (LOUAZENE, 2008):

$$\delta_s = 23.45^\circ \sin \left[2\pi \frac{284+n_j}{365} \right] \quad (2.11)$$

δ_s : La déclinaison ($^\circ$)

n_j : Numéro du jour de l'année à partir du premier Janvier.

La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin).

b. Temps solaire vrai

Le temps solaire vrai est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. La terre fait un tour complet en 24 heures. Il est midi (12h) lorsque le soleil est au zénith, on a donc (Goswami, 2015; Oudrane et al., 2017):

$$TSV = 12 - \frac{\omega_h}{15} \quad (2.12)$$

ω_h Angle horaire ($^\circ$)

c. Angle horaire du soleil

C'est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel. La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (donc un tour de 360° en 24 heures) (Benhachani, 2012).

d. La durée et le taux d'insolation

Par ciel claire et pendant la durée de jour d'enseillement S_0 (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'enseillement SS d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale. Le taux d'insolation est donné par l'expression (Oudrane et al., 2017):

$$\sigma_s = SS/S_0 \quad (2.13)$$

σ_s Taux d'insolation

SS Durée d'insolation journalière (mesurée) (h)

S_0 Durée astronomique du jour (h)

La durée maximale S_0 est calculée par l'expression suivante :

$$S_0 = \left(2/15\right) \cos^{-1}(-\tan \psi_l \tan \delta_s) \quad (2.14)$$

ψ_l La latitude du lieu ($^\circ$)

e- Position du soleil

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles (Figure 2.7):

- Hauteur du soleil (h) : c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cet angle s'annule au lever et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale à midi solaire. Elle est calculée à partir de la relation suivante (Oudrane et al., 2017) :

$$\sin(h_s) = \sin(\psi_l)\sin(\delta_s) + \cos(\psi_l)\cos(\delta_s)\cos(\omega_h) \quad (2.15)$$

L'angle horaire au lever de soleil (ω_s) s'obtient en écrivant $\sin(h_s) = 0$:

$$\cos \omega_s = -\tan(\psi_l)\tan(\delta_s) \quad (2.16)$$

- Azimut du soleil (a_s) : c'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

$$\sin(a_s) = \cos(\delta_s) \sin(\omega_h) / \cos(h) \quad (2.17)$$

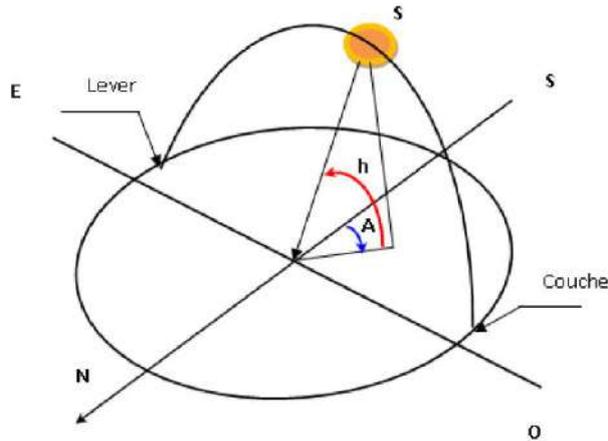


Figure 2. 7 : Position du soleil .

- Rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère

Le rayonnement solaire extraterrestre est en fonction de la constante solaire G_{sc} et de la correction de la distance entre la terre et le soleil. La constante solaire est le flux énergétique reçu par une unité de surface. Dans notre cas, la valeur qui a été retenue en 1980 est : $G_{sc} = 1367$ (W/m²).

Pour un jour n donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale G_{h0} est obtenue par l'équation (2.18) (Benkaciali, 2008):

$$G_{h0} = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0.0033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) (\cos \psi_l \cos \delta_s \cos \omega_s + \sin \psi_l \sin \delta_s) \quad (2.18)$$

a. Le jour type du mois

Pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois qui se rapprochant de la moyenne mensuelle de cette grandeur. La liste des jours type proposés par Klein (Benhachani, 2012) est reportée sur le tableau suivant :

Tableau 2. 4 : Liste des jours types par mois proposés par Klein.

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai.	Juin.	Juil.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N° de jour	17	45	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

b. Indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Ses valeurs varient selon les endroits et les saisons. Sa moyenne mensuelle est exprimée par (Oudrane et al., 2017):

$$K_T = \frac{G_h}{G_{ho}} \quad (2.19)$$

K_T : Indice de clarté mensuel

G_h : Valeurs mesurées de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale (Wh/m²j)

Rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire subit des phénomènes de diffusion et d'absorption par les molécules gazeuses, les aérosols, les gouttelettes et les diverses poussières en suspension.

Le rayonnement solaire reçu au sol est composé du rayonnement direct et diffus. Le diffus est lui-même est décomposé en :

- Diffus provenant du ciel.
- Diffus provenant du sol.

L'ensemble du rayonnement direct et diffus représente le rayonnement global.

a. Calcul de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne G_d par la corrélation de Beeckman :

$$\frac{G_d}{G_h} = K_d = a - b \cdot K_T \quad (2.20)$$

$$\text{Pour le Sahara Algérienne} \begin{cases} a = 0.91 \\ b = 0.98 \end{cases}$$

b. Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale \bar{G}_h par la corrélation suivante (LOUAZENE, 2008):

$$K_T = \frac{G_h}{G_{h0}} = b + c \sigma_s \quad (2.21)$$

Les valeurs des constantes ($b = 0.3$ et $c = 0.43$) sont données par Beeckman pour la région saharienne en Algérie.

c. Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée

Les panneaux solaires peuvent être installés au sol ou sur la toiture orientée vers le sud et à l'écart des zones ombragées. Ils devraient présenter un angle de telle sorte que la surface de captation soit perpendiculaire au rayonnement solaire.

Pour la conception des systèmes solaires, nous avons besoins de la moyenne journalière pour chaque mois de l'irradiation incidente sur un plan du capteur. En utilisant le modèle de LIU et JORDAN, le calcul de \bar{G}_i est donné par l'équation suivante (Dokkar et al., 2013):

$$G_i = G_b \cdot R_b + G_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + G_h \cdot \rho_s \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.22)$$

G_i La composante globale d'irradiation (Wh/m² j)

G_b La composante directe (Wh/m² j)

G_d La composante diffuse (Wh/m² j)

R_b Facteur de conversion

β L'angle d'inclinaison (°)

ρ_s L'albédo au sol

Le facteur de conversion est donné par la relation suivante :

$$R_b = \frac{\cos(\psi - \beta) \cdot \cos \delta_s \cdot \sin \omega_s' + \omega_s' \cdot \sin(\psi - \beta) \sin \delta_s}{\cos \psi \cdot \cos \delta_s \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \psi \sin \delta_s} \quad (2.23)$$

ω_s Angle horaire du coucher de soleil sur le plan horizontal (°)

ω_s' Angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné (°) donnée par :

$$\omega_s' = \text{Min}[\omega_s; \cos^{-1}(-\tan(\psi_l - \beta) \tan \delta_s)] \quad (2.24)$$

2.4 Résultats et discussion

La Figure 2.8, représente la distribution moyenne mensuelle de la vitesse du vent sur le site d'Adrar à une hauteur de 10 m et 18m du sol. On remarque sur cette Figure, que le site d'Adrar présente une évolution du vent pratiquement uniforme durant toute l'année (pas de grande fluctuation).

La vitesse du vent dans le site d'Adrar couvre une gamme de vitesse allant jusqu'à 12m/s (figure 2.9), le facteur d'échelle est égal à 7.09m/s, le paramètre de forme égal à 3.36, induisant ainsi la plus importante vitesse moyenne annuelle de l'ensemble des sites Algérien égale à 6.37m/s à 10m du sol et 7m/s à 18m du sol et une densité de puissance moyenne qui atteint 292W/m² (Tableau 2.5).

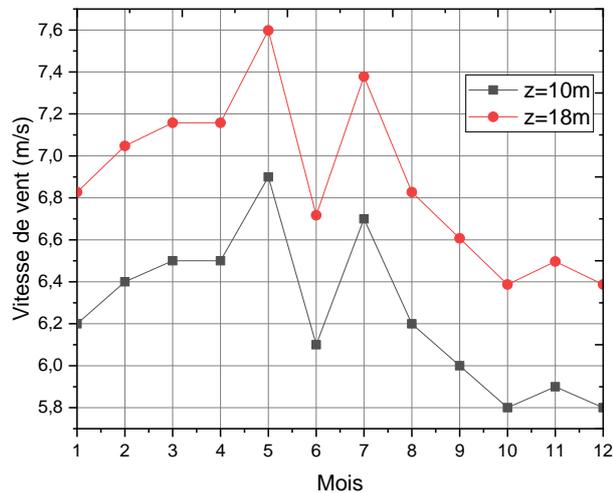


Figure 2. 8 : Vitesse mensuelle du vent à 10m et à 18m du sol pour le site d'Adrar

Tableau 2. 5 : Paramètre annuelle de Weibull du site étudié à 18 m du sol

Hauteur (m)	k_2	a_2 (m/s)	V_2 (m/s)	Densité de puissance (W/m ²)
18	3.54	7.96	7.17	292

La Figure 2.10 représente la puissance énergétique éolienne disponible sur le site d'Adrar.

Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, on utilise l'équation (2.17) avec n : le numéro de jour type du mois. Les résultats sont présentés dans le tableau 2.6.

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale, Figure 2.11.

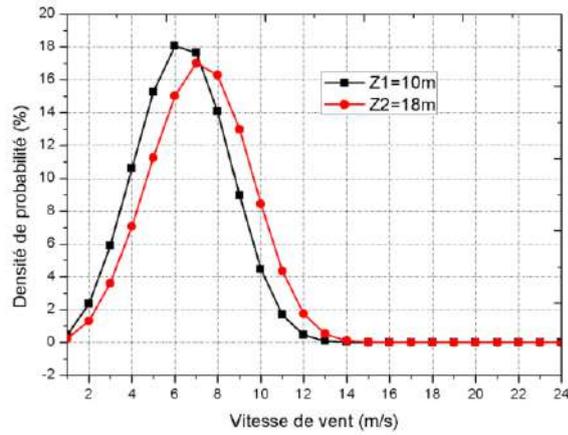


Figure 2. 9 : Distribution de Weibull à 10m et à 18m du sol pour le site d'Adrar

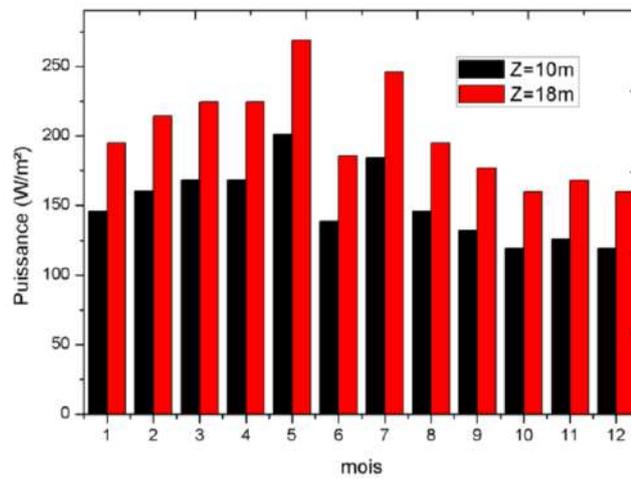


Figure 2. 10 : Puissance éolienne disponible sur le site d'Adrar

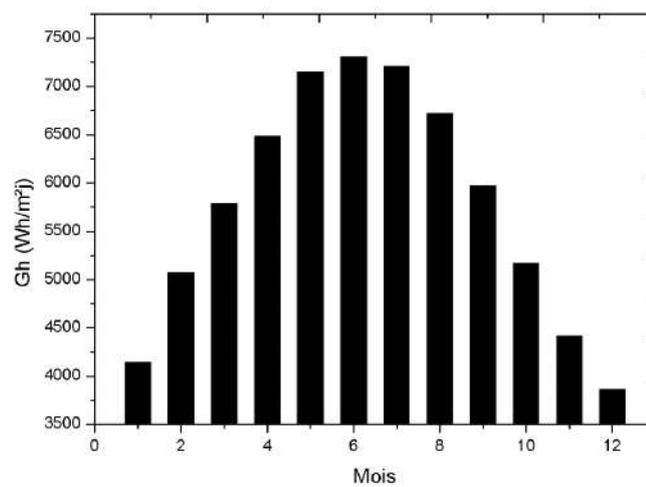


Figure 2. 11 : L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale.

Tableau 2. 6 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.

Mois	N°	SS(h)	S ₀ (h)	δ_s (°)	σ_s	G_{h0} (Wh/m ² j)
Janvier	17	8.50	10.50	-20.92	0.81	6402
Février	47	9.40	11.10	-12.95	0.85	7642
Mars	75	9.30	11.84	-2.42	0.79	9079
Avril	105	9.60	12.65	9.41	0.76	10359
Mai	135	10.70	13.33	18.79	0.80	11087
Juin	162	11.00	13.67	23.09	0.80	11315
Juillet	198	10.90	13.52	21.18	0.81	11155
Aout	228	10.10	12.93	13.45	0.78	10579
Septembre	258	9.30	12.15	2.22	0.77	9490
Octobre	288	9.10	11.34	-9.60	0.80	8023
Novembre	318	9.00	10.66	-18.91	0.84	6671
Décembre	344	8.20	10.33	-23.05	0.79	6032

Les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan incliné sont présentées sur la Figure 2.12 ci-dessous pour $\rho = 0.25$, $\beta = \psi$ (la latitude géographique du lieu).

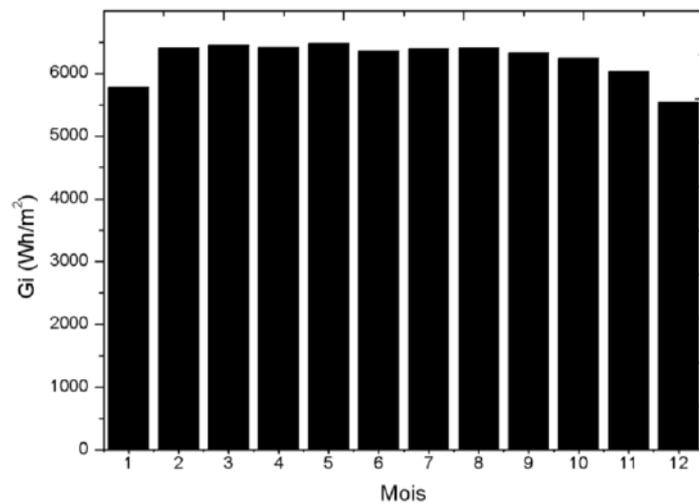


Figure 2. 12 :Irradiation globale journalière pour une inclinaison égale la latitude

Pour calculer l'angle d'inclinaison optimal pour une irradiation maximale reçue sur un capteur incliné, on fait varier l'angle d'inclinaison dans le jour type du mois afin d'identifier l'angle pour laquelle l'énergie reçue atteint sa valeur maximale.

Sur le tableau 2.8 ci-dessous, nous avons présenté les angles optimaux pour chaque mois avec l'énergie maximale correspondante, ce Tableau montre que l'angle optimale durant les mois de Mai, Juin et Juillet est zéro ce qui est correspond au plan horizontal.

Tableau 2. 7 : Irradiation globale journalière pour une inclinaison optimale.

Mois	Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$B_{opt}(^{\circ}C)$	55	45	30	12	0	0	0	5	23	41	53	57
G_i (Wh/m ² j)	6386	662	6455	655	715	7406	7264	6744	6341	6383	6566	6236

Les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan horizontal ($\beta=0$) et incliné ($\beta=\psi$ et $\beta=\beta_{opt}$) sont présentées sur la figure 2.13. On remarque sur la figure que l'angle d'inclinaison des capteurs solaire a une grande importance. Par exemple, l'éclairement solaire reçu sur une surface horizontale au mois de Janvier est de 4622W (Wh/m².J), alors que, l'éclairement reçu sur une surface inclinée pendant le même mois est 6877 Wh/m².J pour $\beta=\psi$ et 7822 Wh/m².J dans le cas où $\beta=\beta_{opt}$.

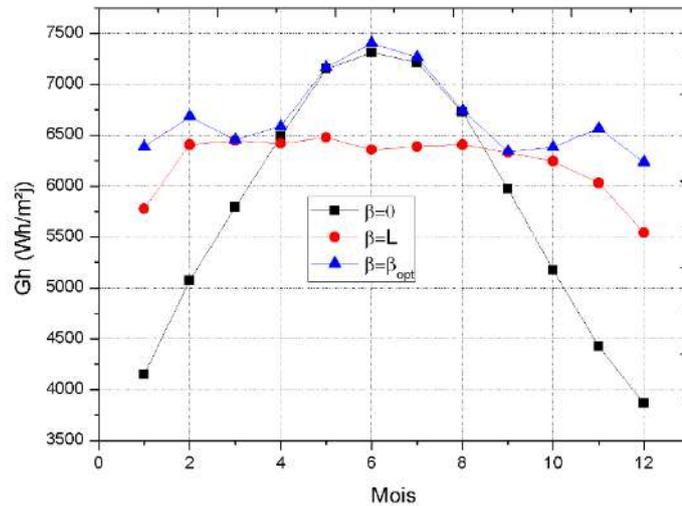


Figure 2. 13 : L'irradiation globale journalière sur une surface pour différentes inclinaisons.

Par contre, on remarque que pendant les mois de (Avril, Mai, Juin, Juillet et Aout) l'éclairement reçu sur un plan horizontal est mieux que celui reçu sur un plan incliné avec un angle égal à la latitude du lieu. Pour $\beta=\beta_{opt}$ l'éclairement est optimal pendant tous les mois sauf que les mois de (mai, Juin et Juillet) où l'éclairement prend les mêmes valeurs de l'éclairement reçu sur un plan horizontal. On remarque aussi que l'angle d'inclinaison a un effet très important en hiver qu'en printemps et automne. Tandis qu'en été, elle devient inutile (Figure 2.14).

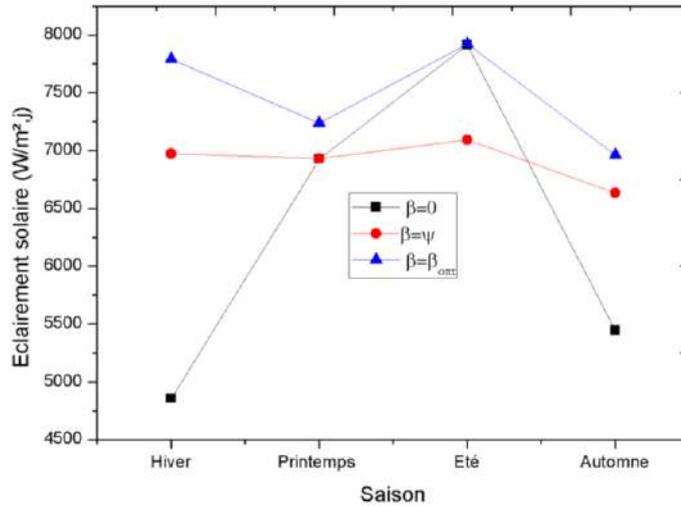
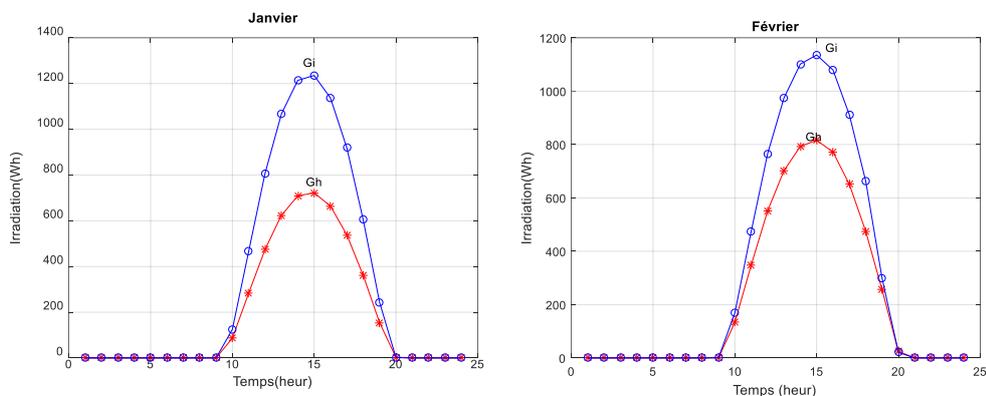
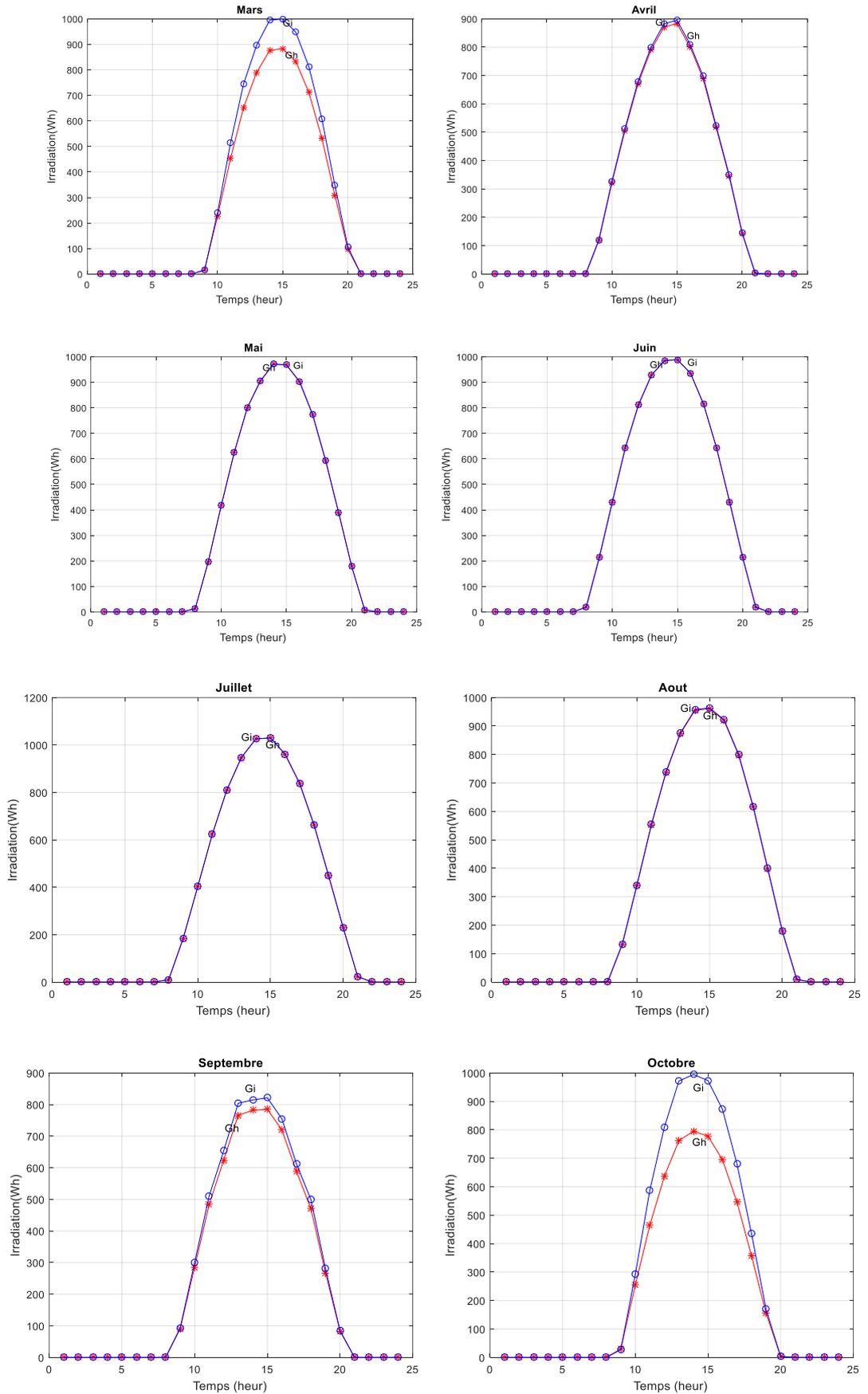


Figure 2. 14 : Irradiation globale journalière saisonnier sur une surface horizontale et inclinée.

L'irradiation horaire utilisée dans ce chapitre est obtenu par le logiciel Meteonorme-7. La Figure 2.15 présente l'éclairement solaire global reçu sur une surface horizontale (G_h) et celui reçu sur une surface inclinée pendant « les jours types » de chaque mois de l'année, l'analyse de la Figure 2.15 montre que l'éclairement solaire reçu sur une surface inclinée est mieux que celui reçu sur une surface horizontale durant les mois de (Janvier, février, Mars, Avril, Septembre, Octobre, Novembre et Décembre). Alors que, il prend les mêmes valeurs de l'éclairement horizontal durant le reste des mois.

L'éclairement solaire horaire global reçu sur une surface inclinée dépasse l'éclairement solaire de référence (1000W/m^2) pendant les mois de (Novembre, Décembre, Janvier et Février), le pic maximal d'éclairement solaire $G_i = 1268\text{ Wh/m}^2$ est obtenu au mois de Décembre, alors que, le pic minimal $G_i = 821\text{ Wh/m}^2$ est obtenu au mois de Septembre.





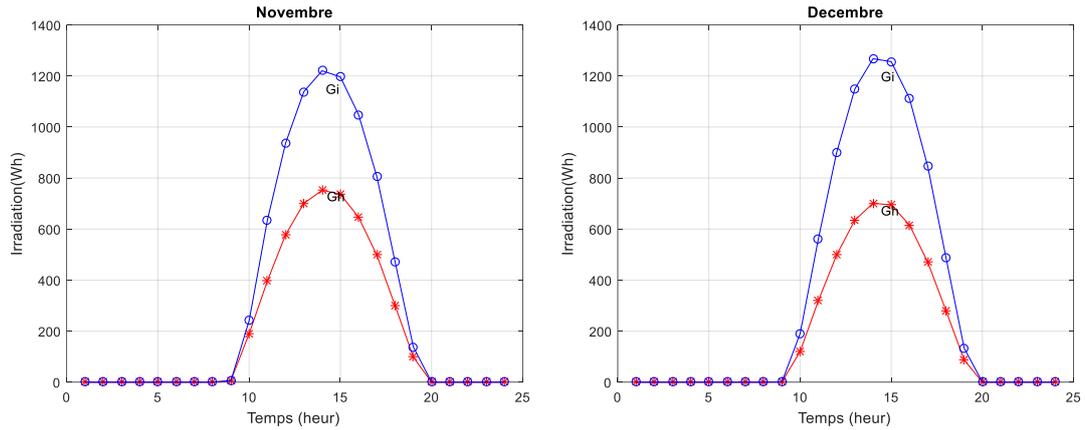


Figure 2. 15 : L'irradiation globale horaire sur une surface horizontale et inclinée pendant les « jours type » de chaque mois.

2.5 Conclusion

Les paramètres de la description météorologique et géologique de la ville d'Adrar montrent que cette ville a une grande réserve en eau sous terrain d'une part, et un énorme gisement solaire et éolien d'une autre part. Ces conditions nous permettent d'affirmer que les critères de faisabilité d'un projet de production d'électricité à base d'énergies solaire et éolien sont satisfaits. L'étude statistique de la vitesse du vent a montré que la vitesse du vent dans le site d'Adrar couvre une gamme allant jusqu'à 12m/s, le facteur d'échelle est égal à 7.09m/s, le paramètre de forme égal à 3.36 qui induisant ainsi la plus importante vitesse moyenne annuelle de l'ensemble des sites Algérien égale à 6.37m/s à 10m du sol et 7m/s à 18m du sol et une densité de puissance moyenne qui atteint 292W/m². L'évaluation du gisement solaire montre que l'énergie solaire reçue est bien maximale en utilisant les valeurs d'angles optimaux présentées dans le tableau 2.8.

Chapitre 3 : Etude de Système de Conversion de l'Energie Eolienne

3.1 Introduction

La modélisation aérodynamique du rotor d'un aérogénérateur est une étape essentielle dans la conception de cette machine. L'objectif de ce chapitre est : de calculer les efforts aérodynamiques qui s'exercent sur les pales, de déterminer ses paramètres optimaux et d'estimer la puissance maximale qui peut être extraite par cette machine. Cette modélisation est une tâche complexe à cause de la rotation de la turbine éolienne qui crée un écoulement tridimensionnel de l'air autour des pales. Dans ce travail, nous utilisons deux approches : i- l'étude aérodynamique de différents profils symétriques et non symétriques, ii-la combinaison entre deux théories, la première théorie est celle de l'écoulement axial (the axial momentum theory), la deuxième est la théorie de l'élément de la pale (blade element theory), qui tient compte de la composante de rotation de l'écoulement de l'air engendrée par la rotation des pales. La combinaison de ces deux approches a permis de résoudre les équations des efforts et du couple aérodynamique par un code de MATLAB. L'utilisation de logiciel « Qblade », basé sur la méthode de double disque actuateur multiple et la convergence de l'algorithme de résolution a été accomplie pour plusieurs profils aérodynamiques.

3.2 Caractéristiques d'une éolienne

Une éolienne est caractérisée par plusieurs paramètres et variables aérodynamiques.

3.2.1 Les variables aérodynamiques

Un profil aérodynamique présente une partie arrondie appelée le bord d'attaque, et une partie affûtée appelée le bord de fuite. La corde c du profil est une ligne droite joint entre le bord d'attaque et le bord de fuite. Le centre de pression n'est qu'un point d'application des forces aérodynamiques ; il est généralement situé à $c/4$ du bord d'attaque, Figure 3.1.

L'angle d'attaque α est l'angle formé par la corde c du profil aérodynamique par rapport à la direction de la vitesse relative du vent (Figure 3.1).

La vitesse relative W est la vitesse relative de l'écoulement sur le profil ; elle est la somme vectorielle de celle du vent perturbé (par le mouvement du profil) et celle du déplacement du profil aérodynamique. Si le profil est immobile alors la vitesse relative n'est autre que la vitesse du vent non perturbé.

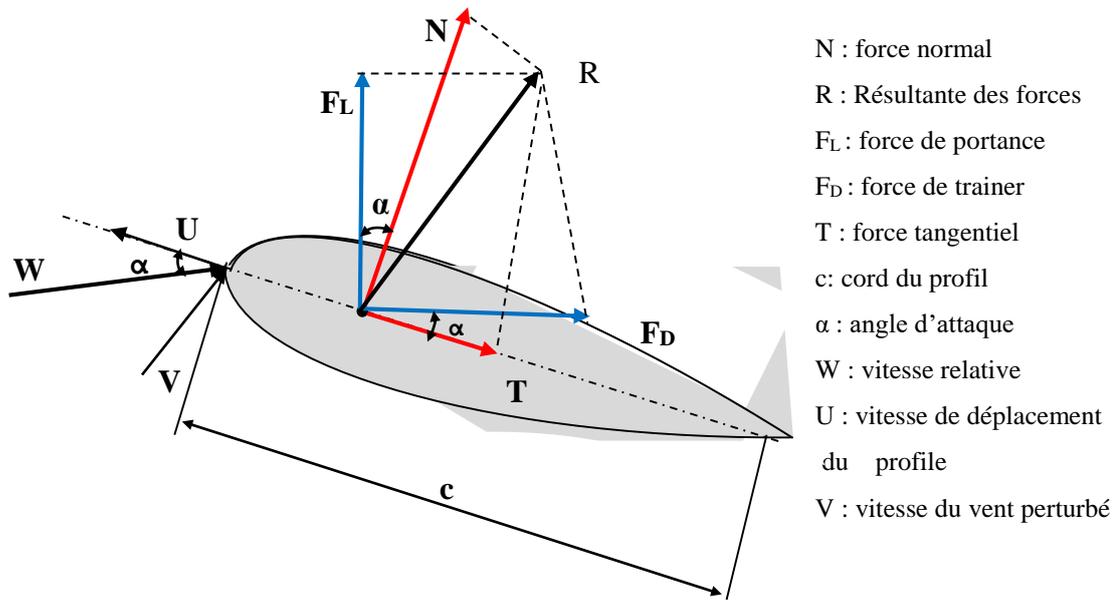


Figure 3. 1 : Les forces agissant sur un profil aérodynamique et triangle des vitesses

3.2.2 Les forces aérodynamiques

Face au vent, un profil aérodynamique subit deux types de forces, une force de portance et une force de trainée. La force de portance est perpendiculaire à la direction du vent, et elle est causée par la distribution de la pression sur le profil. La trainée est parallèle à la direction du vent, elle est causée par le frottement sur le profil et par la dépression dans son sillage. Les forces et les variables aérodynamiques pertinentes à ces études sont expliquées ci-dessous.

La force de portance F_L

Quand un profil est légèrement incliné par rapport à la direction du vent (faible angle d'attaque), l'écoulement reste attaché au profil, il est ralenti sur la partie inclinée face au vent, soit l'intrados, et il est accéléré sur la partie faisant dos au vent, soit l'extrados. Il se crée alors une dépression sur l'extrados et une surpression sur l'intrados. Cette différence de pression génère une force perpendiculaire à la direction du vent, dirigée de l'intrados vers l'extrados, c'est la portance.

La force de trainée F_D

La force de trainée est la force qui résiste à l'écoulement, elle est donc de même sens et de même direction que la vitesse relative de l'écoulement. On distingue deux types de forces de

trainées, la trainée de frottement et la trainée de pression. La trainée de frottement dépend de la rugosité de la paroi et de la viscosité du fluide. La trainée de pression dépend de l'importance de la dépression dans le sillage qui est due essentiellement à la forme du profil et à son orientation par rapport au vent. Ainsi, dans les écoulements attachés (sans décollement), la trainée est essentiellement due au frottement et son ampleur est limitée, alors que la portance est dominante. Par contre, quand un profil est fortement incliné par rapport au vent, l'écoulement se détache, une dépression apparaît dans le sillage, et la trainée de pression devient dominante, c'est ce qu'on appelle le décrochage qui tend à apparaître vers l'angle voisin de 20° (Figure 3.2).

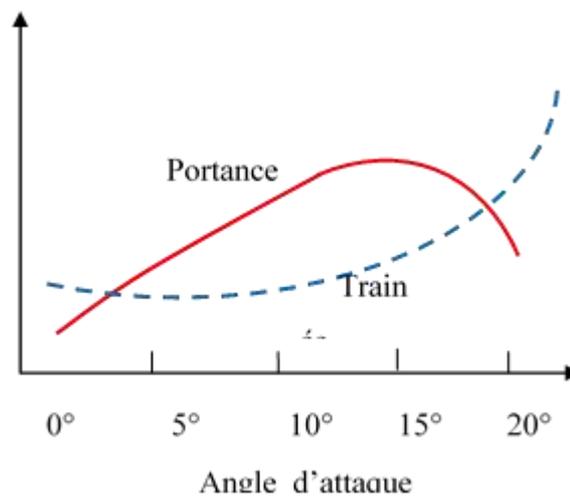


Figure 3. 2 : Variation des forces aérodynamiques en fonction de l'angle d'attaque

3.2.3 Les coefficients aérodynamiques

Le paramètre d'avancement λ

Appelé vitesse spécifique qui définit le rapport entre la vitesse périphérique des pales (ωR) et la vitesse de l'écoulement amont. Il caractérise les types de régimes d'écoulement et du fonctionnement du rotor. Le rendement de la machine est normalement donné en fonction de ce paramètre λ . La valeur optimale du paramètre, notée λ_{opt} correspond à sa valeur dont laquelle la machine a la meilleure performance (maximum du coefficient de puissance) (Bedon et al., 2013).

$$\lambda = \frac{U}{V_{\infty}} = \frac{\omega R}{V_{\infty}} \quad (3.1)$$

Les performances des éoliennes sont, le plus souvent, caractérisées, de manière adimensionnelle, par la variation du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique λ .

La solidité σ

C'est le rapport entre la surface totale des pales et la surface balayée par le rotor (Nahas, 1993). La définition adoptée dans le cas de l'éolienne de type Darrieus est :

$$\sigma = \frac{N_p \cdot S}{A} = \frac{N_p \cdot c}{D} \quad (3.2)$$

Où N_p , c , D sont le nombre de pales, la corde et le diamètre du rotor, respectivement.

Pour des vitesses de conception comprises entre 7 et 11 m / s, les valeurs de solidité pour Darrieus doivent être choisies entre 0,2 et 0,25 (Pramod Jain, 2016). La production d'énergie et de couple peut être augmenté en augmentant la solidité, plus spécifiquement, la valeur de la solidité se situe dans la fourchette de 0,1 à 0,2 pour les turbines éoliennes à axe vertical à pale droite (Ferkous, 2009). Pour ceux de trois pales ou plus avec des éoliennes de petite taille et une valeur de λ faible, la valeur de la solidité est élevée (Islam et al., 2008).

Le nombre de Reynolds Re

Caractérise un écoulement, en particulier la nature de son régime (transition laminaire turbulent, développement de stationnarités). Il représente le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses. Re est lié à la corde $c(m)$ et à la vitesse relative $W(m/s)$ de la pale par (Tai et al., 2013):

$$Re = \frac{W \cdot c}{\nu} \quad (3.3)$$

Où ν est la viscosité cinématique du fluide.

Il est très utile pour les études aérodynamiques d'exprimer les forces de manière adimensionnelles, pour ce faire on définit les coefficients suivants :

Coefficient de portance

$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^2 c} \quad (3.4)$$

Coefficient de trainée

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^2 c} \quad (3.5)$$

Coefficient de la force normale

$$C_N = \frac{F_n}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^2 c} \quad (3.6)$$

Coefficient de la force tangentielle

$$C_T = \frac{F_t}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^2 c} \quad (3.7)$$

C_L et C_D sont des coefficients adimensionnels, qui sont propres à la forme d'un profil aérodynamique mais indépendants de son échelle. Pour une géométrie de profil donné et pour un nombre de Reynolds donné, ces coefficients varient donc en fonction de l'angle d'attaque α .

C_{D0} le coefficient de traînée à la portance nulle,

C'est à dire quand l'angle d'attaque est nul pour un profil symétrique. On cherchera à avoir ce coefficient le plus petit possible, pour éviter les pertes aérodynamiques sur la pale (la traînée "consommant" du couple sur le rotor, car elle s'oppose au mouvement de la pale).

- **Finesse** est le rapport du coefficient de portance sur celui de la traînée

$$finesse = \frac{C_L}{C_D} \quad (3.8)$$

Coefficient de couple C_m : On l'utilise surtout pour estimer le couple au démarrage, afin de savoir si l'éolienne pourra démarrer seule ou pas. Il est utile aussi pour d'autres vitesses de fonctionnement et qui peut être exprimé par :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (3.9)$$

Le couple du rotor est exprimé en fonction de C_m par :

$$C_{rotor} = \frac{1}{2} C_m (RA\rho V_\infty^2) \quad (3.10)$$

Avec C_{rotor} est le couple obtenu sur le rotor et A est la surface de balayage des pales, R le rayon du rotor.

La valeur du coefficient de couple du rotor éolien peut être déterminée point par point dans la caractéristique (C_p, λ) . Pour ce faire, il faut diviser chaque valeur de C_p par sa valeur respective λ puis représenter les valeurs ainsi obtenues en fonction de λ .

Particulièrement intéressant c'est le couple de démarrage du rotor $C_{rotor,0}$, c'est à dire, le couple que les pales développent lorsque le rotor est arrêté ($\lambda = 0$):

$$C_{rotor,0} = \frac{1}{2} C m_0 (R A \rho V_\infty^2) \quad (3.11)$$

Cependant, le coefficient correspondant à l'arrêt ne peut pas être calculé analytiquement, car pour $\lambda=0$ (rotor arrêté) $\rightarrow C_p = 0$ et la relation $0/0$ n'a pas définie (équation (3.9)).

Évidemment, à partir d'une vitesse du vent énergétiquement intéressante, le couple de démarrage du rotor $C_{rotor,0}$ doit être plus grand que le couple requis par l'ensemble des transmissions - machine de travail entraîné par le rotor. Lysen (Wagner, 2017) propose la formule empirique suivante pour le calcul du coefficient de couple de démarrage du rotor :

$$C m_0 \approx \frac{0.5}{\lambda_{max}^2} \quad (3.12)$$

Où λ_{max} est la vitesse spécifique nominale du rotor.

Coefficient de puissance C_p :

Le coefficient de puissance est un coefficient adimensionnel qui correspond au rendement aérodynamique d'une éolienne. Il exprime le rapport entre la puissance développée par le rotor et la puissance disponible dans le vent. (Il ne prend pas en compte le rendement du générateur) :

$$C_p = \frac{P}{P_{max}} = \frac{\omega C_{rotor}}{\frac{1}{2} \rho A V_\infty^3} \quad (3.13)$$

Où ω est la vitesse angulaire du rotor et A la section balayée par le vent.

Coefficient de performance K_p :

C'est une mesure de la puissance en sortie. Il est proportionnel à la puissance de la turbine à régime constant.

$$K_p = \frac{C_{rotor} \omega}{\frac{1}{2} \rho A (\omega R)^3} \quad (3.14)$$

Avec R le rayon de la turbine, ω est la vitesse de rotation du rotor.

3.2.4 Géométrie des Profils aérodynamiques

Les profils conçus dans cette approche sont connus sous le nom de NACA Four-Digit Séries. Le premier chiffre (m) définit la cambrure maximale en pourcentage de la corde (longueur du

profil aérodynamique), la seconde (p) définit le point de cambrure maximale par rapport au bord d'attaque en pourcentage de la corde, et les deux derniers chiffres définissant l'épaisseur maximale du profil en pourcentage de la corde (t). Par exemple, le profil aérodynamique NACA 2415 a une épaisseur maximale de 15% avec une cambrure de 2% situé à 40% du bord d'attaque du profil aérodynamique (Figure 3.3).

Le profil aérodynamique NACA 0015 est symétrique, le 00 indiquant qu'il n'a pas de cambrure. Le nombre 15 indique que l'aile a une épaisseur maximale correspondant à 15 % de la longueur de la corde de l'aile. Ces profils sont dits non porteurs, c'est-à-dire que pour une incidence nulle leur coefficient de portance est nul.

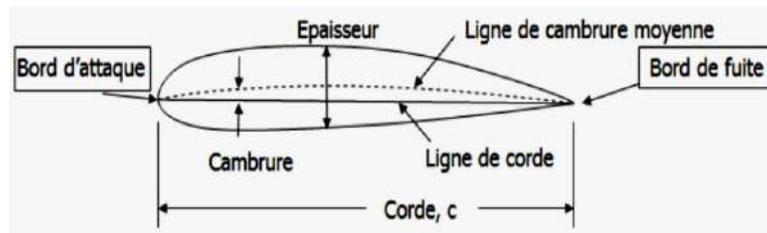


Figure 3. 3 : Géométrie du Profil

En utilisant ces valeurs m, p et t, nous pouvons calculer les coordonnées pour un profil entier en utilisant les relations suivantes :

1. Sélectionner les valeurs de x de 0 à la corde maximale c.
2. Calculer les coordonnées de la ligne moyenne en introduisant les valeurs de m et p dans les équations suivantes pour chacune des coordonnées x.

$$y_c = \frac{m_c}{p_c^2} (2p_c \cdot x - x^2) \quad \text{de } x=0 \text{ à } x=p_c \quad (3.15)$$

$$y_c = \frac{1}{(1-p_c)} [(1 - 2p_c) + 2p_c \cdot x - x^2] \quad \text{de } x=p_c \text{ à } x=c \quad (3.16)$$

Où : x : est l'abscisse sur toute la longueur de la pale, de 0 à c (ce qui signifie corde ou longueur)

y_c = est l'ordonnée au-dessus et en dessous de la ligne s'étendant le long de la longueur du profil aérodynamique soit y_t pour les coordonnées d'épaisseur ou y_c pour les coordonnées de cambrure

t = épaisseur maximale du profil aérodynamique en dixièmes de corde (c'est-à-dire que le profil aérodynamique à 15% d'épaisseur serait de 0,15)

m_c = cambrure maximum dans les dixièmes de la corde.

p_c = position du cambrure maximum le long de la corde en dixièmes de corde.

3. la distribution de l'épaisseur au-dessus (+) et en-dessous (-) de la ligne moyenne est obtenue par (Moran, 2003) :

$$\pm y_t = \frac{t}{0.2} (0.2969\sqrt{x} - 0.1260x - 0.3516x^2 + 0.2843x^3 - 0.1015x^4) \quad (3.17)$$

4. les coordonnées finales pour la surface supérieure du profil aérodynamique (x_U, y_U) et la surface inférieure (x_L, y_L) sont déterminées par les relations suivantes (Moran, 2003).

$$\begin{aligned} X_u &= x - y_t \sin \xi \\ Y_u &= y_c + y_t \cos \xi \\ X_L &= x + y_t \sin \xi \\ Y_L &= y_c - y_t \cos \xi \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\text{Où :} \quad \xi = \tan^{-1} \left(\frac{dy_c}{dx} \right) \quad (3.19)$$

3.3 Modélisation mathématique du rotor de Darrieus

Considérons une machine de type Darrieus à pales droites. La machine est caractérisée par une hauteur H , un rayon R (ou diamètre $D=2R$), un nombre de pale N_p et une longueur de corde de profil c (Figure. 3.4a). Le rotor est placé dans un courant de vitesse V , supposée constante et uniforme, tourne avec une vitesse de rotation ω , (Figure.3.4b).

La figure 3.5 présente le triangle de vitesse à chaque position azimutale de la pale, la turbine Darrieus est une machine à variation cyclique. Comme les pales de l'éolienne étant tournantes, la condition de décrochage est liée à l'angle d'attaque. Tout d'abord, l'écoulement vu par les profils des pales n'est pas celui à vitesse absolue (V), mais avec la vitesse d'attaque (W) définie sous sa forme vectorielle par l'équation (3.20). Précisons que $\vec{\omega}$ est la vitesse angulaire de l'éolienne et \vec{R} le vecteur position qui relié le centre de rotation de l'éolienne au point qui matérialise la pale.

Le vecteur $\vec{\omega} \wedge \vec{R}$ représente la vitesse périphérique de la pale. Pour un profile tournant, l'angle d'attaque est défini par l'angle entre la vitesse d'attaque (W) et la ligne de corde. Par

conséquent, il dépend de la vitesse de l'écoulement à l'infini amont (V), de la vitesse périphérique de la pale ($\overline{\omega \wedge R}$) et de l'angle de positionnement (θ) de la pale (Figure 3.5).

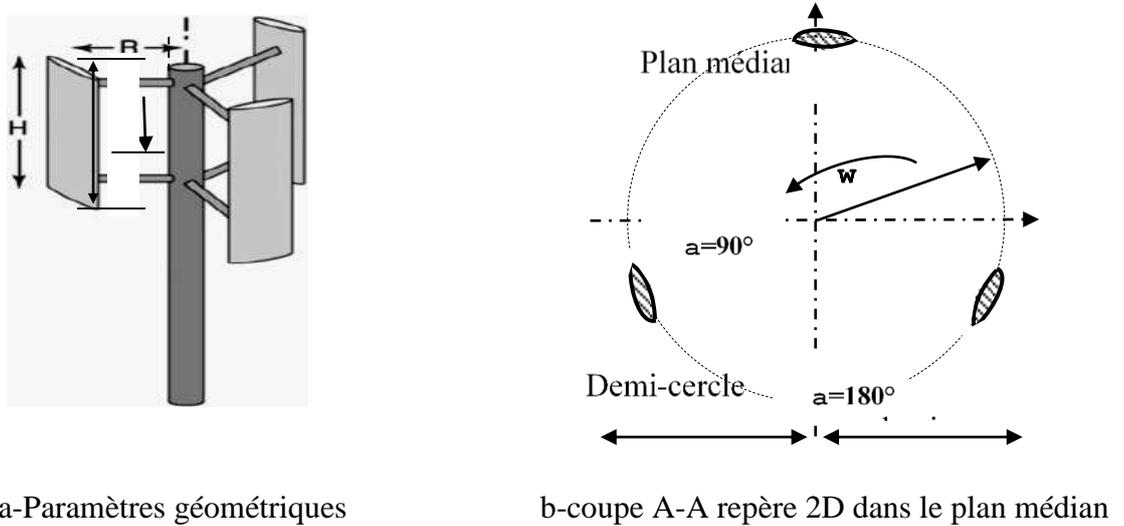


Figure 3. 4 : Eolienne Darrieus à trois pales droites

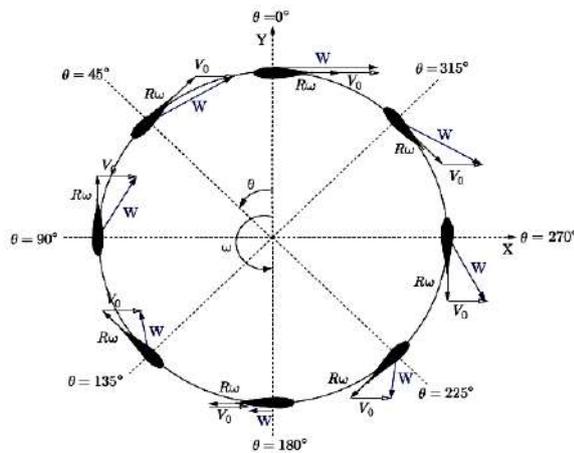


Figure 3. 5 : Triangle des vitesses d'une éolienne à axe verticale de type Darrieus (Antheaume et al., 2008)

Selon le triangle des vitesses, on peut exprimer la vitesse relative W par :

$$W = V - U \tag{3.20}$$

Où les composants de W dans la référence formée par la corde du profile et la direction perpendiculaire à la corde sont :

$$W_c = U + V \cos(\theta), \quad W_n = V \sin(\theta) \tag{3.21}$$

Où $U = \omega R$, et $\omega = 2\pi N/60$; (N =rotation par minute rpm)

Et (θ) est la position angulaire de la pale. La vitesse W est alors :

$$W = \sqrt{W_c^2 + W_n^2} \quad (3.22)$$

Par conséquent :

$$W = \sqrt{(V \sin(\theta))^2 + (U + V \cos(\theta))^2} \quad (3.23)$$

Selon la théorie de Gluert Actuator Disk, l'expression de la vitesse absolue à travers le rotor est donnée par l'équation (3.24) (Nahas, 1993)

$$V = \frac{V_\infty + V'}{2} \quad (3.24)$$

Si un facteur d'induction axiale, a_V est défini comme la diminution fractionnelle de la vitesse du vent entre l'écoulement libre et le plan du rotor, donné par (Biadgo et al., 2013):

$$a_V = \frac{V_\infty - V}{V_\infty} \quad (3.25)$$

Alors :

$$V = V_\infty(1 - a_V) \quad (3.26)$$

En utilisant les équations (3.24) et (3.26), on obtient

$$V' = V_\infty(1 - 2a_V) \quad (3.27)$$

La vitesse relative peut être écrite en forme adimensionnelle en utilisant la vitesse de vent libre :

$$\frac{W}{V_\infty} = \sqrt{\left(\frac{V}{V_\infty} \sin(\theta)\right)^2 + \left(\frac{U}{V_\infty} + \frac{V}{V_\infty} \cos(\theta)\right)^2} \quad (3.28)$$

De l'équation (3.1) et (3.26), l'équation (3.28) devient :

$$\frac{W}{V_\infty} = \sqrt{\left((1 - a_V) \sin(\theta)\right)^2 + \left((1 - a_V) \cos(\theta) + \lambda\right)^2} \quad (3.29)$$

$$\left(\frac{W}{V_\infty}\right)^2 = ((1-a_v)\sin(\theta))^2 + ((1-a_v)\cos(\theta) + \lambda)^2 \quad (3.30)$$

L'angle d'attaque pour une pale fixe est :

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{V \sin(\theta)}{\omega R + V \cos(\theta)}\right) \quad (3.31)$$

en utilisant l'équation (3.26), l'équation ci-dessus donne :

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{(1-a_v)\sin(\theta)}{\lambda + (1-a_v)\cos(\theta)}\right) \quad (3.32)$$

Pour une pale variable, l'angle d'attaque devient (Nahas, 1993):

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{(1-a_v)\sin(\theta)}{\lambda + (1-a_v)\cos(\theta)}\right) - \delta \quad (3.33)$$

Où δ est l'angle de calage de la pale (Figure 1.11)

Les forces sur les pales (point d'application au centre de poussé, qui est au quart de la corde (en théorie linéaire et fluide parfait) sont représentées sur la Figure 3.6. Elles sont déterminées en projetant F_L et F_D dans le repère tangentiel au cercle de rotation. Le couple disponible sur la turbine Darrieus est donné alors par la force motrice F_T (projection de la portance, dirigé vers l'avant des pales, diminuée de la projection de la trainée, dirigé vers l'arrière des pales). Tant que la composante tangentielle de la portance reste supérieure à celle de la trainée, le couple moteur sera toujours positif. Dans le cas contraire, la rotation sera freinée. Le tracé des composantes du champ de vitesse résultant partitionne le domaine en quatre zones : deux zones motrices, situées dans les demi-cercles amont et aval ; et deux zones de freinage autour de $\theta=0^\circ$ et $\theta=180^\circ$, là où les vecteurs \vec{V} et $\overline{\omega \wedge R}$ sont colinéaires (Figure 3.6).

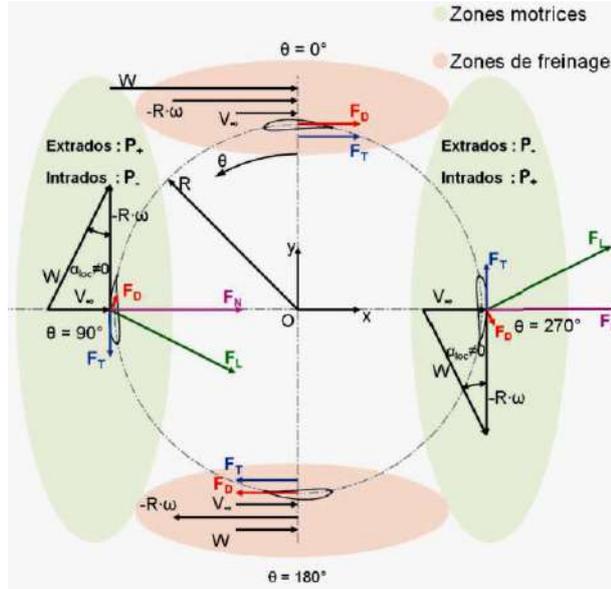


Figure 3. 6 : Triangle des vitesses et efforts sur une éolienne à axe verticale de type Darrieus (Roa, 2011)

Les composants de la force résultante F agissant sur la pale peuvent être exprimés comme suit :

$$F_t = \frac{1}{2} C_T \rho c W^2 \quad \text{et} \quad F_n = \frac{1}{2} C_n \rho c W^2 \quad (3.34)$$

Le coefficient de force tangentielle C_T et le coefficient de force normale C_N sont donnés par :

$$\begin{aligned} C_T &= C_L \cos(\alpha) - C_D \sin(\alpha) \\ C_N &= C_L \sin(\alpha) + C_D \cos(\alpha) \end{aligned} \quad (3.35)$$

La force, dans le sens de la vitesse absolue du vent, exercée sur la pale est :

$$F_a = \frac{1}{2} \rho W^2 S (C_N \sin \theta - C_T \cos \theta) \quad (3.36)$$

La force totale exercée par N_p pales est calculée par :

$$F = \frac{0.5 \rho S N_p}{2\pi} \int_0^{2\pi} (C_N \sin \theta - C_T \cos \theta) W^2 d\theta \quad (3.37)$$

La force F est exprimée par Betz (1931) comme suit :

$$F = \frac{1}{2} \rho A (V_\infty^2 - V'^2) \quad (3.38)$$

Et prenant en compte les équations (3.27) et (3.38), nous obtenons

$$F = 2\rho AV_\infty^2 G \quad (3.39)$$

Où

$$G = a_v (1 - a_v) \quad (3.40)$$

En utilisant les équations (3.37) et (3.39), G peut également être trouvé par :

$$G = \frac{SN_p}{8\pi A} \int_0^{2\pi} (C_N \sin \theta - C_T \cos \theta) \left(\frac{W}{V_\infty} \right)^2 d\theta \quad (3.38)$$

Où :

$$G = \frac{\sigma}{8\pi} \int_0^{2\pi} (C_N \sin \theta - C_T \cos \theta) \left(\frac{W}{V_\infty} \right)^2 d\theta \quad (3.39)$$

Si c , est la corde de la pale et H est sa hauteur, alors la surface de la pale, supposée très mince est approximée par $S = c.H$.

Le couple instantané d'une seule pale est donné par :

$$C_{ins} = C_T \frac{1}{2} \rho S R W^2 \quad (3.40)$$

Par conséquent, pour le rotor complet avec ' N_p ' pales, le couple moyen sur une rotation est donné par :

$$C = \frac{\rho S R N_p}{4\pi} \int_0^{2\pi} C_T W^2 d\theta \quad (3.41)$$

Le coefficient de puissance est défini comme un rapport entre la puissance produite et la puissance maximale disponible.

$$C_p = P / P_{\max} \quad (3.42)$$

La puissance maximale disponible est la puissance que le rotor peut extraire du vent

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \rho A V_\infty^3 \quad (3.43)$$

Où A est la surface balayée par le rotor pendant sa rotation et V_∞ est la vitesse du vent.

La puissance produite P peut être exprimée par l'équation suivante.

$$P = C\omega = \frac{\rho SR\omega N_p}{4\pi} \int_0^{2\pi} C_T W^2 d\theta \quad (3.44)$$

Ensuite, le coefficient de puissance du rotor peut être déterminé à partir des Eqs. (3.42) et (3.43) :

$$C_p = \frac{P}{0.5\rho AV_\infty^3} \quad (3.45)$$

En remplaçant P par son expression (équation 3.44) on obtient :

$$C_p = \frac{\sigma\lambda}{2\pi} \int_0^{2\pi} C_T \left(\frac{W}{V_\infty}\right)^2 d\theta \quad (3.46)$$

La puissance produite P peut être exprimée par l'équation suivante.

$$P = C_p \cdot P_{\max} = 0.5 \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V_\infty^3 \quad (3.47)$$

3.4 Procédures adoptées dans le programme MATLAB

Les données d'entrée comprennent les spécifications du rotor Darrieus, le diamètre du rotor D , la hauteur du rotor H et la longueur de la corde c d'un profil aérodynamique choisi, les étapes suivantes sont :

1. Sélectionnez le modèle de profil aérodynamique et recherchez le tableau des coefficients de portance et de traînée à partir des données fournies par l'expérience.
2. Définir la position angulaire du rotor (θ) de 0 à 2π ;
3. Calculer l'angle d'attaque du vent α par l'équation (3.33)
4. Trouver la vitesse du vent relatif par l'équation (3.29)
5. Calculer C_n et C_t , équation (3.35).
6. Déterminer la puissance produite pour le modèle de rotor sélectionné en utilisant l'équation (3.44) ;
7. Calculer le facteur d'interférence G en utilisant l'équation (3.39)
8. Trouvez le coefficient de puissance C_p en utilisant l'équation (3.46).

3.5 Taille de la turbine en fonction de la puissance requise.

La première hypothèse concerne la vitesse du vent. Selon le chapitre 2 d'énergie éolienne, la moyenne du vent dans la région d'Adrar est d'environ 7 m/s à 18 m de hauteur, dans ce contexte, la vitesse moyenne du vent a été fixée à 7 m/s.

De plus, puisque la puissance à l'alternateur doit être de 5kW, il fallait déterminer la puissance utile directement du vent en tenant compte des rendements mécanique et électrique.

La puissance à l'arbre est donc :

$$P_n = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_e \cdot A \cdot V_n^3 \quad (3.45)$$

Avec : A est la surface traversée par le vent (m^2); ρ est la densité de l'air ($= 1.225kg/m^3$) et V_n la vitesse nominal du vent (m/s).

$$A = D \cdot H \quad (3.46)$$

C_e est le facteur d'efficacité, qui dépend de la vitesse du vent, l'architecture du système et les performances du générateur électrique.

$$C_e = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (3.47)$$

η_m et η_g représentent le rendement du multiplicateur, de la génératrice respectivement. C_p est le coefficient de puissance de la turbine éolienne.

Avec l'équation (3.48) on peut calculer la surface du rotor nécessaire pour obtenir la puissance P_n .

$$A = \frac{P_n}{0.5 \cdot \rho \cdot C_e \cdot V_n^3} \dots (m^2) \quad (3.48)$$

La hauteur H de la turbine peut être exprimé en fonction du facteur de forme par :

$$H = FF \cdot D \quad (3.49)$$

Donc, on obtient

$$D = \sqrt{\frac{P_n}{0.5 \cdot \rho \cdot FF \cdot C_e \cdot V_n^3}} \quad (3.50)$$

La vitesse de rotation des pales peut être obtenue à partir de :

$$\omega = \lambda V / R \quad (3.51)$$

$$\text{et } N = 30.\omega / \pi \quad (\text{RPM}) \quad (3.52)$$

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

$$P_{rec} = \frac{1}{2} \rho . V_2^3 . A . C_p \quad (\text{W}) \quad (3.53)$$

Enfin la puissance utile est donnée par :

$$P_u = 0.5 . \rho . A . C_p . \eta_m . \eta_g . V_2^3 \quad (\text{W}) \quad (3.54)$$

L'énergie électrique produite par l'aérogénérateur éolien pendant un temps Δt est donnée par :

$$E_{\acute{e}ol} = 0.5 . \rho . A . C_p . \eta_m . \eta_g . V_2^3 . \Delta t \quad (\text{Wh}) \quad (3.55)$$

3.6 Résultats et discussion

Les résultats présentent l'étude de variation de l'angle d'attaque et la vitesse relative, puis, l'étude aérodynamique de trois profils de pales NACA0012, NACA0018 et NACA4418, Ensuite, une simulation numérique du rotor de Darrieus en utilisant le logiciel de « Qblade », Enfin, la puissance électrique produite par le rotor éolien choisi dans la région d'Adrar.

3.6.1 Etude de variation de l'angle d'attaque et la vitesse relative :

La Figure 3.7, montre que l'angle d'attaque (α) oscille entre des valeurs positives et négatives. L'angle d'attaque change de signe lorsque le profile passe du demi-cercle amont au demi-cercle avale et inversement. Pour une position de pale donnée, c.-à-d. θ fixe, l'angle d'attaque diminue avec l'incrément du paramètre d'avance (λ) (Figure 3.8). En conséquence, Pour de faibles valeurs de ce paramètre, l'angle d'attaque devient très important et dépasse d'environ 12 à 15° relativement à l'angle de décrochage statique. Cependant, on observe qu'à très haute valeur de ce paramètre, l'angle d'attaque deviendra trop faible (Figure 3.8). Alors que, la vitesse relative devient très forte (Figure 3.9), ce qui entraine des diminutions des coefficients du couple et de puissance. C'est pourquoi nous nous sommes intéressés à l'étude de ce cas.

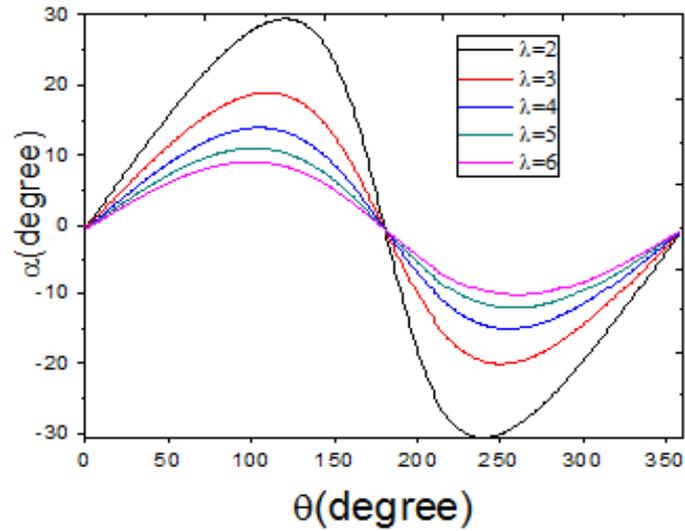


Figure 3. 7:L'angle d'attaque local vs θ pour des valeurs fixe de λ pour une pale (Douak et al., 2018)

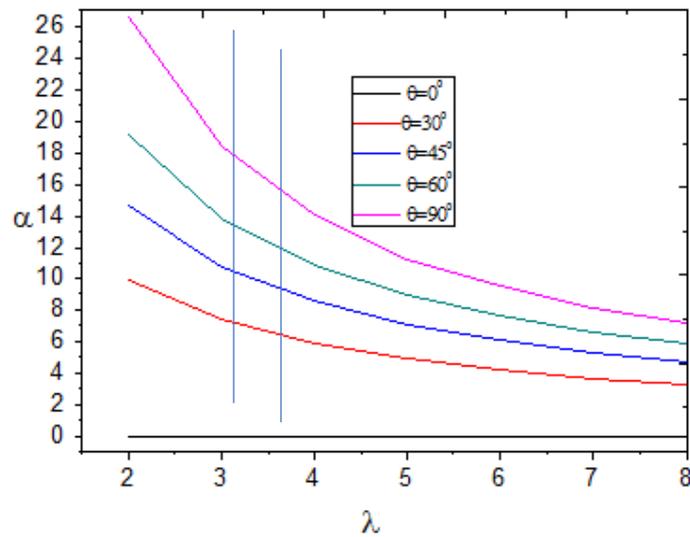


Figure 3. 8 : L'angle d'attaque local vs λ pour différentes valeurs de θ pour une pale (Douak et al., 2018)

La vitesse relative a la même allure pour différentes valeurs de λ , mais leur intensité est proportionnelle à λ (Figure 3.9).

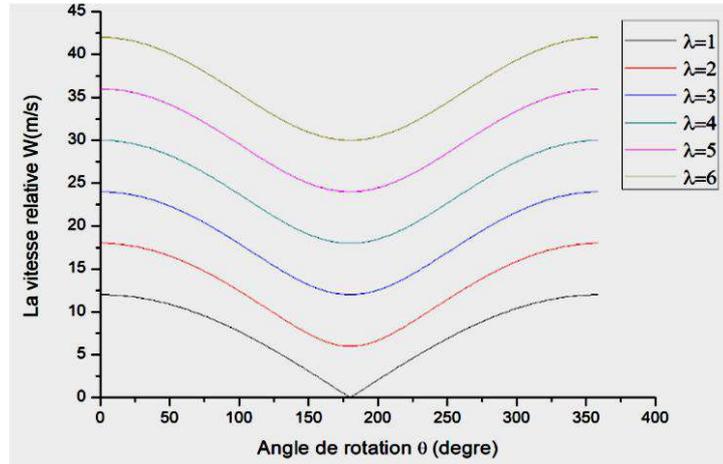


Figure 3. 9 : Distribution angulaire de la vitesse relative pour une pale pour différentes valeurs de λ

3.6.2 Etude aérodynamique des profils de pales

Avant l'étude du rotor de Darrieus complète, on commence par une étude aérodynamique des profils de pales. Les coefficients aérodynamiques qui ont une influence sur le coefficient de puissance sont celles de portance et de traînée. Alors, Le but de l'étude aérodynamique des profils NACA0012, NACA0018 et NACA4418 (Figure 3.10) à un nombre de Reynolds de 3×10^6 c'est de connaître les caractéristiques aérodynamiques d'un profil de pale et d'évaluer la capacité des outils numériques à bien prendre en compte ce phénomène, les paramètres de simulation sont donnés par le Tableau 3.1. Ces profils ont été simulés et tracés à l'aide de logiciel « Qblade »

Tableau 3. 1 : paramètre de simulation de profils de pales

Turbine	Darrieus
Discrétisation de pale en N éléments	100
Nombre d'itération max	200
Erreur de convergence	0.0001
Reynolds (Re)	3×10^6
Viscosité	0.00001647
Masse volumique de l'air (ρ)	1,225 kg / m ³

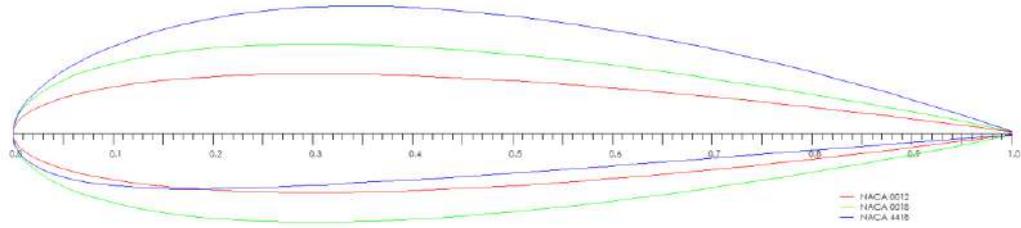


Figure 3. 10 : Géométrie des profils : -NACA0012, - NACA0018, - NACA4418

Les figures 3.11 et 3.12 illustrent l'évolution des coefficients de portance et de trainée respectivement en fonction de l'angle d'attaque. Elles expliquent bien la difficulté de démarrage de ce type d'éolienne à faibles vitesses du vent. Lorsque l'angle d'attaque est voisin de zéro degré, la force de portance est nulle pour les profils symétriques. Alors que le profil non symétrique NACA4418 a une portance positive à $\alpha = 0^0$.

Les profils NACA0012 et NACA4418 présentent une évolution quasi linéaire du coefficient de portance pour $\alpha \in [-10; 15]$. Ensuite, la pente diminue légèrement jusqu'à $\alpha = 20^0$. Alors que l'évolution du coefficient de portance du profil NACA0018 est quasi linéaire pour $\alpha \in [-10; 18]$.

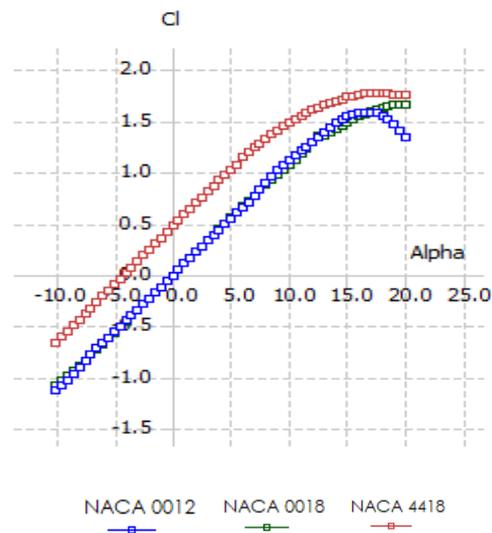


Figure 3. 11 : Coefficient de portance des profils

La figure 3.12, montre que les valeurs du coefficient de trainée sont faibles par rapport aux valeurs de coefficients de portance. On remarque que la trainée du profil augmente avec l'augmentation de l'angle d'attaque, le profil NACA0012 subit la plus forte augmentation à $\alpha = 20^0$, ce qui semble annoncer la proximité du décrochage. Alors que, pour $\alpha \in [10; 18]$ la

trainier du profile NACA4418 est plus élevé en comparaisons avec ceux de NACA0012 et NACA0018.

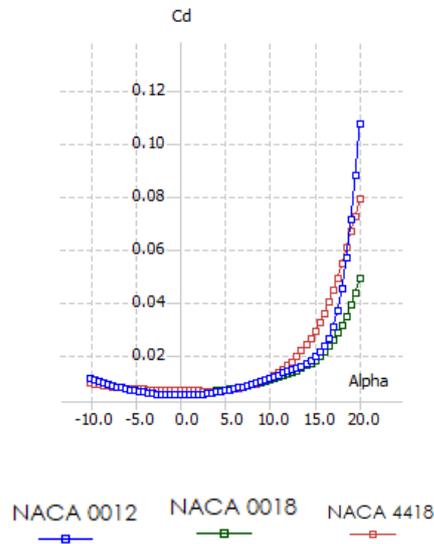


Figure 3. 12 : Coefficients de trainier des profiles

Les figures 3.13 et 3.14 présentent les courbes de portance en fonction de la trainée, on remarque sur la figure 3.13 que la portance augmente progressivement pour une certaine gamme de valeurs de la trainée. Cette gamme de valeurs de la trainée est définie par $C_d \in [0; 0,02]$, contre $C_d \in [0,02; 0,10]$ où la force de portance est devenue presque constante.

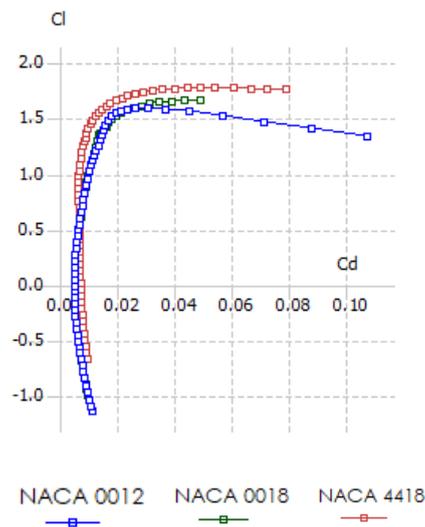


Figure 3. 13 : Coefficient de portance en fonction de coefficient de trainier des profiles

La figure 3.14 indique les valeurs du rapport (C_l/C_d) en fonction de l'angle d'attaque, ce rapport présente la finesse du profile aérodynamique. La finesse maximale des profils

NACA0012, NACA0018, NACA4418 sont : 100, 100, 160, respectivement. Les incidences optimales correspondent à ces valeurs sont : 10^0 , 10^0 et 6^0 respectivement. Par conséquent, On remarque aussi que le rapport (Cl/Cd) le plus élevé est obtenu par le NACA4418, tandis que, le plus faible rapport est ceux de NACA0012 et NACA0018.

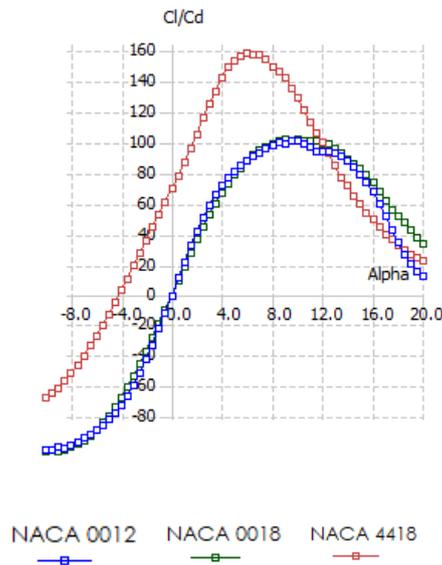


Figure 3. 14 : Finesse des profils

Afin de pouvoir évaluer les différentes solutions suivant les critères relatifs aux paramètres aérodynamiques, on a ressorti les caractéristiques impliquées dans le tableau 3.2 :

Tableau 3. 2 : Comparaison des caractéristiques des profils pour $Re=3 \times 10^6$

	NACA 0012	NACA 0018	NACA 4418
Épaisseur (% de la corde)	12	18	18
Cambrure (% de la corde)	0	0	4
Finesse, Maximum (L/D)	100	100	160
Angle d'attaque à Finesse maximum	9 degré	10 degré	6 degré

3.6.3 Simulation numérique du rotor de Darrieus par le logiciel de « Qblade »

Le but de simulation de la turbine de Darrieus est de déterminer le coefficient de puissance, le couple et la puissance produite. On se basant dans cette simulation sur les résultats obtenus par l'étude aérodynamique des profils NACA0012, NACA0018 et NACA4418, les paramètres de simulation de la turbine de Darrieus sont donnés par le Tableau 3.3.

Tableau 3. 3 : Paramètre de simulation de Darrieus à pales droite

Turbine	Darrieus-1	Darrieus-2	Darrieus-3
Profil	NACA0012	NACA0018	NACA4418
Nombre de pales	3	3	3
Corde (c)	0.2m	0.2m	0.2m
Discrétisation de pale en N éléments	100	100	100
Nombre d'itération max	200	200	200
Erreur de convergence	0.0001	0.0001	0.0001
Reynolds (Re)	3×10^6	3×10^6	3×10^6
Viscosité	0.00001647	0.00001647	0.00001647
Masse volumique de l'air (ρ)	1,225 kg / m ³	1,225kg /m ³	1,225kg /m ³

La Figure 3.15 montre que pour $\lambda \in [0; 4]$ le C_p de Darrieus-3 est plus élevé que celui de Darrieus-2 qui est également mieux que celui de Darrieus-1, alors que pour $\lambda \in [4; 12]$ on remarque l'inverse. Le coefficient de puissance maximal (C_{pmax}) est atteint lorsque la vitesse spécifique est optimale, le couple (λ_{opt} , C_{pmax}) des trois configurations (Darrieus-1, Darrieus-2 et Darrieus-3) sont $(6,0.52)$, $(6,0.51)$ et $(4.5,0.45)$, respectivement.

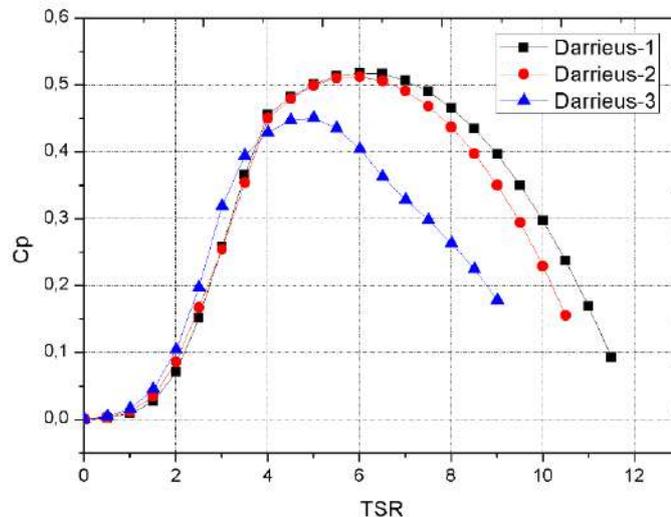


Figure 3. 15 : Coefficients de puissance

Pour des vitesses de rotation élevées [82-180tr/min] le couple le plus élevé est obtenu par Darrieus-1, puis Darrieus-3, ensuite Darrieus-3. Inversement au coefficient de puissance, le couple le plus élevé est obtenu par Darrieus-3 ($C=750N.m$) à 60tr/min (Figure 3.16) pour des petites vitesses de rotation [0-60 tr/min], quand la vitesse de rotation entre 0 et 40 tr/min, le couple de Darrieus-2 est mieux que celle de Darrieus-1.

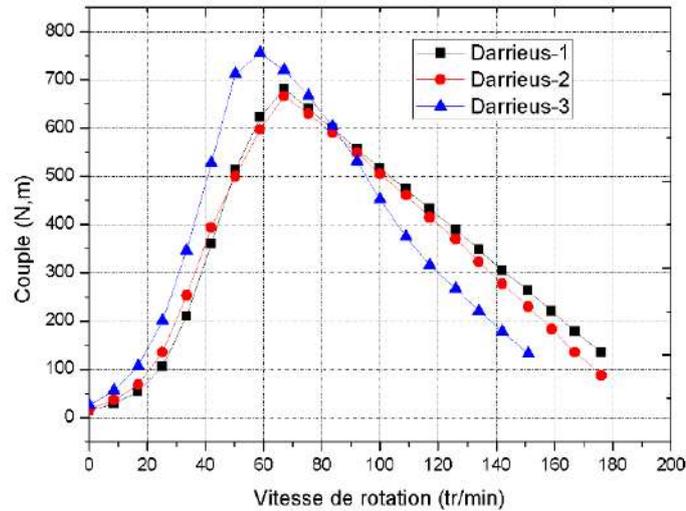


Figure 3. 16 : Couples de Darrieus

A une vitesse du vent égale 7m/s, la puissance délivrée par les différentes configurations de Darrieus dépasse 5kW (Figure 3.17), pour des vitesses de rotation qui varient entre 0 et 80 tr/min la puissance produite par Darrieus-3 est supérieur que les autres configurations. Alors que, pour des grandes vitesses de rotation, Darrieus-1 donne des puissances plus élevées relativement aux autres configurations.

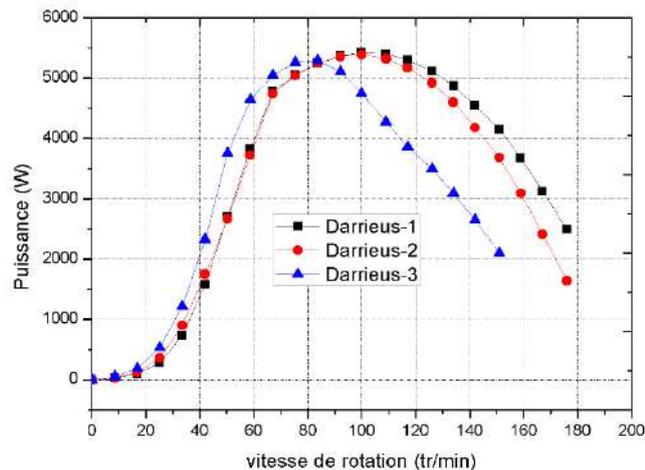


Figure 3. 17 : Puissances de Darrieus à 7m/s

L'étude du dimensionnement de la configuration qui produit 5 kW mis en évidence les résultats des caractéristiques de chaque configuration listés dans le Tableau 3.4. le rotor qui a le coefficient C_p le plus élevé celle de Darrieus-1 (profile de NACA0012).

Tableau 3. 4 : Résultats de dimensionnement

Type	Darrieus		
Profile	NACA0012	Naca0018	Naca4418
Puissance requise	5kW	5kW	5kW
Coefficient de puissance	0.52	0.51	0.45
Diamètre de l'éolienne	8m	8m	8.m
Hauteur des pales	6.m	6m	7m
Hauteur du moyeu	18m	18m	18m
Surface balayée	48m²	48m²	56m²
Nombre de pale	3	3	3
Corde (c)	0.2m	0.2m	0.2m
Vitesse de démarrage (V)	2m/s	2m/s	2m/s
Vitesse nominal	7m/s	7m/s	7m/s
Vitesse d'arrêt	15m/s	15m/s	15m/s
Vitesse de rotation nominale des pales	100 tr/min	100 tr/min	80 tr/min
Rendement du multiplicateur	95%	95%	95%
Rendement de la génératrice	95%	95%	95%

3.6.4 Puissance électrique produite par Darrieus-1 dans la région d'Adrar

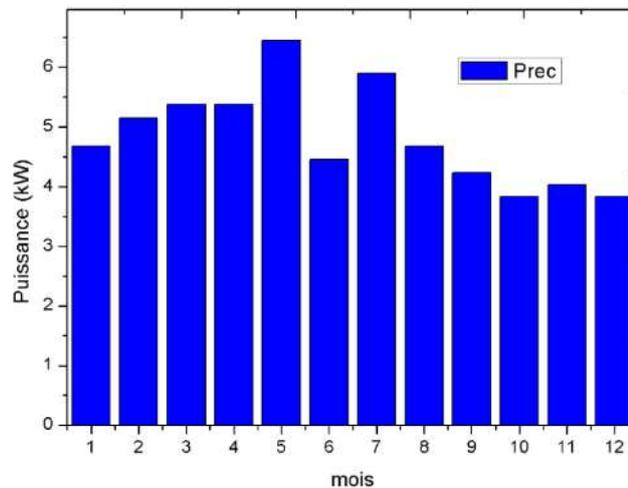


Figure 3. 18 : Puissance récupérable à 18m

Compte tenu de la potentialité du site et des caractéristiques de la machine, la puissance récupérable sur le site pour les vitesses moyennes de chaque mois, est représentée sur la Figure 3.18

D'après la puissance récupérable, on peut déduire la puissance utile sur le site d'Adrar par la multiplication de la puissance récupérable par le C_p de la turbine choisi, figure 3.19

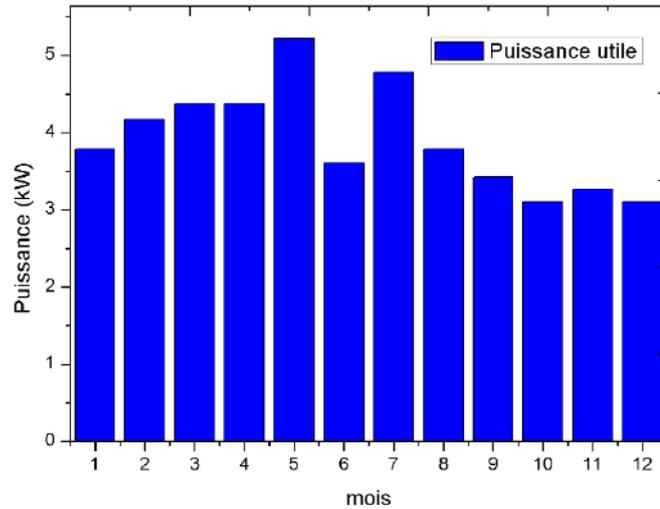


Figure 3. 19 : Puissance utile à 18m

La figure 3.20 représente l'énergie électrique journalière mensuelle délivrée par l'aérogénérateur à axe vertical de type Darrieus.

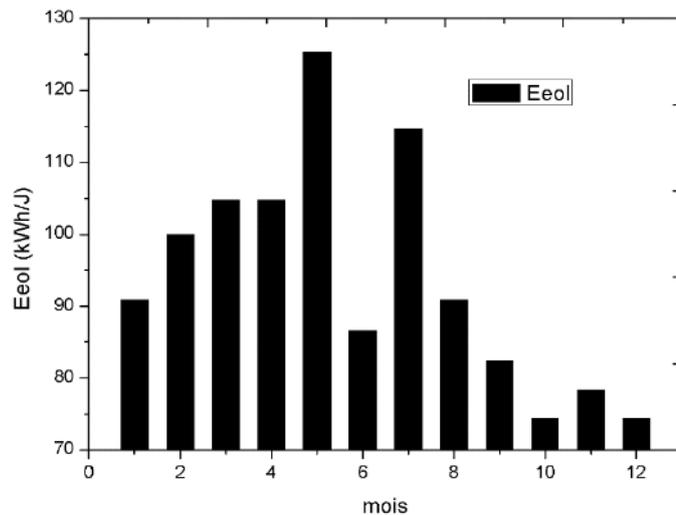


Figure 3. 20 : Energie électrique journalière mensuelle produite

3.7 Conclusion

Ce chapitre présente le modèle mathématique utilisé et les étapes à suivre pour simuler le rotor de Darrieus. L'étude de variation de l'angle d'attaque et la vitesse relative montre que pour de faibles valeurs de vitesse spécifique, l'angle d'attaque devient très important et dépasse d'environ 12 à 15° relativement à l'angle de décrochage statique. Cependant, on observe qu'à très haute valeur de la vitesse spécifique, l'angle d'attaque devient trop faible, ce qui entraîne

des diminutions du coefficient de portance entraînant des diminutions des coefficients du couple et de puissance.

L'analyse aérodynamique des profils montre que le profil NACA4418 possède la plus grande finesse, cependant son angle d'attaque correspondant à la finesse maximale est inférieur à celui du profil NACA 0012 (10 degré) et NACA 0018 (10 degré).

Pour de faibles vitesses spécifiques, les fortes valeurs du coefficient de puissance, du couple et puissance sont obtenu par Darrieus-3, puis Darrieus-2, tandis que pour de grandes vitesses Darrieus-1 occupe la première position et Darrieus-3 la dernière position.

La simulation numérique des trois configurations de Darrieus montre que le C_{pmax} (0.52) est obtenu par Darrieus-1. Enfin, dimensionnement du rotor de Darrieus pour produire 5kW à une vitesse de vent égale 7m/s.

Chapitre 4 : Etude de Système de conversion solaire photovoltaïque

4.1 Introduction

Ce chapitre est consacré aux systèmes de conversion d'énergie solaire photovoltaïque, il présente une modélisation mathématique du panneau photovoltaïque, et les principales caractéristiques de la source PV. Puis, la détermination des dimensions optimales d'une installation PV qui peut produire 5kW.

4.2 Modélisation d'un générateur photovoltaïque

La Figure 4.1 montre un modèle électrique de la cellule photovoltaïque prenant en compte les différents facteurs limitatifs. Le générateur de courant I_{ph} , correspondant au courant photo généré, ainsi que des résistances complémentaires, R_s et R_p , et un diode. La résistance série R_s est due à la résistivité des différentes couches de la cellule : émetteur, base et contacts métalliques (en particulier leur interface avec le semi-conducteur) (Muralidharan, 2014). Ce terme doit idéalement, être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. La résistance parallèle ou de court-circuit R_p traduit la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible.

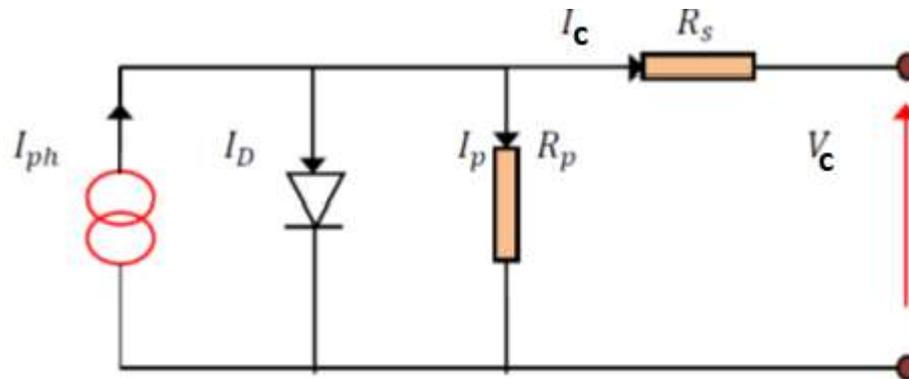


Figure 4. 1 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque (Louazene, 2008)

La composante élémentaire du panneau photovoltaïque est la cellule photovoltaïque. Cette dernière peut être considérée comme une source idéale de courant fournissant un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui est représenté par la jonction P-N. Par conséquent, la cellule PV peut être modélisée par la Figure 4.1 dont les équations correspondantes sont les suivantes :

$$I_c = I_{ph} - I_d - I_p \quad (4.1)$$

Avec

I_c : Le courant fourni par la cellule

I_{ph} : Courant photo généré.

I_p : Le courant traversant la résistance parallèle, donnée par :

$$I_p = \frac{V_c + I_c R_s}{R_p} \quad (4.2)$$

I_d : Le courant traversant la diode, donnée par :

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_c + I_c R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (4.3)$$

V_c : La tension au borne de la cellule.

I_0 : Le courant de saturation inverse d'une diode, donné par :

$$I_0 = I_{sc} / [\exp(V_{oc} / nn \cdot V_T)] \quad (4.4)$$

Où :

V_T : La tension thermique.

$$V_T = \frac{kT_c}{e} \quad (4.5)$$

Où :

e : charge d'électron (1.602×10^{-19} C),

K : constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/k)

nn : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.

T_c : La température effective de la cellule en kelvin.

En utilisant les équations ci-dessus, on peut déduire l'expression du courant délivré par la cellule photovoltaïque par:

$$I_c = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_c + I_c R_s}{nn \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_c + I_c R_s}{R_p} \quad (4.6)$$

En utilisant l'équation ci-dessous, pour un groupement mixte (Figure 4.2) formé à partir d'un nombre N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle on aura :

$$I = N_p I_c = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{N_s V_c + \frac{I N_s R_s}{N_p}}{n n_s V_T} \right) - 1 \right] - \frac{N_s V_c + \frac{I N_s R_s}{N_p}}{\frac{N_s R_p}{N_p}} \quad (4.7)$$

Pour simplifier la modélisation, nous supposons que la résistance parallèle R_p est si grande pour ignorer le troisième terme de l'équation. (4.7). Aussi I_{ph} représente la photo courant généré égale le courant de court-circuit I_{sc} du module photovoltaïque.

$$I = N_p I_{sc} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{V_c + \frac{I R_s}{N_p}}{n n_s V_T} \right) - 1 \right] \quad (4.8)$$

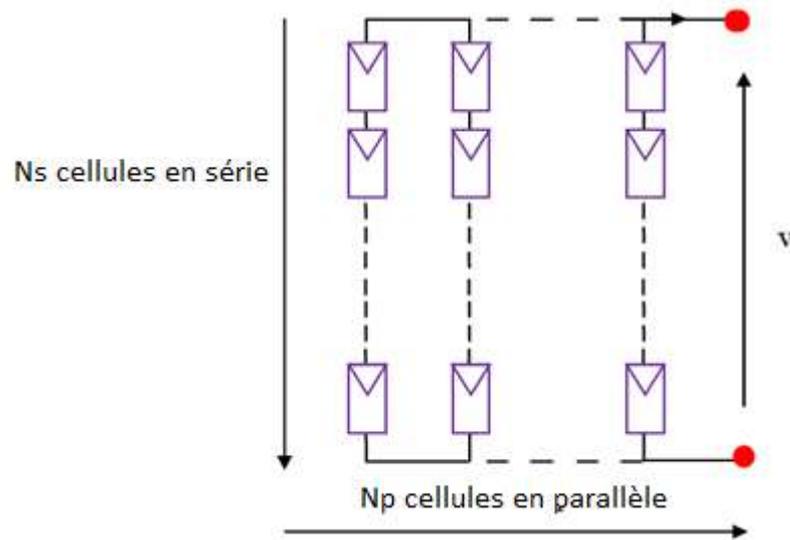


Figure 4. 2 : Groupement de N_s cellules en série et N_p en parallèle (Louazene, 2008)

Enfin, pour résoudre l'équation non linéaire (4.8), on utilise la méthode de Newton-Raphson décrite par :

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)} \quad (4.9)$$

Où :

$f'(x_i)$: La dérivée de la fonction $f(x_i)$

x_i : La présente itération.

x_{i+1} : L'itération suivante.

Ainsi, on récrit l'équation (4.8) sous la forme suivante :

$$f(I) = N_p I_{sc} - I - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{V_c + \frac{I R_s}{N_p}}{n n_p V_T} \right) - 1 \right] \quad (4.10)$$

En remplaçant (4.10) dans l'équation (4.9), on calcule le courant (I) par la méthode de Newton-Raphson :

$$I_{i+1} = I_i - \frac{I_{sc} - I_i - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_c + \frac{I_i R_s}{N_p}}{n n_p V_T} \right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \left(\frac{R_s}{n n_p V_T} \right) \left[\exp \left(\frac{V_c + \frac{I_i R_s}{N_p}}{n n_p V_T} \right) \right]} \quad (4.11)$$

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal ($G=1\text{kW/m}^2$ et $T=25^0$). Pour généraliser notre calcul pour différents éclairagements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc,ref} [1 + a_T (T_c - T_{ref})] \quad (4.12)$$

$$I_0(T_c) = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^{3/n} \left[\exp \left(\frac{-e E_g}{n k} \right) \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \quad (4.13)$$

$$I_{sc}(G_i) = I_{sc,ref} \left(\frac{G_i}{G_{ref}} \right) \quad (4.14)$$

Où :

a_T : Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

T_{ref} : La température de référence, 298k (25°C).

$I_{sc,ref}$: Le courant de court-circuit de référence.

G_i : L'irradiation solaire.

G_{ref} : L'irradiation solaire de référence.

E_g : Bandgap.

4.3 Principe du contrôle MPPT

Le point de puissance maximale MPPT (maximum power point tracker) commande un étage d'adaptation (Figure 4.3) qui permet de relier aisément un générateur photovoltaïque à une

charge de type continue (DC) pour avoir un rendement de conversion très élevé. Pour utiliser le concept du transformateur DC avec un rapport de transformation variable, pour l'adaptation d'un générateur PV à une charge DC, il suffit de faire varier le rapport de transformation $n(D)$ pour trouver le point d'adaptation optimal (figure 4.4) entre le générateur PV et la charge de manière à transférer le maximum de puissance du générateur. Etant donnée la caractéristique du générateur PV, cette variation doit suivre les ordres de commande délivrés par une commande de type MPPT.

L'action de contrôle provenant de la commande MPPT va induire la variation du rapport de transformation qui va indirectement correspondre à une variation de rapport cyclique du convertisseur statique DC-DC.

$$V_s = n(D_{conv}) \cdot V_e \quad (4.15)$$

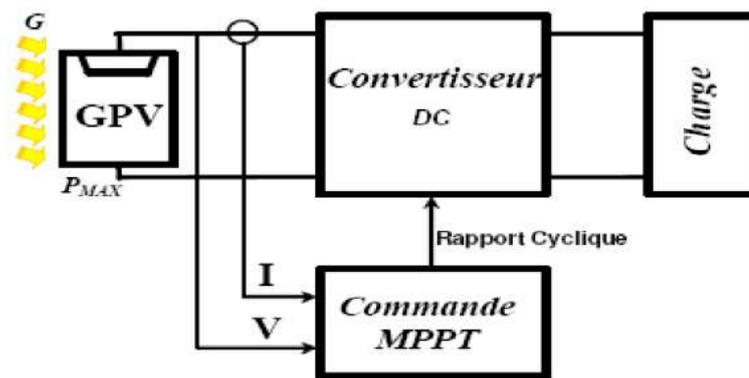


Figure 4. 3 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une commande MPPT.

Si on prend l'exemple du convertisseur DC-DC, la tension d'entrée du convertisseur :

$$V_e = V_s(1 - D_{conv})/D_{conv} \quad (4.16)$$

V_e : La tension d'entrée du convertisseur,

V_s : La tension de sortie du convertisseur,

D_{conv} : Le rapport cyclique du convertisseur,

L'impédance vue par le générateur PV est R_e ,

Où :

$$R_e = R_{ch}(1 - D_{conv})^2/D_{conv}^2 \quad (4.17)$$

Si D_{conv} augmente R_e diminue, la tension diminue aussi. Tandis que, Si D_{conv} diminue R_e augmente, la tension augmente aussi.

Le contrôle MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique, qui influe sur le sens de la variation de tension de telle sorte que la puissance fournie par le générateur PV soit la puissance maximale disponible à ses bornes.

4.4 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) par la méthode de Perturbation et Observation » ou P&O

La méthode P&O est sans doute la plus naturelle qui vient à l'esprit pour faire une recherche du point maximal de puissance MPPT. En effet, dans le cas d'une application photovoltaïque, il s'agit concrètement d'un algorithme qui :

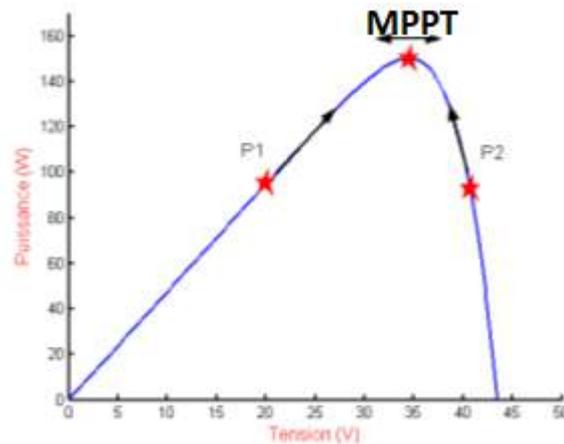


Figure 4. 4 : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire

Pour une tension $V(k)$ fixée, va mesurer la puissance correspondante $P(k)$ délivrée par le générateur

Après un certain temps, l'algorithme présenté par la Figure 4.5 impose une tension $V(k+1) = V(k) + \Delta V$ et mesure également la puissance correspondante à $P(k+1)$,

Si $P(k+1)$ est supérieure à $P(k)$, l'algorithme cherche à imposer une tension V plus grande $V(k+2) = V(k+1) + \Delta V$. Sinon l'algorithme cherchera au contraire à abaisser la tension

$$V(k+2) = V(k+1) - \Delta V$$

La trajectoire de la variation de ces points est représentée sur la Figure 4.4

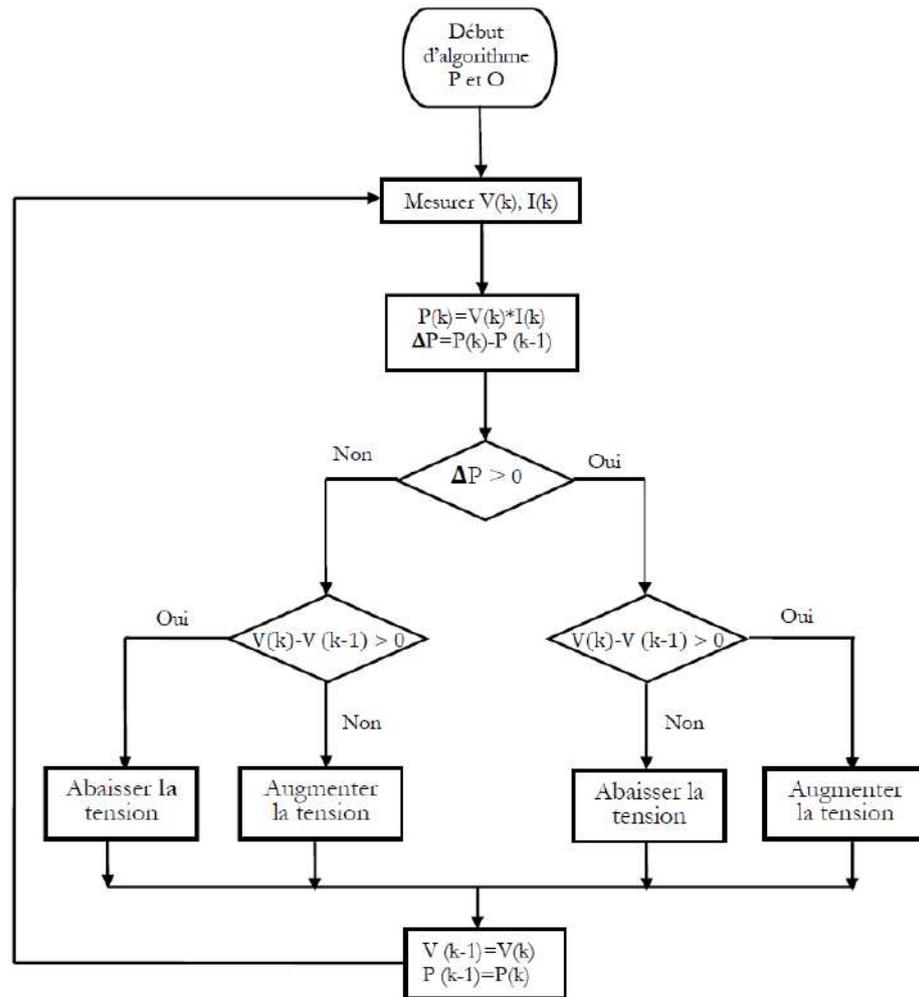


Figure 4. 5 : Diagramme fonctionnel de l'algorithme "perturbation et observation
(LOUAZENE, 2008)

Légende :

$V(k)$: tension en sortie du panneau à l'itération k

$I(k)$: intensité en sortie du panneau à l'itération k

$P(k)$: puissance en sortie du panneau à l'itération k

De cette manière, le système adapte en permanence la tension aux bornes du générateur photovoltaïque afin de se rapprocher du point de puissance maximum, mais sans jamais l'atteindre précisément. D'autres algorithmes différents existent aussi et des solutions entièrement analogiques parfois assez simples à mettre en œuvre. Les étapes de la recherche (du point optimal) sont illustrées dans le diagramme de la figure 4.5.

4.5 Dimensionnement de système de conversion photovoltaïque

Dans le cas des conditions standard de test ($G=1kW$, $T=25^{\circ}C$), le dimensionnement d'un système de conversion photovoltaïque qui doit fournir une puissance crête de $P_c=5kW$ est réalisé selon les étapes suivantes :

4.5.1 Dimensionnement du convertisseur CC/AC (onduleur)

Le dimensionnement de l'onduleur consiste à calculer le nombre d'onduleurs nécessaires pour le système PVs. Dans les petits systèmes photovoltaïques un onduleur sera suffisant, mais pour un plus grand système plusieurs onduleurs peuvent être nécessaires. La tension continue de l'onduleur doit être égale à la tension du générateur et de fréquence égale à celle de la charge. L'équation (4.18) détermine le nombre d'onduleurs nécessaires pour un système photovoltaïque autonome.

$$\text{Nombre d'onduleurs nécessaires} = P_{ch} / P_{ond} \quad (4.18)$$

Avec :

P_{ch} : la puissance demandée par la charge.

4.5.2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

La puissance crête du générateur photovoltaïque doit fournir une puissance de $P_c=5kW_c$. Après le calcul de la puissance du générateur PV, on détermine le nombre de modules constituant le générateur suivant la puissance du module PV choisie.

- Détermination du nombre de modules

Le nombre de module est exprimé par :

$$N_{mt} = \frac{P_c}{P_m} \quad (4.19)$$

P_m : Puissance crête du module (W_c).

-Détermination du nombre de modules en série

Pour trouver la tension convenable au convertisseur utilisé, le nombre de modules est calculé par l'expression suivante :

$$N_{ms} = \frac{V_{conv}}{V_m} \quad (4.20)$$

Avec :

V_{conv} : La tension nominale du convertisseur DC/DC.

V_m : La tension nominale du module.

-Détermination du nombre de modules en parallèles

La mise en parallèle des modules donne l'intensité nécessaire à la charge. Le nombre de branches et du courant de sortie du champ photovoltaïque sont calculé par les équations suivantes :

$$N_{mp} = \frac{N_{mt}}{N_{ms}} \quad (4.21)$$

$$I_s = N_{mp} \cdot I \quad (4.22)$$

- Correction de la puissance crête :

Dans la plupart des cas, le nombres de modules (en séries et/ou en parallèles) calculés ne sont pas des entiers ; il faut donc les arrondir pour trouver la nouvelle puissance dite corrigée.

Les étapes ci-dessous expliquent les démarches à suivre pour la détermination de la taille du générateur PV.

- 1/Calcul du nombre total de modules N_{mt} ;
- 2/Calcul du nombre de modules en série N_{ms} ;
- 3/Calcul du nombre de modules en parallèle N_{mp} ;
- 4/Calcul du nombre total de modules corrigé ;
- 5/Calcul de la puissance crête corrigée.

4.6 Evaluation de la production d'énergie électrique du système photovoltaïque dans la région d'Adrar

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

La puissance électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par (Borhanazad et al., 2014):

$$P_{pv} = P_m \cdot \frac{G_i}{G_{ref}} [1 + \gamma_t (T_{amb} + 0.0256 \cdot G_i - T_{ref})] \quad (4.23)$$

L'énergie électrique produite pendant un temps $\Delta t = 1h$ est donnée par: $E_{pv} = P_{pv} \cdot \Delta t$

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante (Kaabeche et al., 2011):

$$\eta_{gen} = \eta_r (1 - \gamma_t (T_c - 25)) \quad (4.24)$$

$$T_c = T_{amb} + G_i \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (4.25)$$

Où G_i l'irradiation solaire sur un plan incliné (Wh/m^2), γ_t est le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, qui est pris égale à ($0.0045 / ^\circ C$); η_r est le rendement de référence du générateur photovoltaïque; T_{amb} la température ambiante; T_c la température de la cellule ($^\circ C$); NOCT est la température nominale de fonctionnement de la cellule qui est pris à $45,3 (^\circ C)$.

4.7 Résultats et discussion

Pour réaliser cette étude, nous avons utilisé MATLAB comme outil de tests et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque BP 3150S de chez BP Solaire car la série SX de BP Solaire fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges à courant continu, ou des charges à courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleurs. Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines connectées en série pour produire une puissance maximale de 150 W. Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau 4.1 :

Tableau 4. 1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque à $T_c = 25^\circ C$ et $G = 1kW$

Type	BP 3150S
Puissance maximale (P_{max})	150 W
Tension à P_{max} (V_{mpp})	34.5V
Courant à P_{max} (I_{mpp})	4.35 ^a
Tension à circuit ouvert (V_{co})	43.5 V
Courant à court-circuit (I_{sc})	4.75 A
Coefficient de température de I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C
Coefficient de température de V_{co}	-(160±20) mV/°C
Coefficient de température de la puissance	-(0.5±0.05)%/°C
NOCT	47±2°C

<i>Surface du module</i>	1593 x 790 mm ² =1.26m ²
R_s	0,0051Ω
R_p	151.16Ω
N	1.62
N_s	72
N_p	1

Les caractéristiques électriques de l'onduleur qui peut supporter la puissance fournie par le système photovoltaïque sont données dans le Tableau 4.2.

Tableau 4. 2 : Paramètres de l'onduleur SE5000H

	Puissance nominale (kW)	Puissance maximale (kW)	Tension nominale (V)	Intensité max (A)	Rendement	Fréquence Hz
Entrée CC	10	10	380	13.5	99%	50/60 ± 5
Sortie AC	5	5	220/230	23		

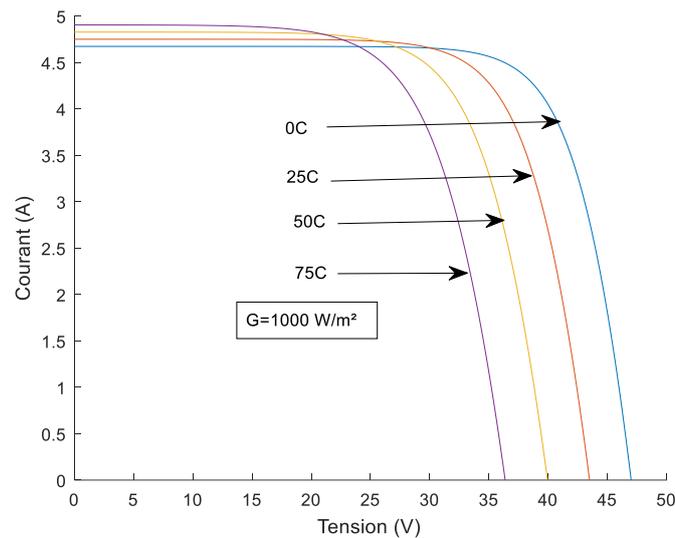


Figure 4. 6 : Effet de la température sur la caractéristique I-V

La figure 4.6 montre que la tension à vide d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur des pertes est de 2.3 mV /par degré Celsius / par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05 % par degré Celsius). La figure ci-dessous montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur de la cellule.

On peut remarquer sur la figure 4.7 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible (de l'ordre de $(5 \times 10^{-5} \text{W/k})$ par cm^2 de la cellule).

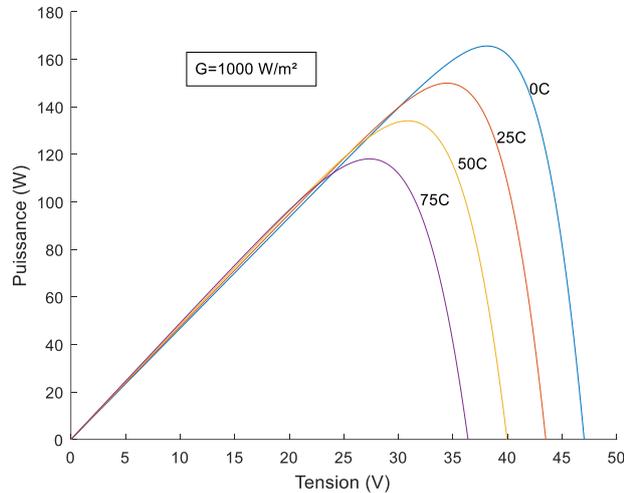


Figure 4. 7 : Effet de la température sur la caractéristique P-V

Pour différents niveaux d'irradiation, le changement du courant optimal est très important (Figure 4.8). Ceci confirme l'approximation faite classiquement sur le courant optimal délivré par un générateur PV qui est globalement proportionnel au niveau d'irradiation. Nous pouvons le voir aussi sur la figure 4.9.

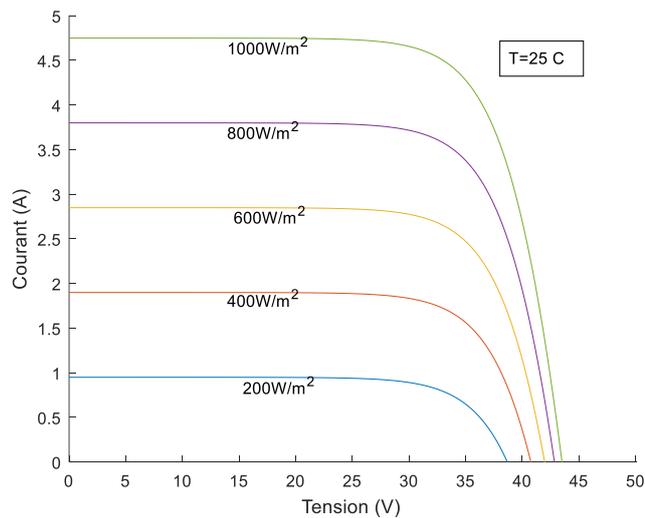


Figure 4. 8 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V

Selon les conditions météorologiques, nous obtenons différentes courbes avec différentes puissances maximales au cours d'une même journée. Nous remarquons aussi la légère de

diminution de la tension du circuit ouvert à une chute du flux lumineux. En examinant les caractéristiques réelles obtenues, nous pouvons conclure que des fortes variations du niveau d'irradiation provoquent des variations relativement importantes du courant optimal. Alors que, les variations relatives de la tension optimale restent faibles.

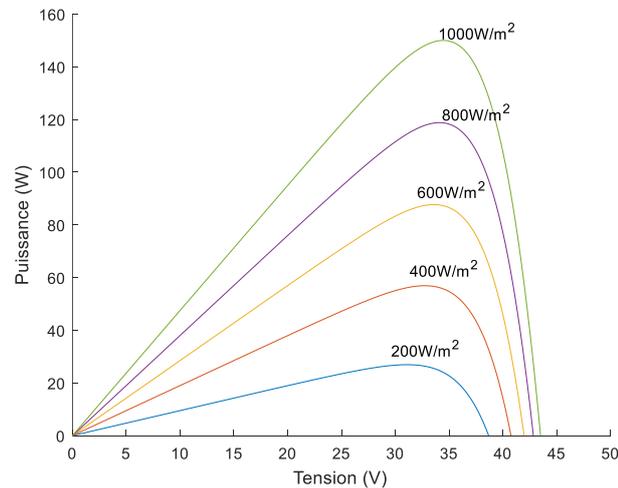


Figure 4. 9 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V

La température ambiante a une grande influence sur la température des cellules photovoltaïques, selon la figure 4.10, pour une température ambiante de 38⁰, la température des cellules atteint 58⁰.

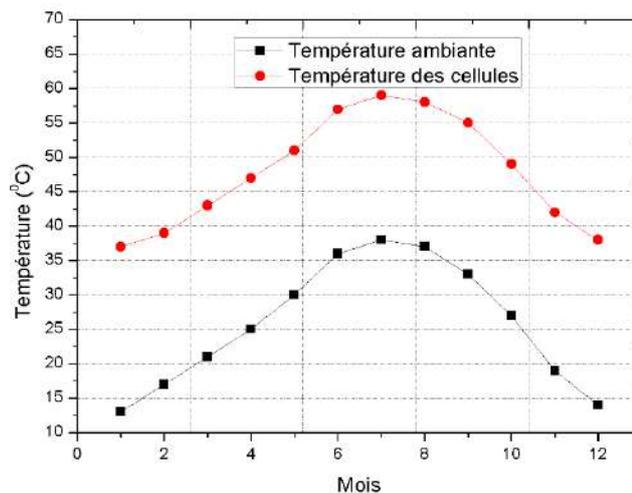


Figure 4. 10 : Variation mensuelle de température des cellules et de température ambiante.

Cette augmentation de la température a des effets négatifs sur le rendement du panneau photovoltaïque comme elle illustre la Figure 4.11. Ceci montre que le rendement le plus élevé

est obtenu au mois de Janvier. Alors que, le plus faible est obtenu au mois de Juillet (le mois le plus chaude).

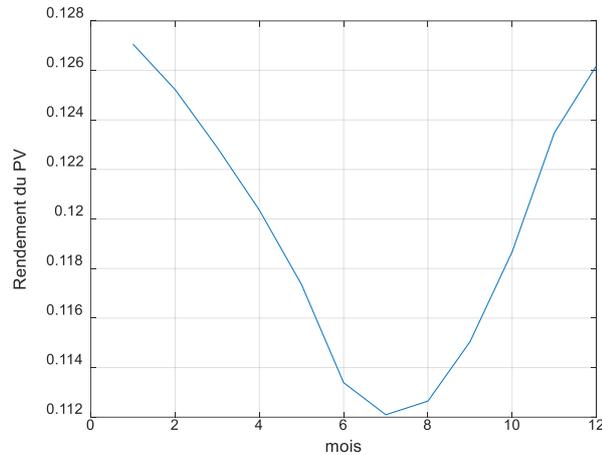


Figure 4. 11 : Rendement des panneaux photovoltaïques

Le tableau 4.3 présente les résultats de dimensionnement d système de conversion photovoltaïque

Tableau 4. 3 : Taille du Générateur PV

<i>Tension de sortie maximale</i>	<i>380 V</i>
<i>Puissance crête</i>	<i>5000 W</i>
<i>Intensité de sortie max (A)</i>	<i>13.15 A</i>
<i>Nombres de modules</i>	<i>34</i>
<i>Surface du générateur</i>	<i>1.26X34=42.84 m²</i>
<i>Nombres de modules en série</i>	<i>12</i>
<i>Nombres de modules en parallèle</i>	<i>3</i>
<i>Nombres de modules corrigés</i>	<i>36</i>
<i>Puissance crête corrigée</i>	<i>5400 W</i>
<i>Intensité de sortie max (A)</i>	<i>13 A</i>
<i>Surface du générateur corrigée</i>	<i>1.26X36=45.36 m²</i>

L'évaluation de la production journalière mensuelle d'électricité photovoltaïque produite par les 36 modules dans la région d'Adrar en kWh/j est donnée par la Figure 4.12, l'analyse de cette figure, montre que pour un plan incliné à β_{opt} , la production d'énergie électrique n'est pas uniforme pour toute l'année, elle est maximale au mois de Janvier (39644 Wh/j) et minimal au mois de Septembre (30156 Wh/j).

Les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan horizontal ($\beta=0$) et incliné ($\beta=latitude$ et $\beta=\beta_{opt}$) sont présentées sur la Figure 4.12. On remarque sur la figure que l'angle d'inclinaison des capteurs solaire a une grande importance.

Par exemple, l'éclairement solaire reçu sur une surface horizontale au mois de Janvier est de 4622 Wh/m².J, alors que, l'éclairement reçu sur une surface inclinée pendant le même mois est 6877 Wh/m².J pour $\beta=\psi$ et 7822 Wh/m².J dans le cas où $\beta=\beta_{opt}$. Par contre, on remarque que pendant les mois de (Avril, Mai, Juin, Juillet et Aout) l'éclairement reçu sur un plan horizontal est mieux que celui reçu sur un plan incliné avec un angle égal à la latitude du lieu. Pour $\beta=\beta_{opt}$ l'éclairement est optimal pendant tous les mois sauf que les mois de (mai, Juin et Juillet) où l'éclairement prend les mêmes valeurs de l'éclairement reçu sur un plan horizontal. On remarque aussi que l'angle d'inclinaison a un effet très important en hiver qu'en printemps et automne. Tandis qu'en été, elle devient inutile (Figure 4.12).

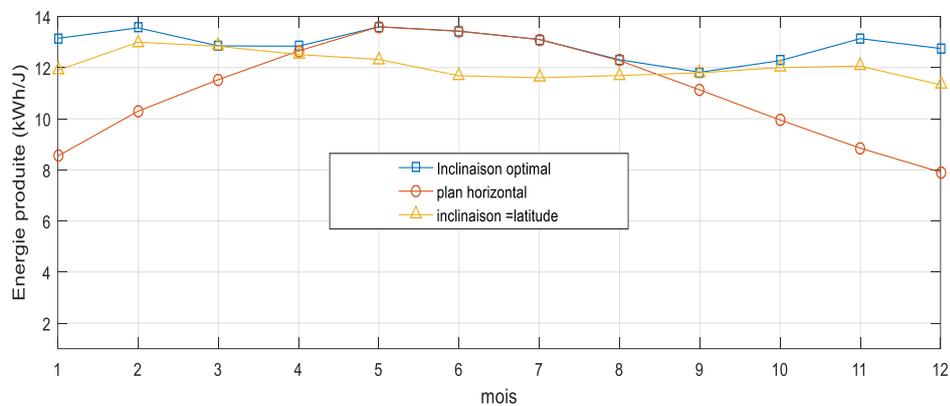


Figure 4. 12 : Evaluation de la production mensuel journalière d'électricité photovoltaïque pendant les jours type de chaque mois

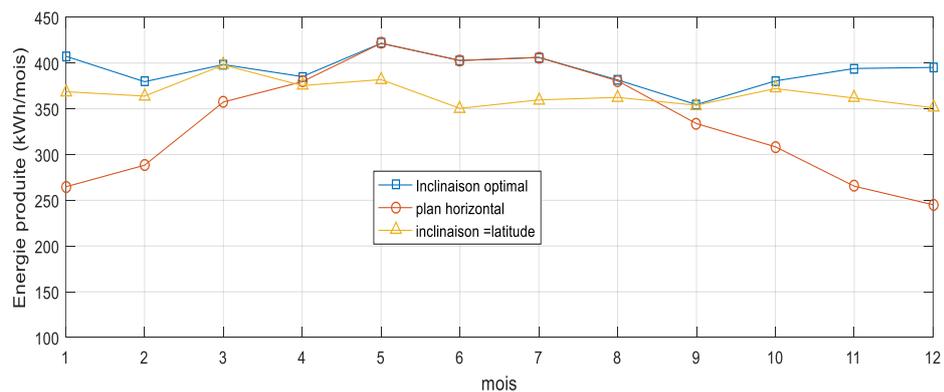


Figure 4. 13 : Production mensuel d'électricité photovoltaïque

L'énergie journalière produite par le système photovoltaïque au mois de Février est supérieure à celle obtenue aux mois de (juin, Juillet, et Aout), car à ces mois où on obtient des valeurs maximales de température qui ont des effets négatifs sur le rendement des modules

photovoltaïques. En plus, l'orientation des panneaux vers le sud avec des angles d'inclinaison optimum donnent de bons résultats durant ces derniers mois.

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons démontré, à l'aide du code de MATLAB utilisé (voir Annexe), que la tension à vide d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur des pertes est de 2.3 mV /par degré Celsius / par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05 % par degré Celsius). La simulation montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur sur la cellule. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

Nous avons également montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par le biais d'un étage d'adaptation avec la fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT.

D'autre part, nous avons présenté les résultats d'une étude qui a conduit au dimensionnement d'une installation de champ photovoltaïque de 5kw. Selon l'étude, le générateur photovoltaïque adéquat est constitué de 36 modules photovoltaïques en silicium poly cristallin d'une puissance crête de 150 WC chacun.

Enfin, ce chapitre montre que l'inclinaison du panneaux PV et la température ambiante ont des effets significatifs sure la production électrique des systèmes PV.

Chapitre 5 : Etude technico économique des systèmes hybrides

5.1 Introduction :

Nous présentons dans ce chapitre une étude de dimensionnement et d'optimisation technico-économique de deux systèmes hybride autonome : photovoltaïque (PV)/éolien (Eol)/batteries (Batt) et photovoltaïque(PV)/éolien (Eol)/Pile à combustible (PAC). Plusieurs approches sont utilisées pour trouver les configurations possibles des systèmes hybrides en termes de l'analyse technique. Parmi ces méthodes, on trouve la méthode des moindres carrés et l'approche (LPSP). Dans cette étude, le modèle technique d'optimisation du système hybride est développé selon les concepts de LPSP pour évaluer la fiabilité des systèmes hybrides. Pour trouver la configuration optimale, l'optimisation a été effectuée en tenant compte du paramètre économique qui représente un critère à ne pas négliger dans les systèmes fonctionnant avec des sources renouvelables. Afin de faire ressortir la configuration technico-économique optimale. La méthode adoptée pour le dimensionnement du système hybride s'effectue comme suit :

- Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site.
- Description du system hybride (PV-Eol)
- Modélisation des composantes du système hybride.
- Gestion de l'énergie du système hybride.
- Résultats et discussion.

5.2 Cas d'étude

Afin de mettre en évidence la méthodologie suggérée, un cas d'étude est mené pour dimensionner les systèmes d'énergie hybride (PV/Eol/PAC, PV/Eol/Batt) destiné à alimenter une maisons isolée situées à Adrar en Algérie (27°52' N, 0°17'O, 263m).Les données à partir desquelles le problème d'optimisation est résolu sont issues de la base de données de METEONORM (de 1983 à 2015), et consistent par des données horaires du rayonnement solaire sur la surface plane horizontale et de la vitesse horaire du vent enregistrée à la hauteur de 10 m, Figure 5.1.

La Figure 5.2 montre le profil de charge adopté dans cette étude. Ce profil est considéré comme identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de charge habituellement rencontré dans les régions isolées du sud de l'Algérie (Kaabeche and Ibtouen, 2014).

Les panneaux photovoltaïques sont fixés au sol et orientés vers le sud avec un angle d'inclinaison égale la latitude du lieu et un mat de 18 m de hauteur pour la turbine éolienne choisi.

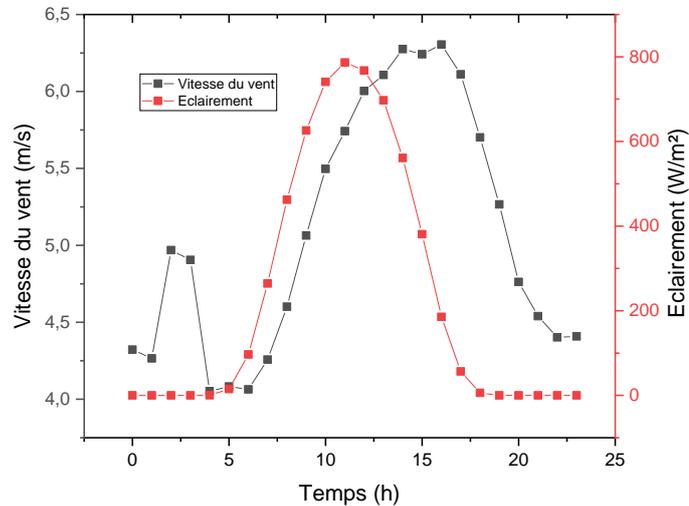


Figure 5. 1 : Profil des ressources renouvelables de la journée représentative considérée sur le site d'Adrar.

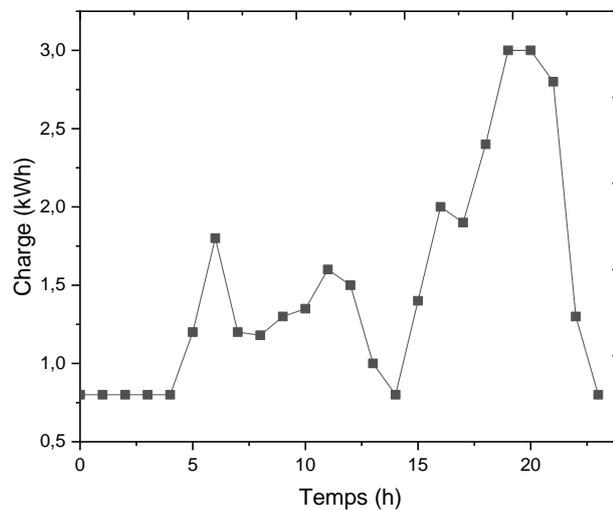


Figure 5. 2 : Profil de charge horaire (Kaabeche and Ibtouen, 2014)

5.3 Description des systèmes hybride

Pour faire cette analyse, nous considérons deux systèmes d'énergie hybride, composés par des générateurs PV, des aérogénérateurs de type Darrieus, d'une PAC de type PEM de 5 kW, une production chimique d'hydrogène via un électrolyseur de type PEM relié au système de

stockage d'hydrogène dans les hydrures de magnésium (Mg), des batteries LiFe de 150Ah et des dispositifs d'électroniques de puissance.

Dans le premier système considéré dans ce chapitre comme elle montre la Figure 5.3 est composé par des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et une pile à combustible (PAC). Les générateurs photovoltaïques et éoliennes sont les principales sources d'alimentation du système, et une combinaison PAC-électrolyseur est utilisée comme un système de stockage, en cas de déficit de production d'électricité, la pile à combustible commencera à produire de l'énergie en utilisant de l'hydrogène provenant du réservoir. La PAC fonctionne à 1,2 bar (Dagdougui et al., 2011). Cependant, la plupart des électrolyseurs PEM produisent de l'hydrogène à une pression d'environ 30 bars (El-Shatter et al., 2006; Garcia and Weisser, 2006), ce qui est suffisant pour ne pas nécessiter l'utilisation d'un compresseur. En conséquence, l'électrolyseur PEM devient une option attrayante, en particulier dans le cas où l'hydrogène doit être stocké (Dagdougui et al., 2011). Dans cette étude, la sortie de l'électrolyseur est directement connectée à un réservoir d'hydrogène.

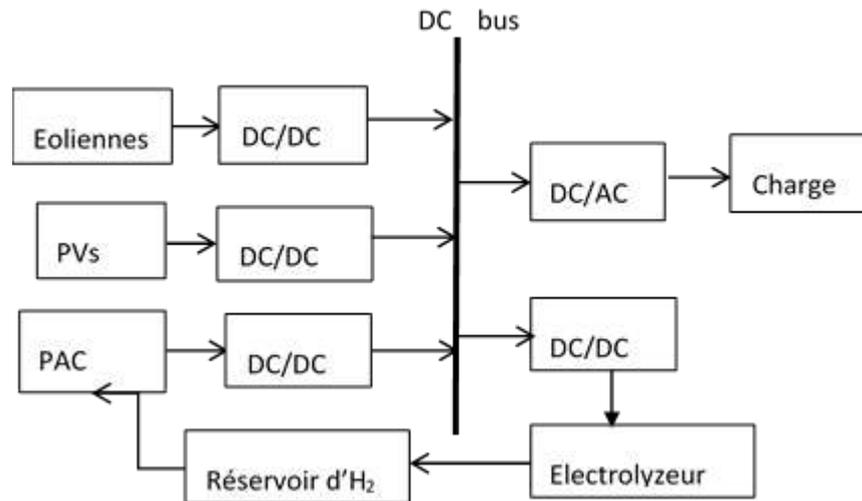


Figure 5. 3 : Schéma d'un système PV/Eol/PAC

Dans le deuxième système hybride (éolien / photovoltaïque / batterie) illustrée dans la Figure 5.4, les générateurs photovoltaïque et éolienne fonctionnent conjointement pour répondre à la demande de charge. Lorsque les conditions de production sont disponibles, la puissance générée, après avoir satisfait la demande de charge, l'excès d'énergie est fourni pour alimenter les batteries jusqu'à ce qu'elles soient complètement chargées. Au contraire, lorsque les conditions de production sont faibles, le groupe de batteries sera utilisé pour couvrir le déficit

énergétique entre la production et la demande jusqu'à ce que l'état de charge du groupe de batteries atteigne son minimum.

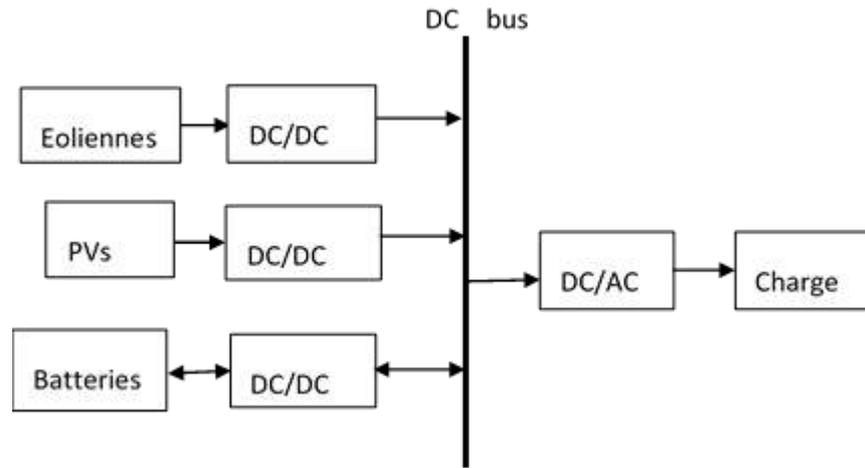


Figure 5. 4 : Schéma d'un système PV/Eol/batterie

5.4 Modélisation mathématique des systèmes hybrides

5.4.1 Générateur photovoltaïque

Selon la puissance demandée par la charge et l'irradiation journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale que doit fournir les générateurs PV est calculée par l'équation (5.1) :

$$P_{PV} = \eta_{PV} \cdot A_c \cdot P_f \cdot G_i \quad (5.1)$$

Où A_c représente la surface du générateur photovoltaïque (m^2); η_{PV} est le rendement du générateur photovoltaïque et G_i l'irradiation solaire sur un plan incliné (kWh/m^2).

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

$$\eta_{PV} = \eta_r (1 - \gamma_t (T_c - 25)) \quad (5.2)$$

$$T_c = T_a + G_i \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (5.3)$$

Où γ_t est le 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 est le rendement de référence du générateur photovoltaïque; T_a la température ambiante moyenne journalière; T_c la température

moyenne journalière du cellule (°C); NOCT est la température nominale de fonctionnement de la cellule qui est pris à 45,3. et P_f qui est le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

Si le nombre du modules PV est N_{PV} , la production totale est donnée par :

$$P_{PV}(t) = N_{PV} \cdot p_{PV}(t) \quad (5.4)$$

Les caractéristiques économiques et techniques du module photovoltaïque sont données dans le tableau 5.1.

Tableau 5. 1 : Caractéristiques technico-économiques du module photovoltaïque

Pmax	Surface	Efficacité	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
150 W	0.72 m ²	19 %	128.4 \$	0 \$/an	20 ans

5.4.2 Aérogénérateur

Etant donné que la vitesse du vent est variable et que chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage V_d , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_s , spécifiques, le rendement mécanique η_m et le rendement électrique η_g . La puissance éolienne utilisable est donnée par :

$$p_{WT}(t) = \begin{cases} 0 & V(t) < V_d \\ \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta_m \eta_g & V_d \leq V(t) \leq V_n \\ P_n & V_n \leq V(t) \leq V_s \\ 0 & V(t) > V_s \end{cases} \quad (5.5)$$

Dans notre étude, nous avons choisi une éolien de puissance nominale de 1kW, dont ses caractéristiques sont données en Tableau 5.2.

Dans cette étude, l'ajustement du profil du vent à la hauteur est pris en compte en utilisant la loi de puissance qui a été reconnue comme un outil utile pour modéliser le profil vertical de la vitesse du vent. L'équation peut être décrite par (M. Douak and Settou, 2015):

$$V_2 = V_1 (Z_2 / Z_1)^e \quad (5.6)$$

Où, V_1 (m / s) est la vitesse réelle du vent à une hauteur de Z_1 (m); V_2 (m / s) est la vitesse du vent à la hauteur requise ; ε est donnée par la loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976 par :

$$\varepsilon = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (5.7)$$

La puissance totale produite par N_{WT} aérogénérateurs est :

$$P_{WT}(t) = N_{WT} \cdot p_{WT}(t) \quad (5.8)$$

Tableau 5. 2 : Caractéristiques technico-économiques de l'aérogénérateur

Puissance nominale P_n	Vitesse d'arrêt V_s	Vitesse nominale V_n	Vitesse de démarrage V_d	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
1 kW	25 m/s	12 m/s	3 m/s	1300\$	120 \$	20 ans

5.4.3 Batterie de stockage

Quand la production totale de l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque est plus grande que la demande des charges du consommateur, la quantité de la charge disponible dans l'unité de stockage a l'heure (t) peut être décrite par la fonction suivante (Kaabeche and Ibtouen, 2014):

$$E_{bat} = E_{bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma_b) + [E_{gen}(t) - E_L(t) / \eta_{ond}] \eta_B \quad (5.9)$$

Où :

$E_{gen}(t)$: est l'énergie produite par les générateurs photovoltaïque et éoliennes, donnée par :

$$E_{gen}(t) = E_{pv}(t) + E_{WT}(t) \quad (5.10)$$

E_{bat} et $E_{bat}(t-1)$: les quantités de la charge disponible de l'unité de stockage en (Wh) a l'heure t et (t-1) respectivement.

η_B : le rendement de la batterie ;

σ_b : le taux d'autodécharge des batteries ;

η_{ond} : le rendement de l'onduleur.

Lorsque la demande des charges est plus grande que l'énergie produite disponible, l'unité de stockage est dans l'état de décharge. Par conséquent, la quantité de charge disponible de l'unité de stockage à l'instant t peut être exprimée comme suit :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma_b) + [E_L(t)/\eta_{ond} - E_{gen}(t)] \eta_B \quad (5.11)$$

Pour le premier scenario, si l'unité de stockage atteint sa valeur maximale, $E_{bat-max}$, le système de régulation arrête le processus de charge. L'excès d'énergie (gaspillage), définie comme étant l'énergie produite non consommée, à l'instant t est calculée comme suit :

$$EPG(t) = E_{gen}(t) - \left[E_L(t)/\eta_{ond} + (E_{bat-max} - E_{bat}(t-1))/\eta_B \right] \quad (5.12)$$

Pour le deuxième scenario, si la quantité de charge de la batterie diminue à son niveau minimal, $E_{bat-min}$, le système de régulation déconnecte la charge et le déficit d'énergie, (Loss of power supply) à l'instant t , est exprimé comme suit (Kaabeche et al., 2011):

$$LPS(t) = E_L(t) - \left[E_{gen}(t) + (E_{bat}(t-1) - E_{bat-min}) \right] \eta_{ond} \quad (5.13)$$

Les caractéristiques économiques et techniques de la batterie et du convertisseur sont donné dans le tableau 5.3. et Tableau 5.4 respectivement.

Tableau 5. 3 : Caractéristiques technico-économiques de la batterie

Voltage	Capacité nominale du batterie	η_B	DOD	σ_b	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
12 V	1.2kWh	85%	0.8	0.0002	314 \$	0 \$/an	5 ans

Tableau 5. 4 : Caractéristiques technico-économiques du convertisseur

Puissance nominale	Efficacité η_{inv}	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
4 kW	95%	300 \$	0 \$/an	10 ans

5.4.4 Pile à combustible/Electrolyzeur/Réservoir d'hydrogène

Quand la production totale de l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque est plus grande que la demande des charges du consommateur, la quantité de la charge disponible dans l'unité de stockage a l'heure (t) peut être décrite par la fonction suivante :

$$E_{stor}(t) = E_{stor}(t-1) + \left[E_{gen}(t) - E_L(t)/\eta_{ond} \right] \cdot \eta_{elec} \quad (5.14)$$

Où :

$E_{stor}(t)$ et $E_{stor}(t-1)$: les quantités d' H_2 équivalent de l'énergie disponible dans l'unité de stockage en (Wh) à l'heure t et $(t-1)$ respectivement.

η_{elec} : rendement de l'électrolyseur

Lorsque la demande des charges est plus grande que l'énergie produite disponible, l'unité de stockage est dans l'état de décharge. Par conséquent, la quantité d'énergie disponible dans l'unité de stockage à l'instant t peut être exprimée comme suit :

$$E_{stor}(t) = E_{stor}(t-1) - \left[E_L(t) / \eta_{ond} - E_{gen}(t) \right] / \eta_{FC} \quad (5.15)$$

Pour le premier scenario, si l'unité de stockage atteint sa valeur maximale, $E_{stor-max}$, le système de régulation arrête le processus de charge. L'excès d'énergie (gaspillage), définie comme étant l'énergie produite non consommée, à l'instant t est calculée comme suit :

$$EPG(t) = E_{gen}(t) - \left[E_L(t) / \eta_{ond} + (E_{stor-max} - E_{stor}(t-1)) / \eta_{elec} \right] \quad (5.16)$$

Pour le deuxième scenario, si la quantité de charge de la batterie diminue à son niveau minimal, $E_{bat-min}$, le système de régulation déconnecte la charge et le déficit d'énergie, (Loss of power supply) à l'instant t , est exprimé comme suit :

$$LPS(t) = E_L(t) - \left[E_{gen}(t) + (E_{stor}(t-1) - E_{stor-min}) \eta_{FC} \right] \eta_{ond} \quad (5.17)$$

La masse d'hydrogène stocké, à tout pas de temps t , est calculée par (Kashefi Kaviani et al., 2009).

$$m_{stor}(t) = E_{stor}(t) / HHV_{H_2} \quad (5.18)$$

Où, le pouvoir calorifique supérieur (HHV) de l'hydrogène est égal à 39,7 kWh / kg

Les caractéristiques économiques et techniques du PAC sont données dans le Tableau 5.5.

Tableau 5. 5 : Caractéristiques technico-économiques de la PAC

Puissance nominale	Efficacité η_{FC}	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
3 kW	50%	16,879.00\$	30 \$/an	5 ans

Les caractéristiques économiques et techniques de l'électrolyseur sont données dans le tableau 5.6.

Tableau 5. 6 : Caractéristiques technico-économiques de l'électrolyseur

Puissance nominale	Efficacité η_{FC}	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
3 kW	50%	16,879.00\$	30 \$/an	5 ans

Les caractéristiques économiques et techniques du réservoir d'hydrogène sont données dans le tableau 5.7.

Tableau 5. 7 : Caractéristiques technico-économiques du réservoir d'hydrogène

Capacité nominale	Prix	Cout de Maintenance	Durée de vie
0.5 kWh	1625 \$	0 \$/an	20 ans

5.5 Critères de dimensionnement optimal d'un système hybride

Pour sélectionner une combinaison optimale d'un système hybride répondant à la demande de la charge, une approche technico-économique décrite par deux modèles : le modèle de fiabilité du système et le modèle économique basé sur le calcul du coût total annuel, la combinaison de ces deux modèles peut enfin déterminer la configuration optimale conduisant à l'autonomie totale du système d'une manière plus rentable.

5.5.1 Critères de fiabilité

Dans cette étude, la fiabilité du système est exprimée en termes de puissance excédentaire relative générée (REPG) et de perte de probabilité d'alimentation (LPSP).

La puissance relative excédentaire générée (REPG), exprimée par le rapport de la somme de puissance excédentaire à la somme de la demande de charge au cours de la période considérée, et exprimée comme suit (Kaabeche et al., 2011):

$$REPG(t) = \frac{\sum_{t=1}^T EPG(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (5.19)$$

La probabilité de pertes d'énergie (LPSP), pour la période considérée T, peut être définie comme le rapport de la somme des LPS(t) sur l'énergie totale de la charge durant cette période.(Kaabeche et al., 2011).

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (5.20)$$

Un LPSP de 0 signifie que la charge est toujours satisfaite, alors qu'un LPSP de 1 signifie que la charge ne sera jamais satisfaite.

5.5.2 Modèle économique :

La fonction objective de cette section est la minimisation du coût total annuel (C_{tot}). Ce qui inclut le coût d'investissement initial (C_{IC}), le coût de remplacement (C_{rep}) et le coût de maintenance annuel ($C_{O\&M}$). Pour concevoir de manière optimale le système de génération hybride ; l'analyse économique est le meilleur indicateur de la rentabilité économique du coût du système. Le problème d'optimisation défini par l'équation (5.21).

$$Min. C_{tot} = CRF \cdot (C_{IC} + C_{rep}) + C_{O\&M} \quad (5.21)$$

Où CRF est le facteur de recouvrement du capital, il est utilisé pour convertir le coût de capital initial et le coût de remplacement en coût annuel (Maleki and Pourfayaz, 2015).

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.22)$$

Où « $i=5\%$ » est le taux d'intérêt annuel et $n=20$ ans représente la durée de vie du système.

Système hybride PV/éolien /PAC : dans ce système, le coût d'investissement initial (C_{IC}) de chaque composant est composé par le prix de chaque composant, plus 20% du prix total du composant pour le coût des travaux de génie civil, des câbles d'installation et de raccordement (C_0)

$$C_{IC} = N_{PV} \cdot Pu_{PV} + N_W \cdot Pu_W + N_{tank} \cdot Pu_{tank} + Pu_{elec} + Pu_{FC} + N_{conv/inv} \cdot Pu_{conv/inv} + C_0 \quad (5.23)$$

Où Pu_{PV} , Pu_W , Pu_{tank} , Pu_{elec} , Pu_{FC} , $Pu_{conv/inv}$ sont les prix unitaires du panneau photovoltaïque, de l'éolienne, du réservoir, de l'électrolyseur, de la pile à combustible et du convertisseur/Onduleurs, respectivement ; $N_{conv/inv}$ et N_{tank} sont les nombres de convertisseurs/onduleurs et le nombre de réservoirs utilisés, respectivement.

Certains composants du système PV/éolien/PAC doivent être remplacés plusieurs fois au cours de la durée de vie du projet. Dans ce chapitre, on suppose que la durée de vie du

PAC/électrolyseur et du convertisseur/onduleur sont respectivement : 5 et 10 ans. Le coût de remplacement est défini comme suit :

$$C_{rep} = C_{rep}^{FC} + C_{rep}^{Elec} + C_{rep}^{conv/inv} \quad (5.24)$$

En utilisant le facteur de valeur actuelle du paiement unique (Maleki and Pourfayaz, 2015), nous avons

$$C_{rep}^{FC} = Pu_{FC} \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^5} + \frac{1}{(1+i)^{10}} + \frac{1}{(1+i)^{15}} \right) \quad (5.25)$$

$$C_{rep}^{Elec} = Pu_{elec} \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^5} + \frac{1}{(1+i)^{10}} + \frac{1}{(1+i)^{15}} \right) \quad (5.26)$$

$$C_{rep}^{conv/inv} = N_{conv/inv} Pu_{conv/inv} \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^{10}} \right) \quad (5.27)$$

Le coût de maintenance annuel des composants du système est donné par l'équation suivante:

$$C_{O\&M} = N_{PV} \cdot C_{O\&M}^{PV} + N_W \cdot C_{O\&M}^W + C_{O\&M}^{FC} + C_{O\&M}^{Elec} \quad (5.28)$$

Où $C_{O\&M}^{PV}$, $C_{O\&M}^W$, $C_{O\&M}^{FC}$, $C_{O\&M}^{Elec}$ sont respectivement les coûts d'exploitation et de maintenance du PV, de l'éolienne, de la pile à combustible et de l'électrolyseur. Le coût de maintenance du réservoir d'hydrogène et du système convertisseur/onduleur sont négligés.

Système hybride PV/éolien/batterie : pour ce système, les coût d'investissement initial et le coût de maintenance sont obtenus par les équations (5.29) et (5.30), respectivement.

$$C_{IC} = N_{PV} \cdot Pu_{PV} + N_W \cdot Pu_W + N_{Batt} \cdot Pu_{Batt} + N_{conv/inv} \cdot Pu_{conv/inv} + C_0 \quad (5.29)$$

Où N_{Batt} est le nombre de batteries et Pu_{Batt} est le prix de chacun.

$$C_{O\&M} = N_{PV} \cdot C_{O\&M}^{PV} + N_W \cdot C_{O\&M}^W \quad (5.30)$$

Le coût de maintenance de la batterie est négligé.

Dans le système PV/éolien/batt, le coût de remplacement est défini comme suit :

$$C_{rep} = N_{Batt} C_{rep}^{Batt} + N_{conv/inv} C_{rep}^{conv/inv} \quad (5.31)$$

La durée de vie de chaque batterie est supposée de 5 ans. En utilisant le facteur de valeur actuelle du paiement unique (Maleki and Pourfayaz, 2015), on obtient :

$$C_{rep}^{Batt} = Pu_{Batt} \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^5} + \frac{1}{(1+i)^{10}} + \frac{1}{(1+i)^{15}} \right) \quad (5.32)$$

5.6 Algorithme développé :

À partir de la méthode décrite précédemment on a développé un algorithme dont leur organigramme est illustré dans la Figure 5.5 et la Figure 5.6, les paramètres N_{Wmax} , N_{PVmax} , N_{Bamax} , $N_{tankmax}$ représentent respectivement le nombre le plus élevé d'éoliennes, de modules PV, de batteries et de réservoirs d'hydrogène respectivement, dt représente le pas de simulation.

Les données d'entrées de cet algorithme sont l'éclairement solaire sur un plan incliné et les valeurs moyennes de la température ambiante et de la vitesse du vent pour chaque heure d'une journée typique de l'année. La valeur désirée de probabilité $LPSP$ et $REPG$ sur une journée et les paramètres des différentes composantes du système.

Cet algorithme permet de déterminer plusieurs combinaison (N_{PV} , N_W , N_{Batt}) et (N_{PV} , N_W , N_{res}) qui satisfont le critère de fiabilité, puis seule l'analyse économique qui permet de déterminer le dimensionnement optimal du système.

La méthode itérative adoptée pour sélectionner le nombre d'éoliennes N_W , le nombre de panneaux N_{PV} et le nombre d'unités de stockage (N_{tank} ou N_{Bat}) nécessaires pour un système autonome afin de répondre à la demande de charge est donné par les organigrammes présentés par la Figure 5.5 et la Figure 5.6.

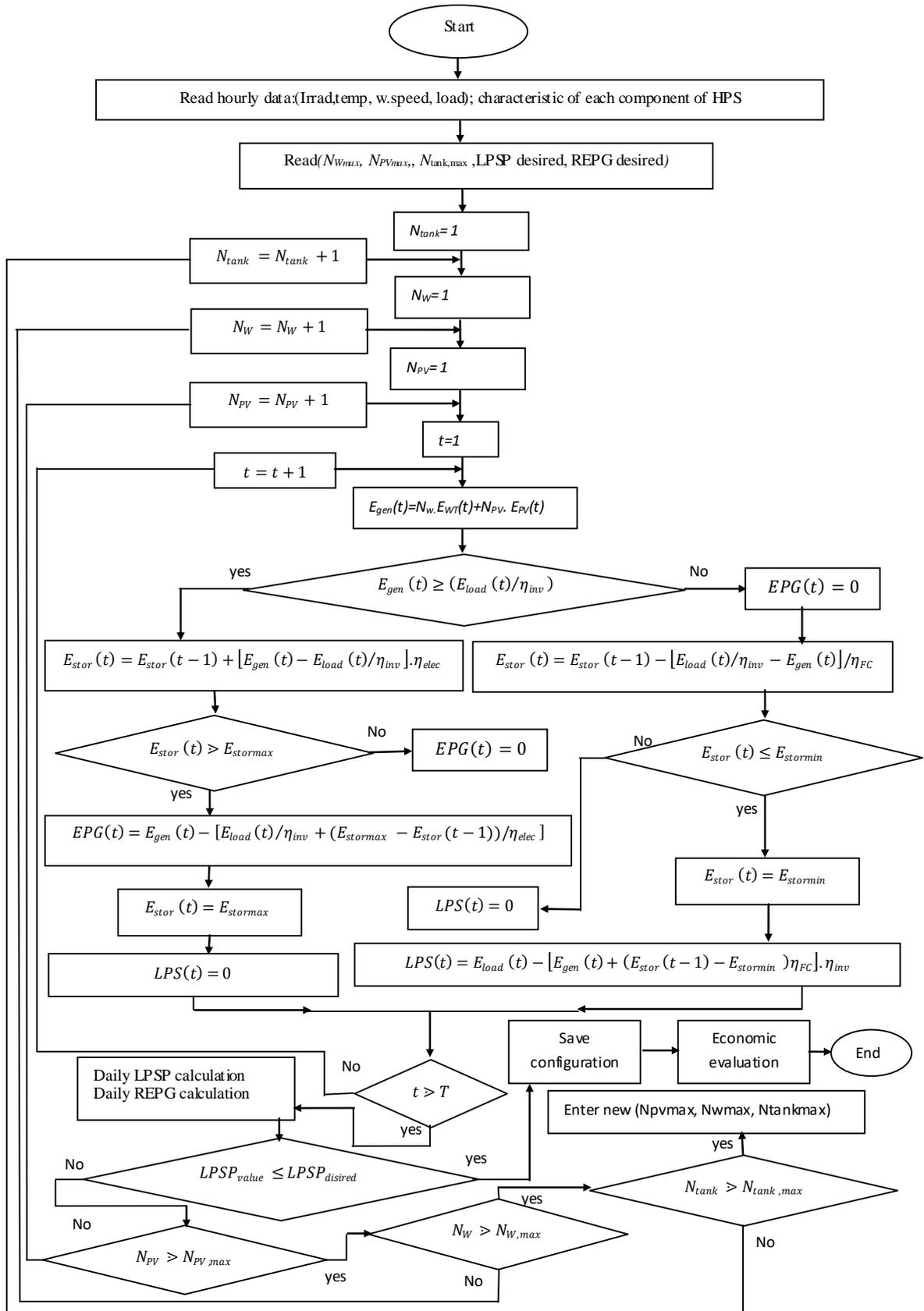


Figure 5. 5 : Organigramme de dimensionnement optimal du système (PV/Eol/PAC)

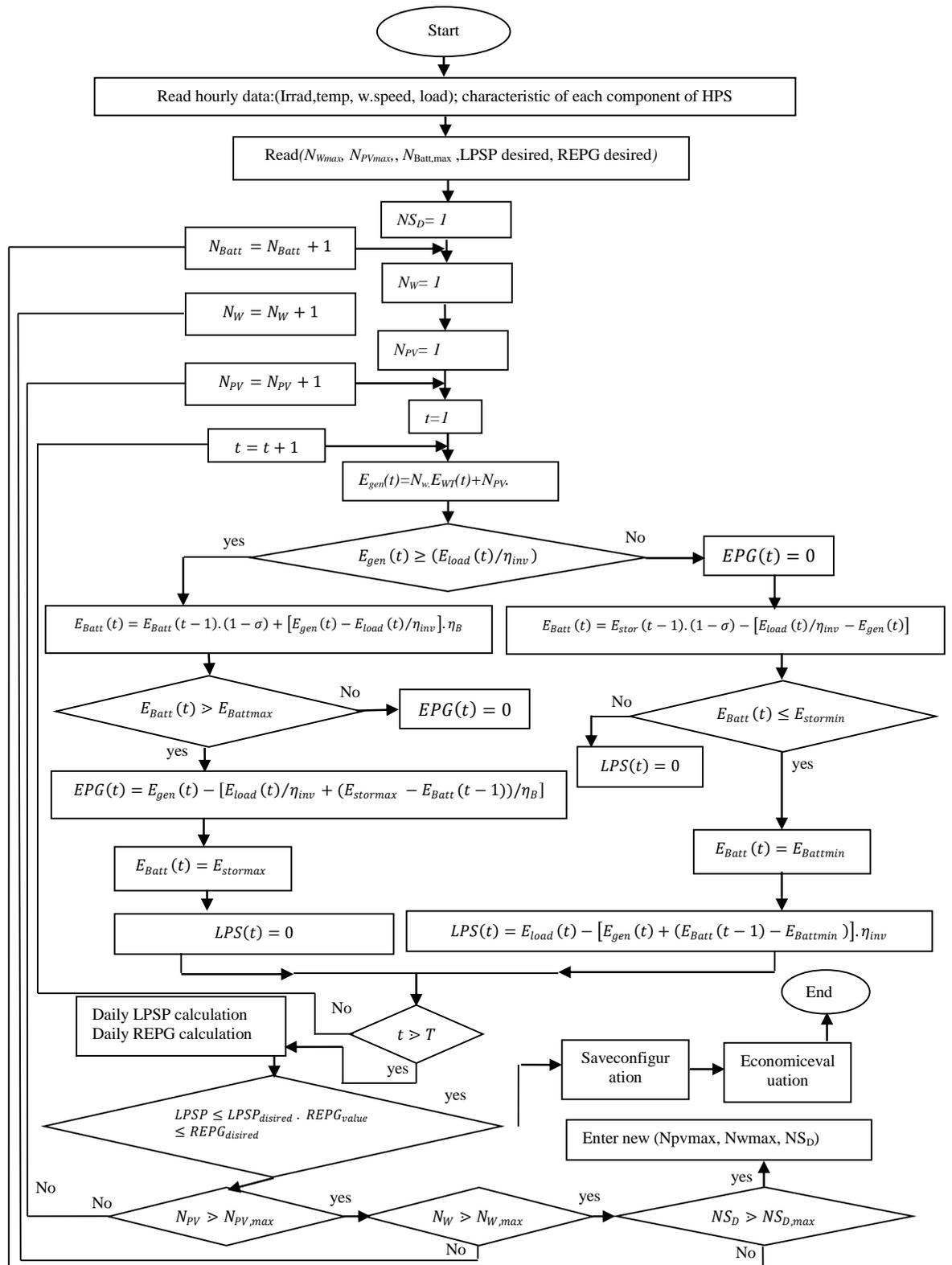


Figure 5. 6 : Organigramme de dimensionnement optimal du système (PV/Eol/Batt)

5.7 Résultats et discussions

Afin d'évaluer les performances de la méthodologie suggérée, un programme est développé en Fortran pour dimensionner les composants de chaque configuration, pour LPSP égal à 0% et REPG égal à 0%. L'organigramme du modèle de dimensionnement optimal est illustré par la Figure 5.5 et la Figure 5. 6. Dans ce programme, toutes les configurations des systèmes hybrides PV / Eol / PAC et PV / Eol / Batt satisfaisant le taux de 0% de LPSP et de 0% de REPG sont conservées. Cependant, une seule configuration optimale est prédite sur la base du coût minimal. Dans cette étude, les systèmes PV /PAC, Eol/PAC, PV/batt et Eol/batt sont également prises en compte. Le nombre inférieur et supérieur de chaque composant est défini par 0 et 100, respectivement. Au moment initial, la capacité de chaque réservoir d'hydrogène et de chaque batterie est supposée correspondre à 30% de sa capacité nominale.

Après le processus technique, le Tableau 5.8 présente diverses configurations optimales pour une probabilité de perte d'alimentation nulle, et une probabilité de surproduction d'énergie nulle, chaque configuration correspondant à une combinaison garantissant l'autonomie totale du système. Il indique également la complémentarité entre les deux unités de production (énergie éolienne et énergie photovoltaïque), un nombre maximal de modules photovoltaïques correspondant au nombre inférieur de l'éolienne et inversement. Alors que le nombre maximal de réservoirs d'H₂ ou de batteries correspond au nombre inférieur d'éoliennes et au nombre maximal de panneaux photovoltaïques, on remarque aussi que le nombre de réservoirs et de batteries diminue avec l'augmentation du nombre d'éoliennes.

Tableau 5. 8 : Dimensionnement optimal des systèmes hybride.

Solution Optimal	N _{PV}	N _W	N _{tank}	N _{Batt}	N _{inv}	C _{tot} (\$/an)
PV/Eol/PAC	3	14	22	0	5	13221.4
PV/PAC	86	0	94	0	4	22750.62
Eol/PAC	0	15	23	0	4	13410.85
PV/Eol/batt	1	13	0	9	5	2579
PV/batt	80	0	0	50	4	5433.43
Eol/batt	0	13	0	10	4	2613.6

Après le processus technique, l'algorithme de recherche ne donne qu'une seule configuration. Cette configuration est considérée comme la solution optimale répondant à l'exigence de fiabilité du système avec la valeur minimale de C_{tot} (Tableau 5.8).

L'examen du tableau 5.8 montre que les systèmes hybrides PV/Eol qui utilisent la PAC/électrolyseur/H₂ comme un système de stockage sont trop chère que ceux qui utilisent les batteries. Comme elle montre la Figure 5.7.

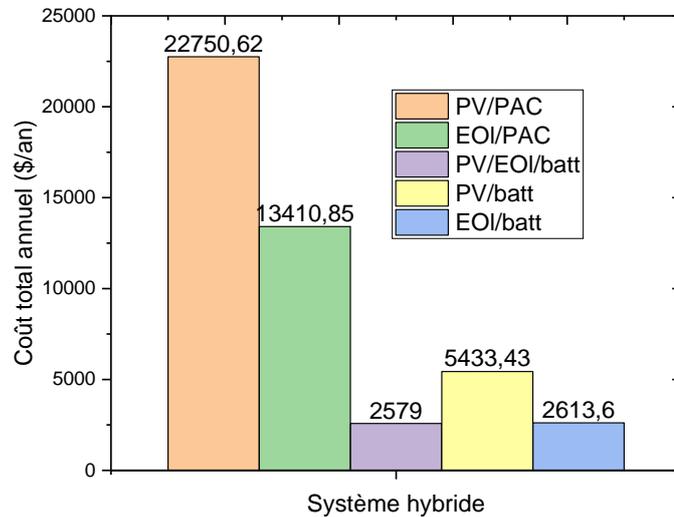


Figure 5. 7 : Coût total annuel des systèmes hybrides

Pour les systèmes hybrides qui utilisent la PAC/électrolyseur/H₂ comme un système de stockage, le coût annuel total (C_{tot}) présenté dans le Tableau 5.8 montre que le coût le plus bas est donné par le système PV/Eol/PAC et le coût le plus élevé par le système PV/PAC. Alors que, pour les systèmes qui utilisent les batteries comme un système de stockage, le coût le plus bas est donné par le système PV/Eol/Batt et le coût le plus élevé par le système PV/Batt.

En revanche, l'examen du Tableau 5.8 montre que le coût annuel le plus bas est atteint lorsque la capacité de stockage prend une valeur minimale car le réservoir d'H₂ et les batteries coûtent beaucoup plus cher comme illustré à la Figure 5.8 et la Figure 5.9. De plus, le Tableau 5.8 montre qu'il existe une petite différence entre le C_{tot} du système Eol / PAC et le système PV / Eol / PAC. La Figure 5.9b montre aussi que pour le système PV / PAC, le coût du réservoir d'H₂ est de 12257 \$ / an. Alors que la Figure 5.9a et la Figure 5.9c montrent que le coût du réservoir d'H₂ des systèmes Eol / PAC et PV / Eol / PAC est de 2868,67 \$ / an et 2999,07 \$ / an respectivement. Par conséquent, la combinaison entre les éoliennes et le système de stockage d'hydrogène est plus avantageuse que la combinaison de PV / hydrogène. Mêmes remarques sont observées pour les systèmes qui utilisent les batteries comme moyen de stockage d'énergie excédentaire.

La Figure 5.8 montre la répartition des dépenses globales annuelle (\$ / an) des composants de chaque système, cette Figure montre que le système qui a le coût le plus élevé pour les trois systèmes est celui qui nécessite une grande capacité de stockage, et c'est le cas du système PV / Batt où le coût du système de stockage représente plus de 80% du C_{tot} .

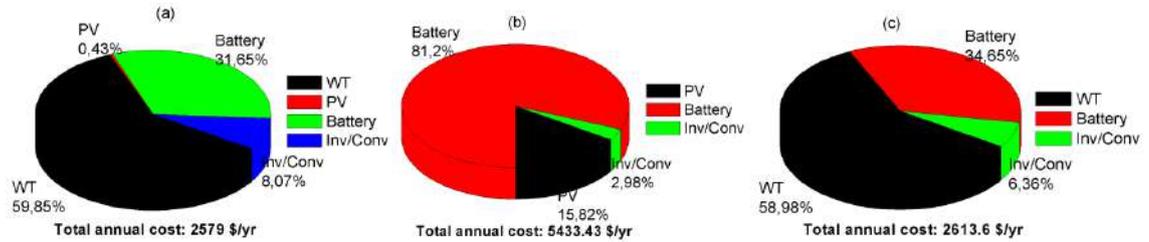


Figure 5. 8 : Coût annuel total (\$/an). (a) PV/Eol/PAC; (b) PV/PAC; (c) Eol/PAC

Comme elle montre la Figure 5.9, le coût annuel du PAC et de l'électrolyseur est le même pour les trois systèmes. Ainsi, la répartition de la dépense globale annuelle (\$ / an) des composants de chaque système montre que la composant qui a le coût le plus élevé pour les trois systèmes est le réservoir d'H₂, en particulier, dans le cas du système PV / PAC où le coût du système de stockage représente plus de 50% du C_{tot} .

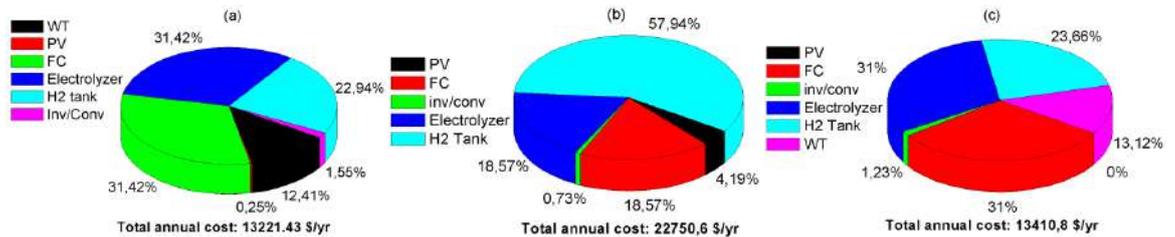


Figure 5. 9 : Coût annuel total (\$/an). (a) PV/Eol/PAC; (b) PV/PAC; (c) Eol/PAC

Le tableau 5.9 présente les coûts annuel d'investissement (C_{IC}), de remplacement (C_{rep}) et de maintenance ($C_{O \& m}$) des systèmes hybrides optimisés.

Tableau 5. 9 : Cout annuel des systèmes hybrides.

Hybrid system	Cac (\$/an)	Crep (\$/an)	C _{O&m} (\$/an)	Total cost (\$/an)
PV/Eol/PAC	7908.11	5162.31	151	13221.42
PV/PAC	17543	5147.53	60	22750.62
Eol/PAC	8105.81	5147.53	157.5	13410.85
PV/Eol/batt	1892.83	601.61	84.5	2579
PV/batt	2442.52	2990.90	0	5433.43

Eol/batt	1883.61	645.47	84.5	2613.6
----------	---------	--------	------	--------

La Figure 5.10 et la Figure 5.11 montrent le bilan énergétique horaire des systèmes d'alimentation hybrides optimaux étudiés ci-dessus. Le signe négatif du système de stockage (H_2 ou Batteries) signifie que ceci entraîne de stocker l'excès de puissance généré par le système de génération. Alors que le signe positif signifie que le système de stockage fournit la puissance afin de compenser le déficit de la charge, cela signifie également que la puissance générée par le système de génération ne peut pas satisfaire la charge.

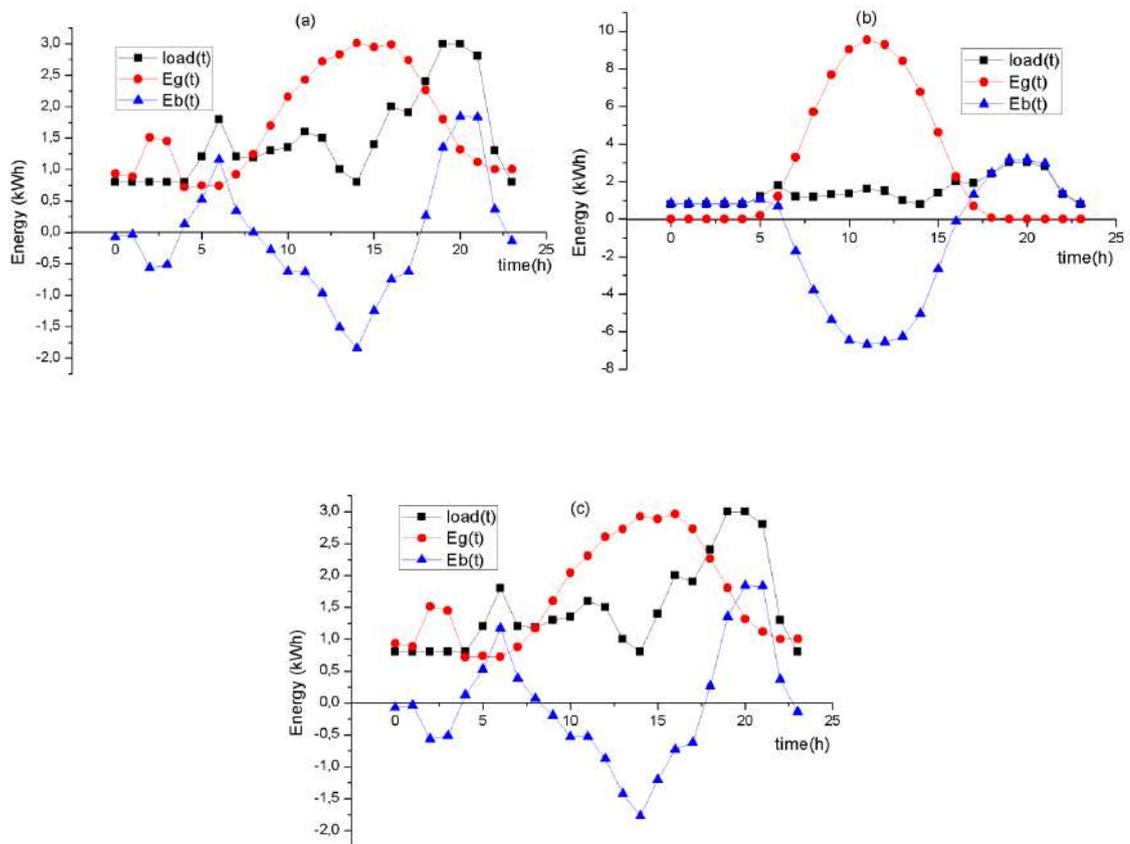


Figure 5. 10 : Bilan énergétique par heure pour les systèmes hybrides optimaux. (a) PV/Eol/batt; (b) PV / batt; (c) Eol/ batt

Par exemple, dans le cas du système PV / Eol / PAC comme le montre la Figure 5.13, le signe négatif du réservoir d' H_2 signifie que l'électrolyseur produit l' H_2 et que le réservoir d' H_2 stocke également l'excès de puissance généré par le système de génération. Alors que le signe positif signifie que l' H_2 stocké dans le réservoir est converti en électricité via la PAC afin de fournir la puissance nécessaire de la charge, cela signifie également que la puissance générée

par le système de génération ne peut pas satisfaire la charge. Alors, la PAC commence à fonctionner et répond à la demande de charge restante.

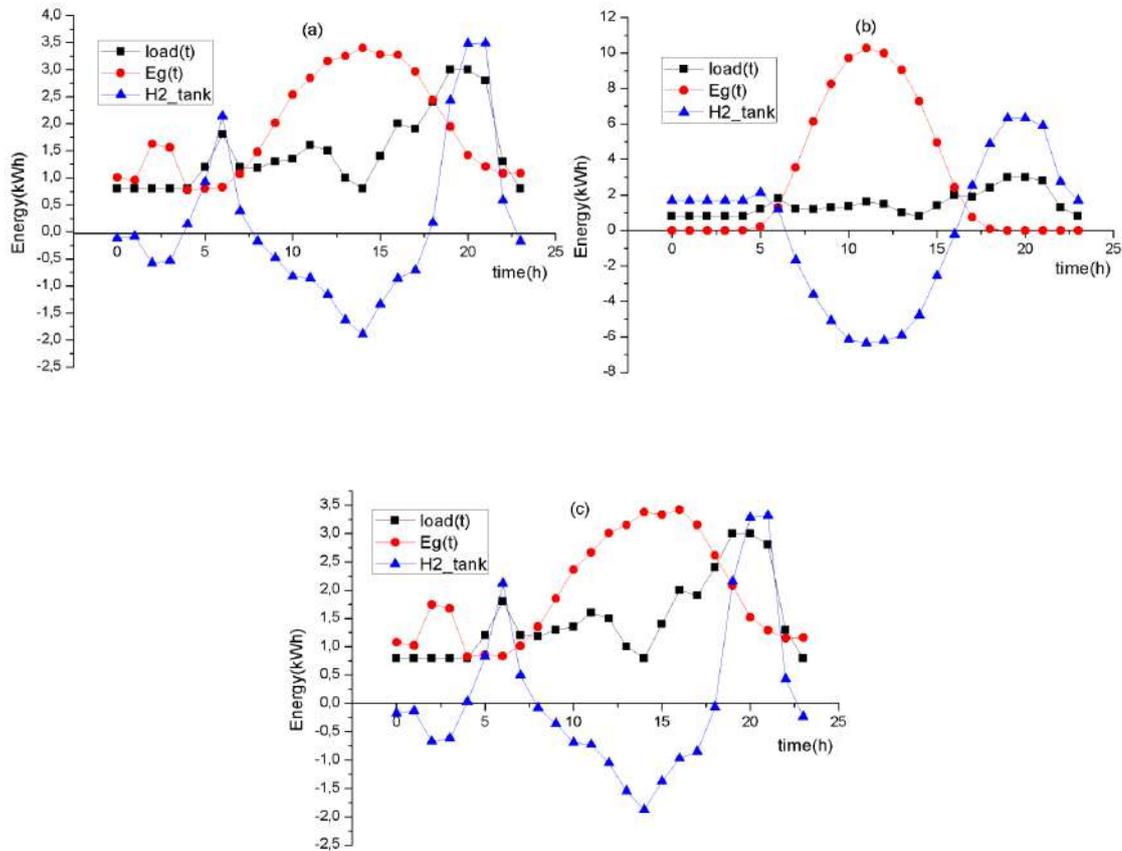


Figure 5. 11 : Bilan énergétique par heure pour les systèmes hybrides optimaux. (a) PV/Eol/PAC; (b) PV/PAC; (c) Eol/PAC

La figure 5.12 présente la différence entre la puissance générée et la puissance demandée à chaque instant t ($\Delta E(t) = E_g(t) - E_{Load}(t)$) des systèmes optimisés. Le signe négatif de ΔE signifie que la puissance générée par les systèmes de génération principales (PV et Eolien) ne peut pas satisfaire la charge. Alors que, Le signe positif de ΔE signifie que la puissance générée par les systèmes de génération principales (PV et Eolien) est supérieure à celle demandée par la charge.

De la même manière, Le signe positif du système de stockage présenté par la Figure 5.13 signifie que le dispositif de stockage fournit l'énergie déficitaire. Alors que, Le signe négatif du système de stockage signifie que le dispositif de stockage consomme l'énergie excédentaire.

Dans le cas du système PV/Eol/PAC présenté par la Figure 5.12a. le signe négatif de ΔE indique que l'énergie générée par le système PV / Eol ne suffit pas pour alimenter la charge.

Ainsi, le système de stockage doit être utilisé pour répondre à la demande de charge restante, comme illustré à la Figure 5.13a. Par exemple, à 20 h 00. ΔE est négatif (Figure 5.12a) dans les trois systèmes. A ce moment, on voit que le niveau de stockage du réservoir d'hydrogène est positif comme le montre sure la Figure 5.13a. Cela signifie que le dispositif de stockage fournit la puissance déficitaire via la PAC. De plus, à partir des figures 5.12a et 5.12b, on peut voir que la courbe du système (PV / Eol / PAC) et celui du (Eol / PAC) sont presque similaires car l'énergie générée par les deux provient presque de la même source. (Énergie éolienne) comme il est présenté dans le Tableau 5.8.

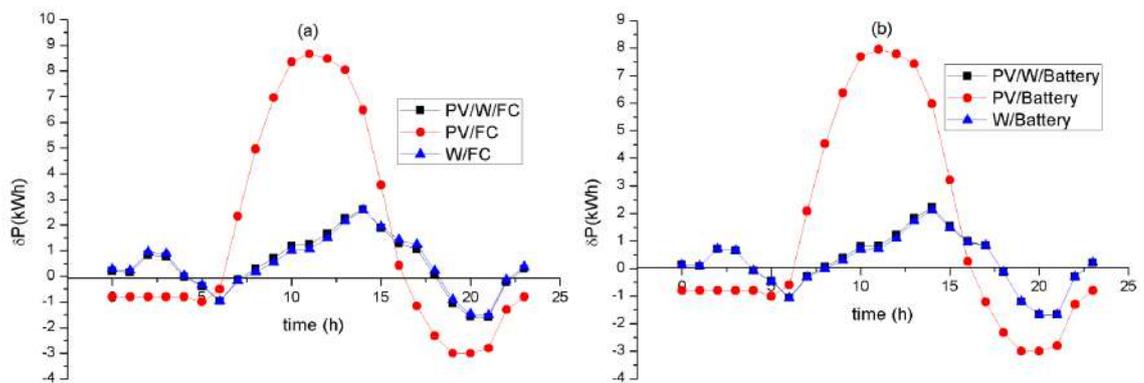


Figure 5. 12 : Différence entre les puissances générées et demandées.

(a) système à PAC ; (b) système à batterie

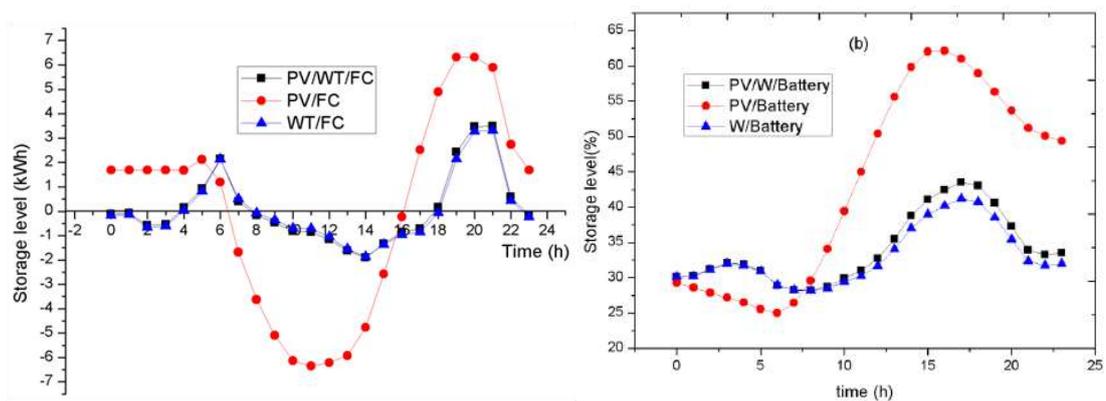


Figure 5. 13 : Niveau de stockage du réservoir d'hydrogène.

(a) système à PAC; (b) système à batterie

5.8 Conclusion

Ce chapitre présente une méthodologie globale d'optimisation et de dimensionnement de deux systèmes hybrides autonome PV/Eol/PAC et PV/Eol/Batt qui pourra être utilisé dans des

applications telles que l'électrification rurale de sites isolés. Pour atteindre cet objectif, la présente étude a développé une approche technico-économique décrite par le modèles de fiabilité technique et le modèle économique. Le modèle de fiabilité est développé sous le concept de la déficit énergétique total (LPS) et le concept de la puissance relative excédentaire générée (REPG), Cependant, le modèle économique est basé sur le calcul du coût total annuel, la combinaison de ces deux modèles peut enfin détermine la configuration optimale menant à l'autonomie totale du système de la manière la plus rentable. Avec l'application de la méthodologie développée, toutes les configurations donnant le taux de 0% de LPSP et de 0% de REPG sont conservées. Ensuite, la configuration optimale est prédite sur la base du coût minimum. La comparaison des systèmes hybrides avec des batteries et des systèmes de stockage à base d'hydrogène montre que le système éolien / batterie est économiquement le meilleur choix d'utilisation car il a le coût annuel total minimum. D'après les résultats, il est clair que, économiquement, la batterie est un meilleur candidat pour le stockage d'énergie. Alors que cette étude indique que les systèmes de stockage d'énergie sous forme d'hydrogène ne sont pas économiquement compétitifs avec les systèmes de stockage à batterie, il existe d'autres avantages du système de stockage d'hydrogène qui méritent d'être mentionnés. Le système de stockage PAC / électrolyseur est respectueux de l'environnement, a un faible encombrement et l'hydrogène peut être expédié sur le site si le stockage est faible. De plus, avec l'amélioration de l'efficacité à la fois du PAC et de l'électrolyseur, le système de stockage PAC / électrolyseur peut devenir économiquement compétitif.

Chapitre 6 : Etude théorique et
expérimentale d'un Système hybride
PV / pile à combustible /batterie

6.1 Introduction

Ce chapitre présente une étude théorique et expérimentale d'un système hybride photovoltaïques/éoliennes/pile à combustible/Batterie. Le système de gestion et de contrôle de l'énergie du système hybride proposé utilise une carte d'acquisition de données sous le logiciel LabVIEW, il présente également, le contrôleur qui vérifie la demande totale, ainsi que l'énergie du système hybride en temps réel.

6.2 Description de la chambre expérimental « casseta »

L'expérience proposée a comme objectif la conception d'un système hybride PV/Eol /PAC destiné à alimenter une charge prédéfinie. Celle-ci se déroule dans la chambre expérimental « casseta » qui est situé dans le laboratoire de CIEMAT (Figure 6.1), département de l'énergie et de l'intégration de systèmes, Madrid, Espagne. La Figure 6.2 montre les différentes vues du « casseta ».

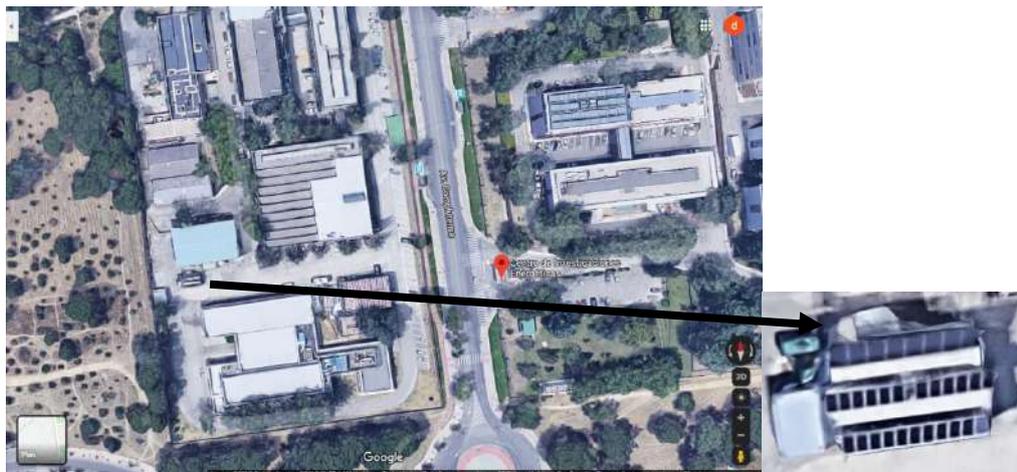


Figure 6. 1 : Laboratoire de CIEMAT (Av. Complutense,40, 28040 Madrid, Espagne (40.45, - 3.73))





Figure 6. 2 : Différentes vues de la chambre expérimental « cassetta »

Cette chambre est connectée au réseau comme elle montre la Figure 6.3 pour répondre aux besoins de la charge, dans le cas où l'énergie générée par les panneaux PV est faible.

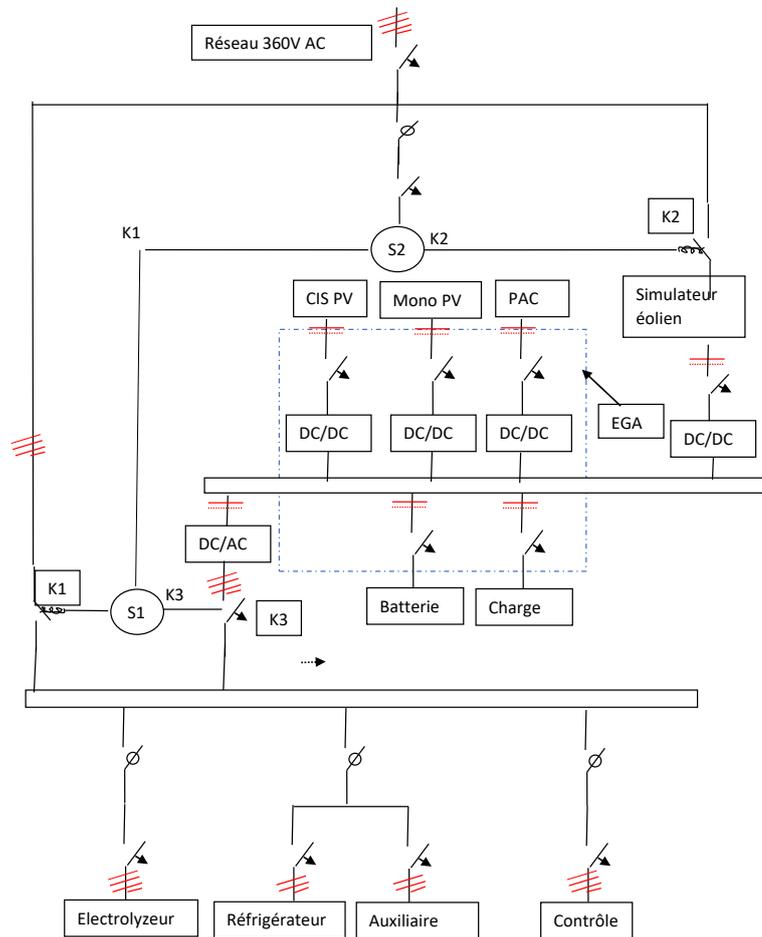


Figure 6. 3 : Schéma de principe de la chambre expérimental

Les commutateurs S1 et S2 de la Figure 6.3 sélectionnes le type de système d'énergie qui 'il va alimenter la chambre expérimentale.

D'après la Figure 6.4, si k2 dans la position 'ON' ça signifie que l'électricité passe par le simulateur éolien, dans ce cas le système hybride est formé par PV/PAC/Sim-éol.

Le commutateur -S1- fait le choix entre k1 et k3, dans le cas où k1 est 'ON' l'électrolyseur, le réfrigérateur, les auxiliaires et le système de contrôle montrées par la Figure 6.3 sont alimenté par le réseau électrique. Alors que, si k3 est 'ON' les appareils précédentes sont alimenté par les générateurs renouvelables. Souvent, k1 est 'ON' et k3 toujours 'OFF'



Figure 6. 4 : Commutateurs S1 et S2

Dans le cas où il y a une coupure d'électricité du réseau un autre système de secours se déclenche pour protéger le système de contrôle. Ce système utilise une petite pile à combustible alimenté par une petite bouteille d'hydrogène. Ce système joue le rôle d'un onduleur/batterie. Mais à long terme. Figure 6.5.



Figure 6. 5 : Système de secours

En raison de dysfonctionnement de l'électrolyseur à courant continu présenté par la Figure 6.6 en laboratoire, l'utilisation de l'unité d'électrolyseur n'est pas envisagée et des bouteilles

d'hydrogène sont incluses dans cette étude. Par conséquent, le rôle de la PAC dans une telle configuration avec des bouteilles d'hydrogène est similaire à celui d'un générateur diesel classique puisque les deux sources sont utilisées comme unités de secours principales avec la fourniture d'hydrogène nécessaire. Cependant, l'utilisation de la PAC au lieu d'un générateur diesel offre l'avantage de ne pas polluer. En outre, l'hydrogène nécessaire peut être produit en utilisant plusieurs méthodes telles que la reformation du gaz naturel, l'électrolyse de l'eau, etc. La production d'hydrogène à partir d'un électrolyseur résultant de la production excédentaire de sources d'énergie renouvelables a récemment attiré l'attention sur de tels systèmes hybrides et il a été proposé par plusieurs études, notamment une étude récente des auteurs présentée dans la réf. (Ishaq and Dincer, 2020).



Figure 6. 6 : Electrolyzeur de casseta

Dans la chambre expérimentale il y a deux types de systèmes nommés, EGA et GHLSI

6.2.1 Description du system hybride (PV/PAC/Batt/H₂) de EGA

EGA est un système d'énergie hybride composé par des panneaux photovoltaïques, d'une pile à combustible de 5 kW et de 8 batteries de stockage (6V). La figure 6.7 montre le schéma de principe du système expérimental. Alors que la Figure 6.8 montre tous ses composants. Le système photovoltaïque est la principale source d'énergie du système hybride mentionné. La PAC est utilisée comme unité de secours principale afin de garantir la demande de charge dans différentes conditions météorologiques et variations de charge. Les batteries sont utilisées pour

stocker la production excédentaire éventuelle. En outre, étant donné que les batteries offrent l'avantage d'une densité de puissance élevée et suffisante pour les variations de charge, il peut également contribuer à réduire les transitoires de la puissance de la PAC afin de fournir une réponse plus rapide, mieux que la PAC.

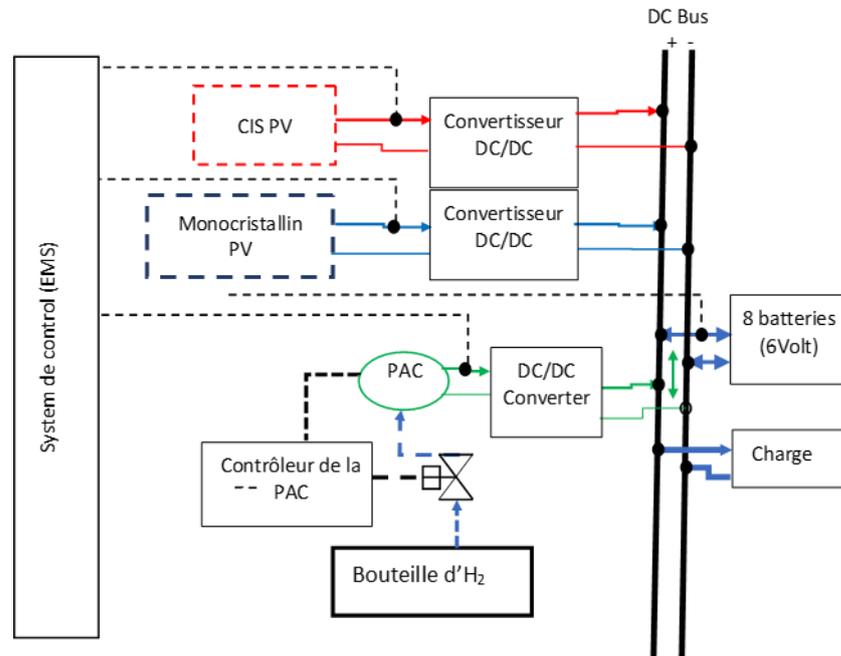
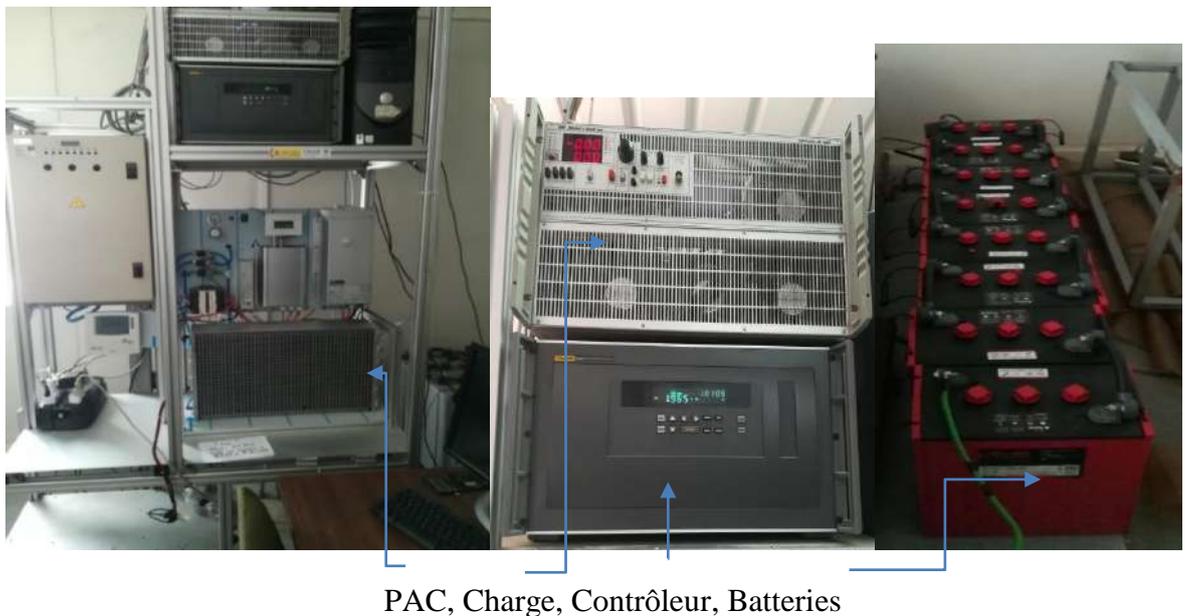
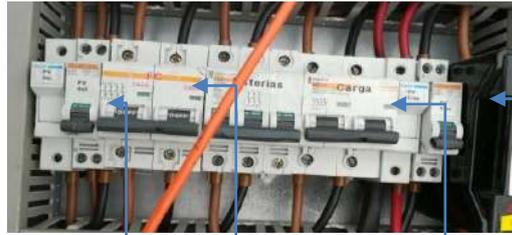


Figure 6. 7 : Schéma d'un système PV/PAC/Batterie/H₂ de EGA





Disjoncteurs pour PV avant(del), PAC, Batteries, Charge, PV arrière (tras)



DC/DC bus



Convertisseurs DC/DC



Bouteille d'hydrogène et son détendeur 200/20 bar

Figure 6. 8 : Equipements de EGA

Les générateurs photovoltaïques de type CIS ont une puissance totale de 1422Wp. Il se compose de 22 panneaux CIS répondant aux spécifications décrites dans le tableau 6.1. Les 22

modules sont montés sur deux rangées de 10 et 12, chaque deux panneaux solaires des rangées 1 et 2 sont connectés en série, comme indiqué sur le schéma ci-dessous (Figure 6.9). Pour obtenir la tension nécessaire au chargement des batteries de 48 V. Les panneaux de type monocristallin (**HIP-230HDE1**) ont une puissance totale de 1840Wp et ils se composent de 8 panneaux répondant aux spécifications décrites dans le tableau 6.1.

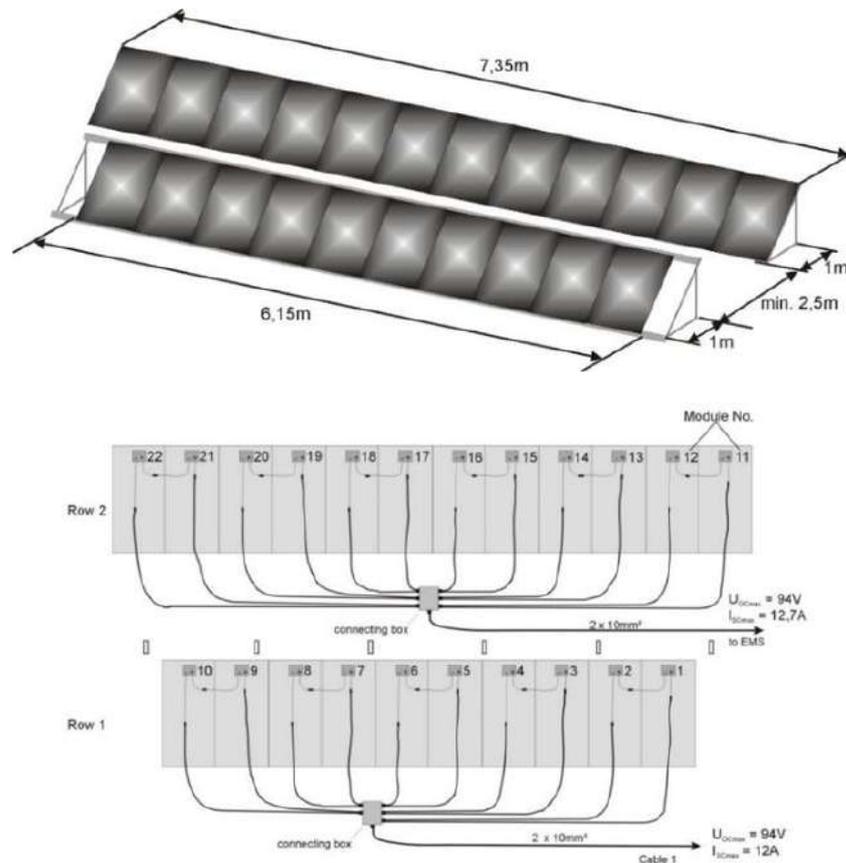


Figure 6. 9 : Montage des panneaux photovoltaïques

Tableau 6. 1 : Caractéristiques techniques de panneaux

Type	Gene CIS solar module 70W	HIP-230HDE1 (monocristallin)
Puissance maximal (Pmax) [W]	70 W	230
Tension à Pmax (Vmp) [V]	33V	34.3
Courant max. capacité (Imp)	2.12 A	6.71
Tension à circuit ouvert (Voc) [V]	42.3 V	42.3
Courant de court-circuit (Isc) [A]	2.4 A	7.22
Prix		

Les caractéristiques techniques de la PAC de 5 kW, la bouteille d'hydrogène, la batterie, et le convertisseur DC/DC sont présentées par les tableaux 6.2, 6.3, 6.4 et 6.5 respectivement.

Tableau 6. 2 : Caractéristiques techniques du PAC/5000W

Type	PEM
Nombre de cellules	48
Puissance nominale	5000W
Réactifs	Hydrogène et air
Température externe	5 à 30°C
Température maximale du stack	65°C
Pression d'H ₂	0.45-0.55 bar
Pureté de l'hydrogène	≥99.995 et H ₂ sec
L'humidification	Auto-humidifié
Refroidissement	Air (ventilateur de refroidissement intégré)
Débit à la puissance de sortie maximale	2.8l/min
Temps de démarrage	≤ 30S à température ambiante
Efficacité du stack	40% @ 28.8V
Basse tension arrêtée	24V
Surintensité arrêtée	12A
Surchauffe arrêté	65°C
Alimentation externe	13V (±1V), <5A

Tableau 6. 3 : Caractéristiques techniques de la bouteille d'hydrogène

Type de bouteille	Smartop
Pression de teste	300 bar
Température de service	-20, +45°C
fluide	Hydrogène
Pression de service maximale	200 bar
Matériau du cadre	Acier galvanisé
Matériel de bouteilles	Acier de haute qualité traité
Prix	50€ (H ₂ seulement sans bouteille)

Tableau 6. 4 : Caractéristiques techniques de la batterie

Type de Batterie	S-480
voltage nominal	6V
capacité nominal (25°C, 20hr)	375 Ah
autodécharge	0.0000
voltage de Float	13.8V
efficacité	80%
Prix	414,87€

Tableau 6. 5 : Caractéristiques techniques des convertisseurs DC/DC

Type	DC 15036F-S (PV)	DC 15036F-S (FC)
Nombre	2	1
Plage de tension d'entrée	24V to 120V	24V to 120V
Plage de tension de sortie	0V to 119V	0V to 119V

Courant continu de sortie	36A	36 ^a
Courant crête de sortie	48A	48 ^a
Puissance de sortie typique	2880W	2880W
Fréquence de commutation	62,500Hz	62,500Hz
Prix	\$947.00	\$947.00

6.2.2 Description du system hybride (PV/PAC/Batterie/H₂) de GELSHI

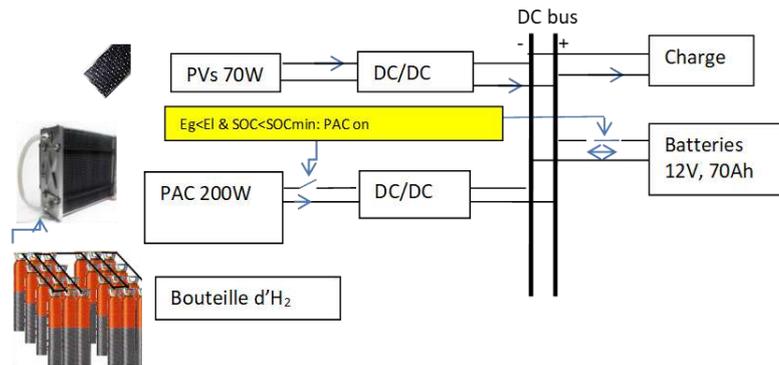


Figure 6. 10 : Schéma descriptive de PV/PAC/Batterie de GELSHI

Le système hybride de GHLSI présenté par la Figure 6.10 est le modèle réduit de EGA, ceci on peut le considérer comme une maquette à petite échelle. Le système est composé par un seul module PV de 70W, une pile à combustible de 200W et une batterie de (12V, 70Ah). La figure 6.11 présente les équipements utilisés.

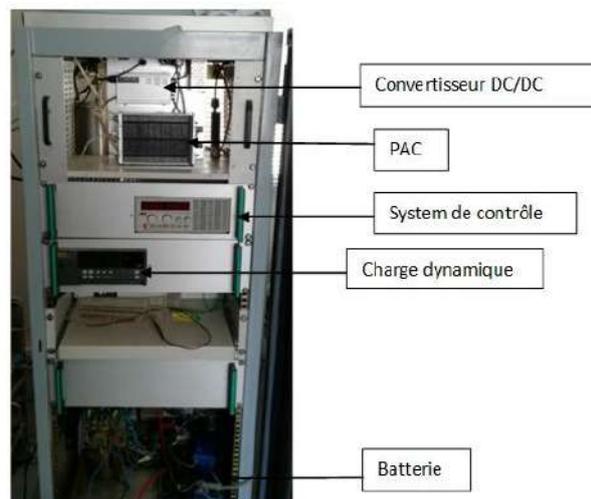


Figure 6. 11 : Equipements de GELSHI

Le système de contrôle de GELSHI collecte les informations de chaque composante pour assurer un bon fonctionnement du système, ce système de contrôle présenté par la Figure 6.12 est réalisé à l'aide du logiciel LABVIEW.

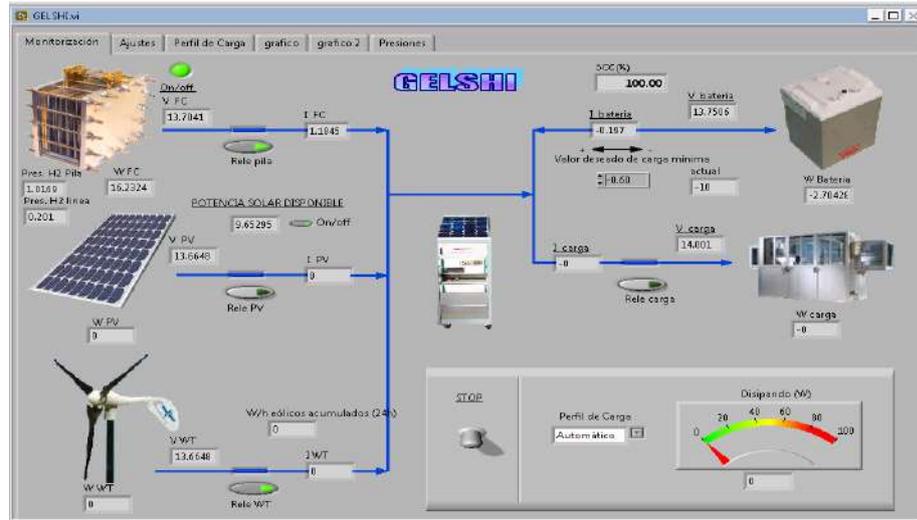


Figure 6. 12 : Interface du système de contrôle de GELSHI

Les caractéristiques techniques du module PV (CIS) de 70W est donnée par le Tableau 6.1, celle de la batterie de (12V, 65Ah) sont présenté par le tableau 6.6.

Tableau 6. 6 : Caractéristiques techniques de la batterie du système GELSHI

Type	
Tension nominale	12V
Capacité nominale (25 ⁰ C, 10h)	65 Ah
Autodécharge	0.00002
Tension de flottement	13.8 V
Efficacité	80%

La pile à combustible utilisée dans cette expérience, avait une puissance nominale de 200 W comme le montre le Tableau 6.7. En plus, elle est de type cathode à air libre avec des cellules assemblées dans une configuration en série classique.

Tableau 6. 7 : Caractéristiques techniques de la PAC/200W

Type	PEM
Nombre de cellules	48
Puissance nominale	200W
Réactifs	Hydrogène et air
Température externe	5 à 30 ⁰ C
Température maximale du stack	65 ⁰ C
Pression d'H ₂	0.45-0.55 bar
Pureté de l'hydrogène	≥99.995 et H ₂ sec
L'humidification	Auto-humidifié
Refroidissement	Air (ventilateur de refroidissement intégré)

Débit à la puissance de sortie maximale	2.8l/min
Temps de démarrage	≤ 30S à température ambiante
Efficacité du stack	40% @ 28.8V
Basse tension arrêtée	24V
Intensité maximale	12A
Température maximale	65°C
Alimentation externe	13V (±1V), <5A

Les performances du PAC sont résumées par la courbe de polarisation U-I

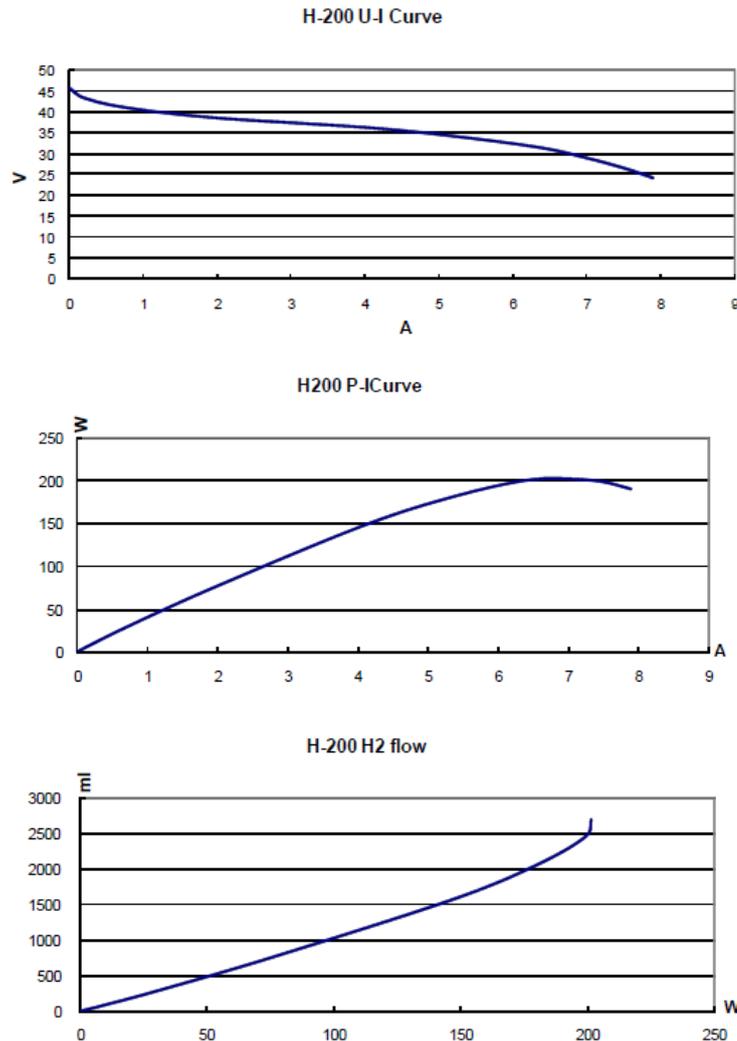


Figure 6. 13 : Courbes de polarisation de la PAC de 200W

6.3 Gestion de l'énergie du système hybride PV/PAC/Batt

La PAC se démarre ou s'arrête en fonction de l'état de charge de la batterie E_B . Lorsque le niveau de charge de la batterie atteint une valeur basse, E_{Bmin} , La PAC démarre, puis lorsqu'il

est chargé à une valeur élevée, $E_{B_{max}}$, La PAC s'arrête. La stratégie de gestion de l'énergie suggérée peut être résumée dans les étapes suivantes :

- a- Si l'état de charge de la batterie est supérieur à la valeur minimale et la puissance générée par les panneaux photovoltaïques dépasse l'énergie requise par la demande de charge, La PAC est retirée et le surplus d'énergie doit être stocké dans la batterie.

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1)(1 - \sigma_b) + [E_{FC}(t) + E_{PV}(t) - E_L(t)].\eta_B \quad (6.1)$$

$$E_{FC}(t) = 0 \quad (6.2)$$

Dans le cas (a) lorsque l'état de charge de la batterie atteint une valeur maximale, $E_{B_{max}}$, dans ce cas, la PAC est désactivée et l'énergie électrique générée par le générateur photovoltaïque doit être diminuée. Le mode de charge utilisé est de type "**Mode Floating**", ce dernier intervient lorsque la batterie est chargée. La tension est réduite et maintenue à une valeur plus basse, destinée à compenser l'autodécharge de la batterie.

- b- Lorsque l'énergie requise est supérieure à celle générée par les panneaux photovoltaïques, la batterie sera utilisée pour assurer la demande de charge.

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1)(1 - \sigma_b) - [E_L(t) - E_{FC}(t) - E_{PV}(t)].\eta_B \quad (6.3)$$

$$E_{FC}(t) = 0 \quad (6.4)$$

Dans le cas (b), lorsque l'état de charge des batteries atteint une valeur minimale, la PAC s'allume. Ainsi, une partie de l'énergie générée par la PAC sera utilisée pour combler le déficit énergétique. L'énergie restante se dirige vers les batteries.

$$E_{bat}(t) = E_{FC}(t) + E_{PV}(t) - E_L(t) \quad (6.5)$$

Cependant, si la puissance générée par les panneaux PV et la PAC est inférieure à l'énergie requise, la PAC fonctionne à sa puissance nominale, et les batteries seront utilisées même si son état de charge est inférieur à une valeur minimale.

Dans le même cas (b), si la pression du réservoir d'hydrogène diminue jusqu'à son niveau minimal, PH_{2min} , le système de contrôle déconnecte la PAC, dans ce cas les batteries doivent être utilisées même si leur état de charge est inférieur à une valeur minimale.

L'organigramme présenté par la Figure 6.14 montre les différentes étapes de simulation. Ainsi, le mode de gestion du système hybride.

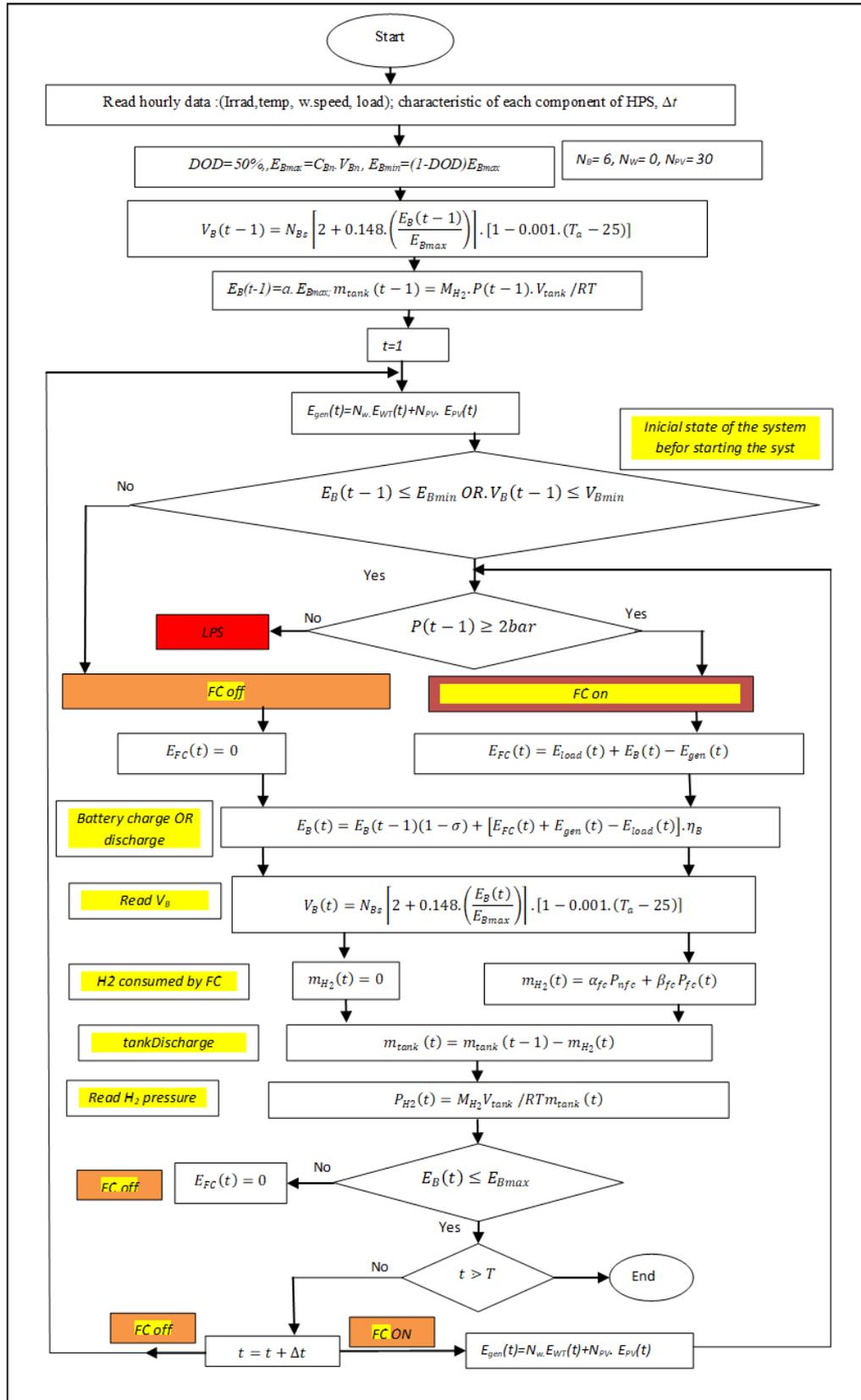


Figure 6. 14 : Organigramme de la simulation numérique

6.4 Manuel d'utilisation de l'alimentation en hydrogène

Le système de stockage d'hydrogène (HSS) est conçu pour être connecté entre la bouteille d'hydrogène et la pile à combustible. L'hydrogène a été stocké dans la bouteille de 50 L à des pressions proches de 200 bars. Pendant le déficit, la pile à combustible utilise l'hydrogène afin de générer suffisamment d'électricité pour alimenter la charge et les batteries. Un schéma simplifié du circuit d'hydrogène est présenté ci-dessous (Figure 6.15). Ainsi, le HSS est connecté entre la bouteille et la pile à combustible par une vanne électromécanique (EV1). Cette vanne ainsi que les capteurs de pression électroniques (PI1-PI2-PI3) doivent être connectés au système de gestion de l'énergie (Energy Manager System - EMS) afin de prendre des décisions concernant le fonctionnement du PAC, ainsi que pour des actions d'urgence en cas de besoin.

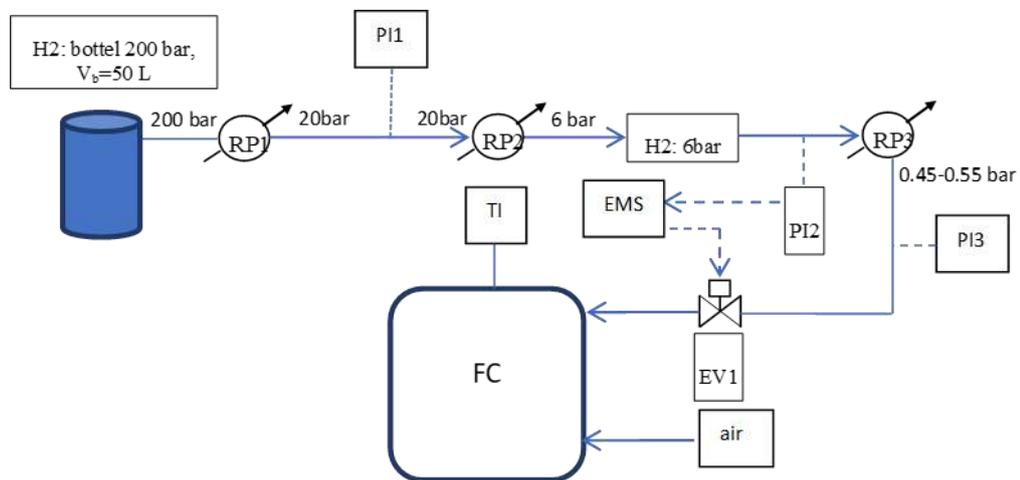


Figure 6. 15 : Circuit d'hydrogène

6.8 Système de contrôle de la pile à combustible

Pour pouvoir utiliser la PAC dans des applications dynamiques, sa puissance doit être contrôlée. Les contraintes pour utiliser la PAC sont les suivantes :

- L'alimentation externe est de 24V ($\pm 1V$), 8A-12A dans le cas de PAC de 5 kW
- La pression d'hydrogène à l'entrée du PAC est de 0,45 à 0,55 bar (Figure 6.16)
- La puissance demandée par la charge doit être inférieure à la puissance nominale fourni par la PAC, car le contrôleur protégera la pile de produire trop de courant.
- La température de la pile à combustible est contrôlée par le capteur de température T1 (Figure 6.15) doit être inférieure à 65 ° C, le système s'arrêtera la PAC s'il est supérieur à 65 °C.



Figure 6. 16 : Régulateur de pression

- La puissance produite par la PAC est limitée par la puissance autorisée par le convertisseur DC/DC.
- Si la pression d'hydrogène dans la ligne située entre RP1 et RP2 (Figure 6.15) est inférieure à la valeur minimale, le système de commande éteint la PAC.
- La puissance ou l'intensité du courant de la PAC doit être limitée à une valeur absolue maximale (10As^{-1}), afin d'empêcher la PAC du phénomène de panne ou d'insuffisance de carburant.
- La PAC a besoin de quelques temps avant de commencer à alimenter la charge, il a besoin également de quelques temps pour atteindre son état de stabilité. Dans ce cas, la batterie doit être utilisée durant cette période de transition.
- Le débitmètre a un taux maximum d'hydrogène. Par conséquent, l'énergie produite par la PAC est limitée par le taux d'hydrogène autorisé par le débitmètre.

6.9 Résultat et discussions

La composante principale dans ce chapitre étant la PAC. Pour cela, une expérience a donc été entreprise pour déterminer les caractéristiques de la courbe V-I et de la puissance de sortie nette de la pile à combustible utilisée. Cette expérience utilise une pile à combustible pour alimenter une charge variable. La tension de circuit ouvert de la pile à combustible est de 116 V et la tension diminue lorsque le courant augmente. La puissance de sortie maximale (5 kW). Ainsi, la tension est plus élevée lorsque le courant et la puissance produite prennent une valeur minimale. Les caractéristiques de performance de la pile sont présentées par la figure 6.17.

La courbe qui donne la relation entre l'hydrogène consommé et l'énergie produite par la pile à combustible est donnée par la figure 6.18, il montre que la quantité d'hydrogène consommée pour produire 4 kW est de 50 L. Cependant, la quantité d'hydrogène consommée pour produire

la même puissance selon la courbe fournie par le fabricant est d'environ 42 L. Toutes les données de performance sont données pour le fonctionnement de base dans les conditions de température ambiante.

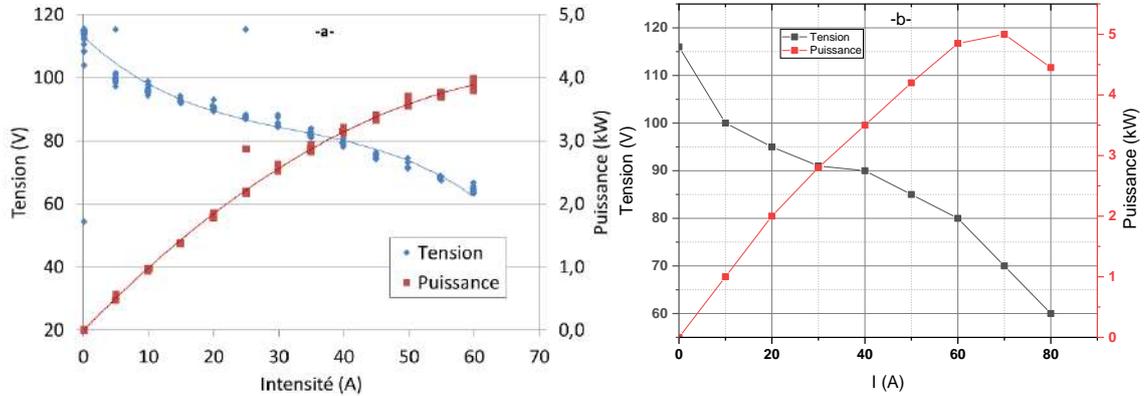


Figure 6. 17 : Caractéristiques Tension - courant et puissance de sortie nette de la PAC.

a-Expérience ; -b-Fabricant

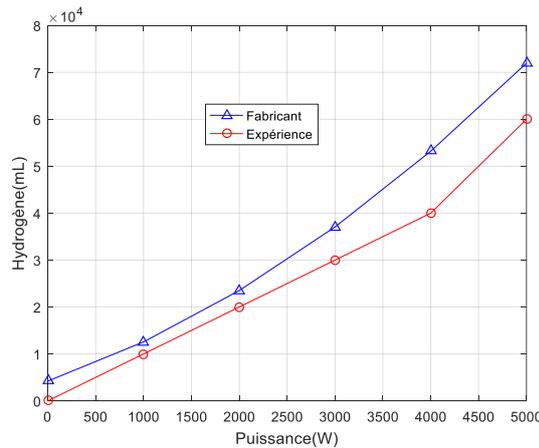


Figure 6. 18 : Débit d'hydrogène en fonction de la puissance de sortie de la PAC

6.9.1 Résultats du système EGA

Vu l'importance des Panneaux PV, le Tableau 6.8 présente les caractéristiques électriques des modules PV de type CIS, ces résultats sont obtenus expérimentalement en laboratoire, ils montrent que l'efficacité moyen de tous les modules est de 9.94%, Alors que la puissance maximale est de l'ordre de 64.66 Wp. La figure 6.19 montre graphiquement l'efficacité de chaque module solaire de type CIS

Tableau 6. 8 : Caractéristiques électriques des modules PV de type CIS

Panel No.	Panel - ID	Efficienc	P_{max}	I_{sc}	V_{oc}	I_{MPP}	V_{MPP}
1	02032303	11,12 %	72,37 W_p	2,24 A	48,52 V	2,00 A	36,27 V
2	02032302	10,48 %	68,16 W_p	2,19 A	46,60 V	1,98 A	34,37 V
3	02042403	10,95 %	71,28 W_p	2,17 A	48,14 V	1,96 A	36,31 V
4	02033001	10,31 %	67,08 W_p	2,17 A	46,36 V	1,93 A	34,69 V
5	02033002	10,72 %	69,78 W_p	2,17 A	48,64 V	1,94 A	36,05 V
6	02033001	10,10 %	65,73 W_p	2,20 A	46,29 V	1,91 A	34,45 V
7	02040906	10,47 %	68,12 W_p	2,18 A	47,01 V	1,93 A	35,38 V
8	02042403	10,85 %	70,59 W_p	2,16 A	47,76 V	1,92 A	36,68 V
9	02041600	10,98 %	71,48 W_p	2,17 A	49,89 V	1,87 A	38,13 V
10	02040908	9,41 %	61,22 W_p	2,13 A	43,88 V	1,87 A	32,81 V
11	02041207	10,64 %	69,21 W_p	2,17 A	48,49 V	1,90 A	36,48 V
12	02041502	9,80 %	63,75 W_p	2,13 A	48,04 V	1,84 A	34,71 V
13	02041701	10,77 %	70,10 W_p	2,15 A	49,32 V	1,89 A	37,19 V
14	02041602	9,51 %	61,90 W_p	2,08 A	45,02 V	1,85 A	33,40 V
15	02041503	10,18 %	66,24 W_p	2,09 A	47,65 V	1,85 A	35,77 V
16	02041602	9,65 %	62,77 W_p	2,06 A	46,12 V	1,82 A	34,57 V
17	02041502	9,18 %	59,74 W_p	2,11 A	46,71 V	1,81 A	32,97 V
18	01112801	8,73 %	56,79 W_p	2,18 A	44,68 V	1,80 A	31,51 V
19	02041502	9,16 %	59,62 W_p	2,12 A	48,01 V	1,79 A	33,24 V
20	02041208	8,80 %	57,28 W_p	2,11 A	46,17 V	1,73 A	33,19 V
21	02041502	8,42 %	54,82 W_p	2,11 A	47,98 V	1,72 A	31,80 V
22	02041208	8,36 %	54,41 W_p	2,06 A	45,98 V	1,69 A	32,27 V
Moyen		9,94 %	64,66 W_p	2,15 A	47,16 V	1,87 A	34,72 V

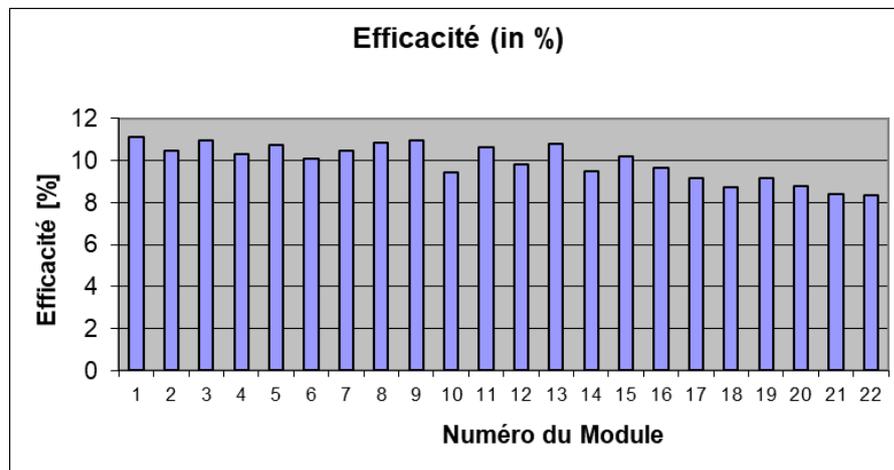


Figure 6. 19 : Efficacité moyennes des modules solaire de type CIS

La Figure 6.20 donne la courbe I-V du panneau solaire CIS- n ° 6, qui a une efficacité de 10% selon la Figure 6.19.

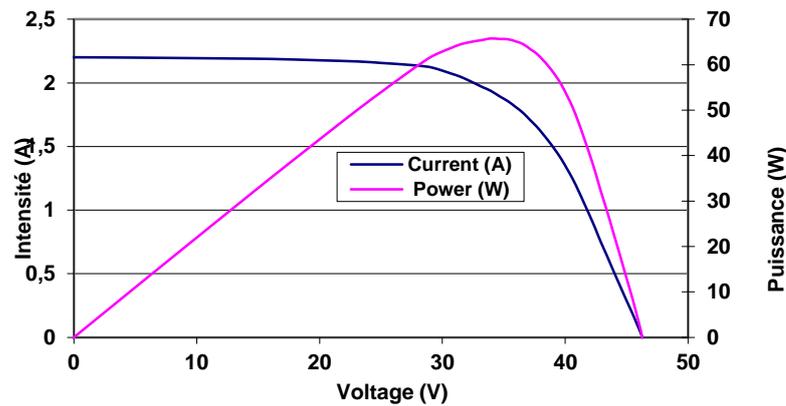


Figure 6. 20 : Courbe I-V du panneau solaire CIS- n ° 6

Afin d'évaluer les performances du modèle mathématique proposé dans cette étude, une expérience est développée en laboratoire pour tester le système hybride. Au moment initial, l'état de charge de la bouteille d'hydrogène correspondre à 100% de sa capacité nominale, l'état de charge de la batterie est de 100%. La Figure 6.21 présente le profil de charge choisi dans cette étude.

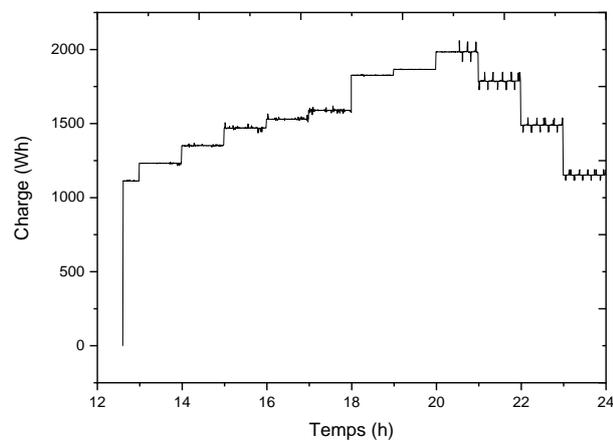


Figure 6. 21 : Profil de charge horaire (09 mai 2017)

Les données solaires à partir desquelles le problème de simulation est résolu sont obtenues à partir des données du capteur solaire sur le site. Les données relatives du rayonnement solaire et la température des cellules photovoltaïques sont mesurées toutes les 5 secondes sur la surface plane inclinée (48°) et orientées vers le sud (Figure 6.22). L'énergie solaire disponible reçue est de 8,750 kWh

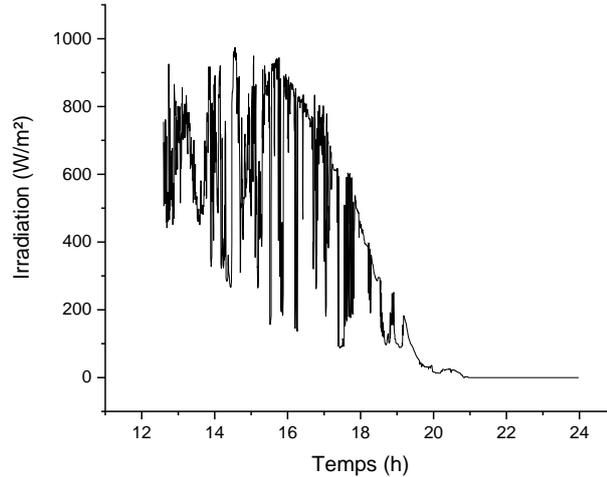


Figure 6. 22 : Énergie solaire disponible et température des panneaux photovoltaïques (09 mai 2017)

La puissance maximale produite par les panneaux photovoltaïques CIS (panneaux avant) est de 949,88 W. Cependant, celle produite par les panneaux photovoltaïques monocristallins (panneaux arrière) est de 1423,81 W. Il est évident que l'énergie produite par le type monocristallin (panneaux arrière) est plus élevée que celle produite par le type CIS (panneaux avant), Figure 6.23.

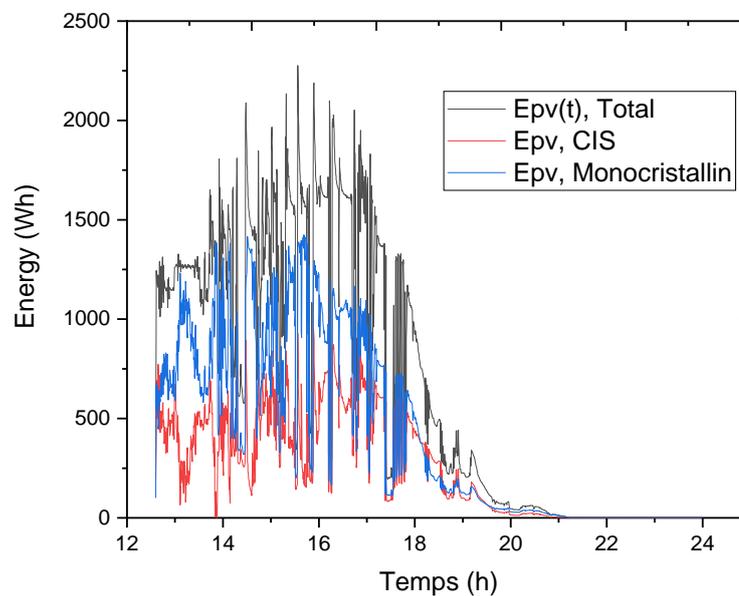


Figure 6. 23 : Énergie générée par les panneaux photovoltaïques (09 mai 2017)

La température des composants du système a une influence significative sur leurs caractéristiques, pour cela différents capteurs de température ont été installés pour mesurer la

température des panneaux PV, la température interne, la température des batteries et la température des hydrures.

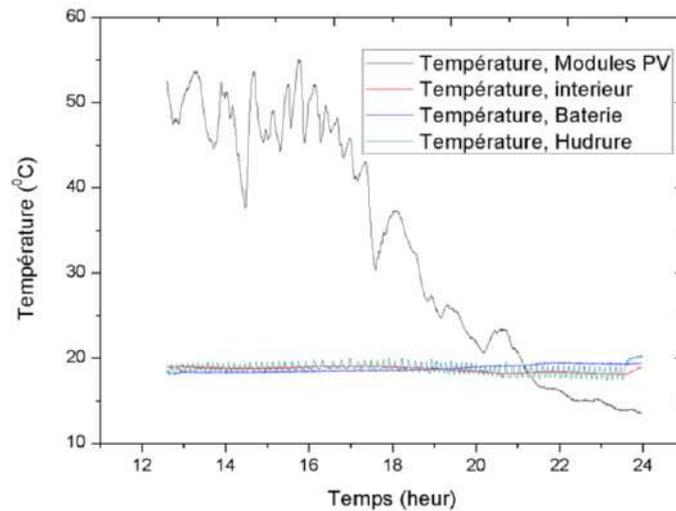


Figure 6. 24 : Température des composantes

Selon la Figure 6.24, la température maximale, minimale et moyenne de chaque composant est donnée par le Tableau 6.9, ceci montre que la température de la batterie et la température interne sont stables pendant l'expérience tandis que la température des panneaux PV dépend du rayonnement solaire. De plus, le profil de température et celle d'irradiation sont très similaire.

Tableau 6. 9 : Température des composantes

	Max	Min	Mean
T.PV (°C)	55.1	13.5	33.0
T. interne(°C)	19.2	18.0	18.7
T. Batteries(°C)	19.6	18.1	18.7

La Figure 6.25 représente la différence entre la puissance générée et la puissance demandée pour le système hybride ($\Delta E(t) = E_{pv}(t) - E_{load}(t)$). Le signe négatif de ΔE signifie que la puissance générée du système photovoltaïque ne peut pas satisfaire la charge. Alors, les batteries ou la PAC commencent à fonctionner afin de répondre à la demande de charge restante.

La source PV, qui est la source principale, génère de l'énergie de 12h30 à 20h00 (Figure 6.23). Entre 12h30 à 18h, il y a une variation rapide de $\Delta E(t)$ (Figure 6.25). A ce moment, on voit que le signe de la batterie varie rapidement aussi comme le montre la Figure 6.26 afin d'alimenter la charge, le signe négatif des batteries signifie que les batteries stockent l'excès de puissance généré par les panneaux PV. Cependant, le signe positif signifie que les batteries fournissent la puissance de charge déficitaire. À 20:50, les batteries atteignent leur niveau

minimum, pendant ce temps, la PAC démarre pour satisfaire la demande de charge comme indiqué sur la Figure 6.26.

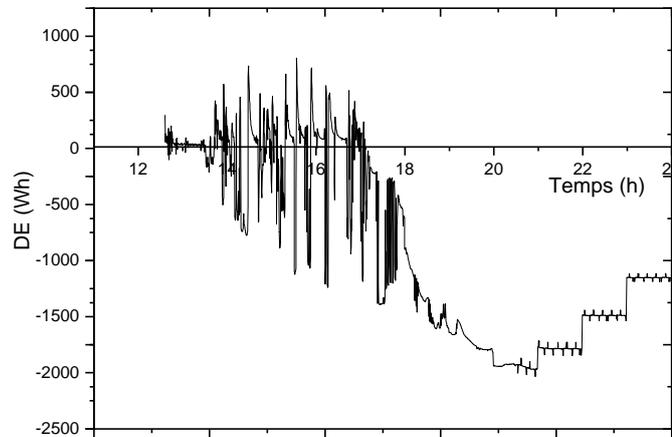


Figure 6. 25 : Différence entre l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques et la puissance demandée (09 mai 2017)

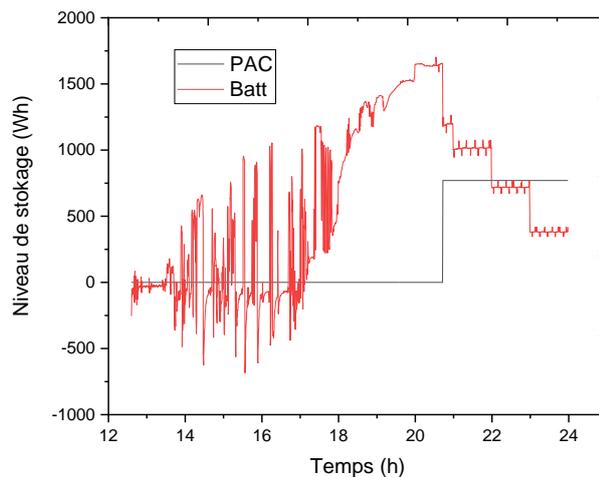


Figure 6. 26 : Variation dynamique du système de stockage hybride

L'un des principaux objectifs de cette étude est d'analyser et de comparer le comportement énergétique du système. Le système de contrôle du système hybride donne le bilan énergétique du système durant une heure (16 :00 à 17 :00) comme il montre la Figure 6.27, avec un pas de temps égale 5 seconde. Ceci montre que la puissance demandée par la charge est constante et égale 1500W, en plus, on remarque que, quand la puissance générée par les panneaux PV est supérieure à 1500W, les batteries stockent ces excès de puissance. Tandis que, quand la puissance générée par les panneaux PV est inférieure à 1500W, les batteries sont utilisées pour assurer la demande de charge.

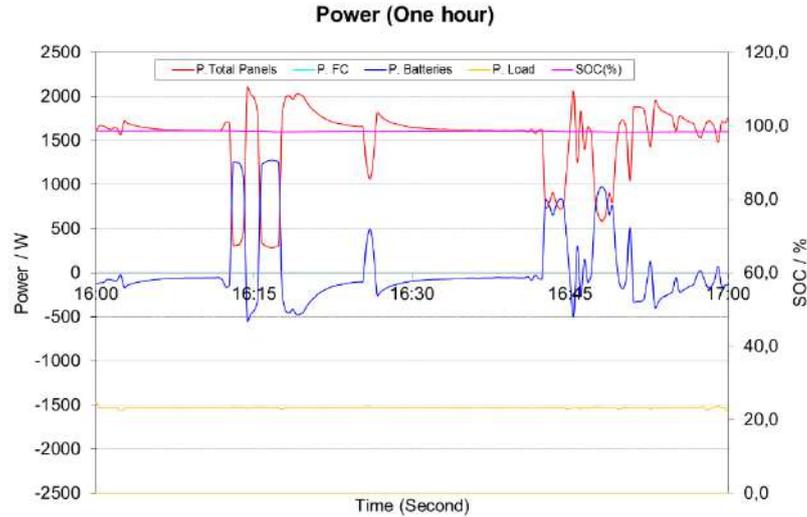


Figure 6. 27 : Bilan énergétique du système hybride (pendant une heure) (09 mai 2017)

Afin d'évaluer les performances du modèle mathématique proposé, un programme est développé en Fortran pour comparer les résultats de la simulation à ceux obtenus par l'expérience. L'organigramme du programme est illustré par la Figure 6.14. Dans cette étude les résultats de la simulation montrent un bon agrément entre les résultats de simulation et ceux obtenu par l'expérience comme elle montre les Figures 6.28-30.

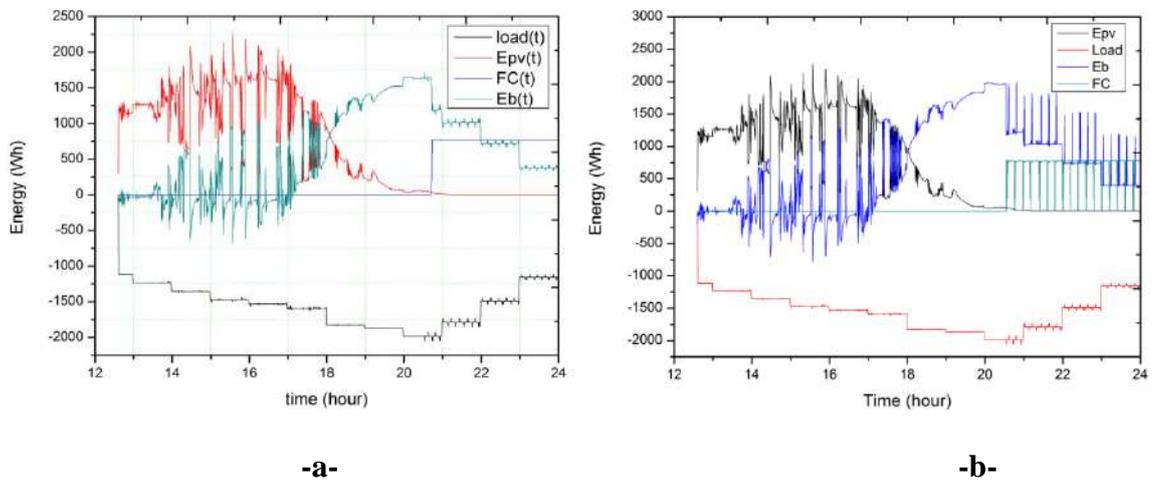


Figure 6. 28 : Bilan énergétique horaire du système hybride : a- obtenu par simulation ; b- obtenu par expérience (09 mai 2017)

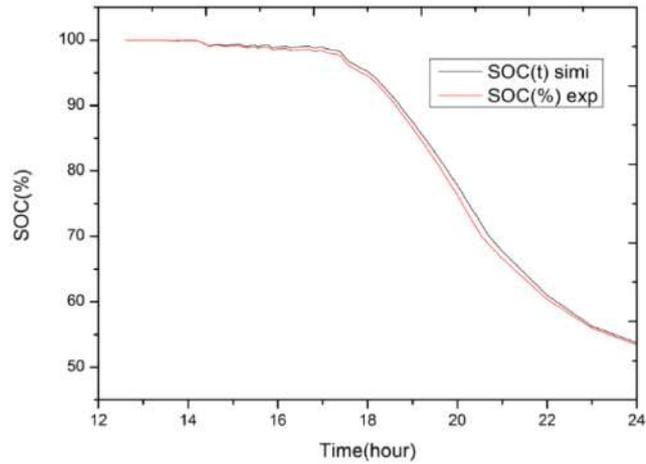


Figure 6. 29 : État de charge des batteries (09 mai 2017)

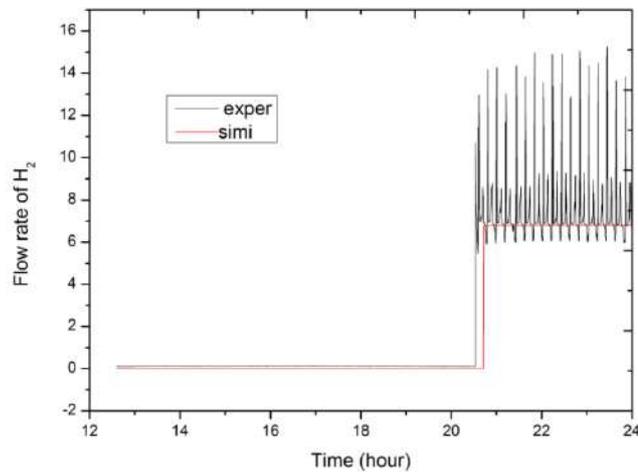


Figure 6. 30 : Débit d'hydrogène consommé par la PAC (09 mai 2017)

6.9.2 Résultats du système GELSHI

La présente étude analyse un système d'énergie hybride expérimentalement et par simulation. Ce système est composé par un panneau photovoltaïque, une pile à combustible. Le système PV est la principale source d'énergie dans le système hybride mentionné. Dans ce système la PAC est utilisé comme unité de secours principale afin de garantir l'offre de demande de charge dans différentes conditions météorologiques et variations de charge. Le profil de charge adopté dans cette expérience est donné par la Figure 6.31, l'irradiation solaire est donnée par la figure 6.32.

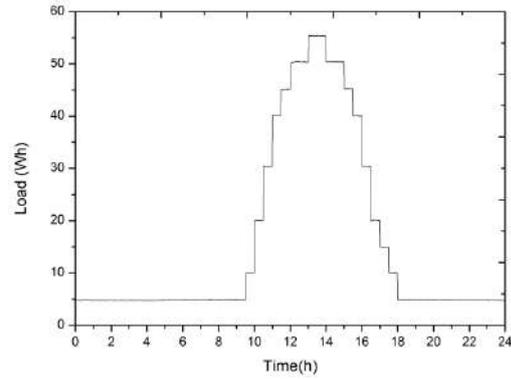


Figure 6. 31 : Profile de charge de système de GHESHI

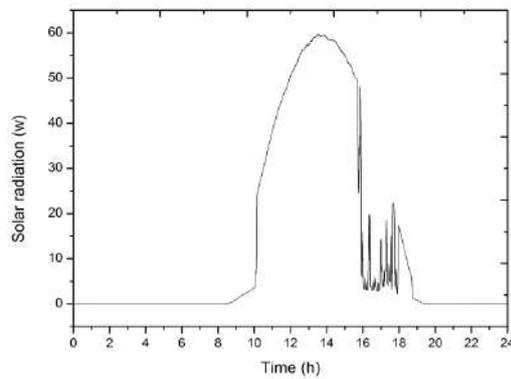


Figure 6. 32 : Irradiation solaire

La Figure 6.33 présente le comportement énergétique du système à travers les résultats délivrés par l'expérience et ceux obtenus par simulation, la comparaison entre eux montre un bon accord entre l'expérience et la simulation.

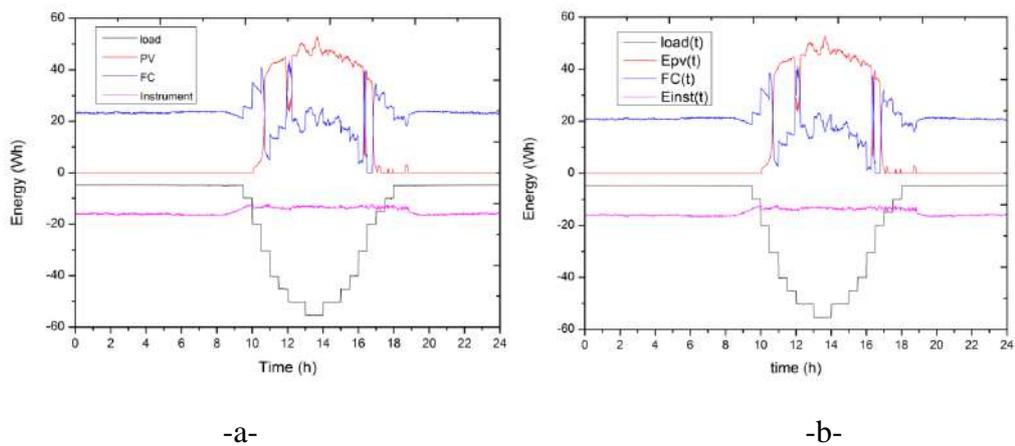


Figure 6. 33 : Bilan énergétique / 29 octobre 2016 : a- Expériences ; b- Simulation

La répartition de consommation de charge et des instruments auxiliaire (systèmes de contrôle et les pertes) présenté par la Figure 6.34 montre que l'énergie consommé par les instruments représente 48% de l'énergie totale produite par le système (PV/PAC) Alors que, la charge consomme 52%.

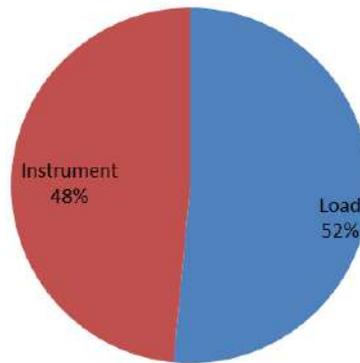


Figure 6. 34 : Répartition de consommation de charge et des instruments auxiliaire / 29 octobre 2016

La Figure 6.35 montre que la PAC produise 67% de l'énergie totale produite par le système (PV/PAC). Cependant, le panneau PV ne produit que 33%.

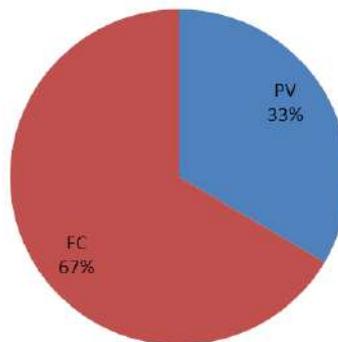


Figure 6. 35 : Répartition de l'énergie générée par la PAC(FC) et le module PV / 29 octobre 2016

6.10 Conclusion

Ce chapitre donne une description générale de la chambre expérimentale, puis une description détaillée des deux systèmes, EGA et GhELSHI. Le système EGA est composé par un système PV (3380W), un banc de batteries (2250Wh), une pile à combustible (5kW) et une bouteille d'hydrogène (200bar, 50L). Le système PV génère une puissance maximale de 3,8 kW. Ce système utilise les panneaux photovoltaïques comme sources d'énergie primaires et

l'énergie du système de stockage hybride (batterie/H₂) comme source secondaire pour la production d'électricité. L'énergie total convertie en électricité par les panneaux photovoltaïques est de 7,498 kWh, l'énergie totale provenant du banc de batteries est de 8,425 kWh, l'énergie totale générée par la PAC est de 2,511 kWh. En conséquence, la production d'énergie totale approximative du système hybride PV / PAC / batterie est de 18,434 kWh. Cependant, la demande énergétique totale de la charge est de 17,699 kWh, l'énergie totale consommée par le groupe de batteries lorsque l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques est supérieure à celle demandée par la charge est de 0,384 kWh. Ainsi, l'énergie perdue est de 0,352 kWh

La comparaison entre les résultats expérimentaux et les résultats de simulation pour un système hybride PV / PAC/Batt pouvant être utilisés dans des applications résidentielles hors réseau. Pour atteindre cet objectif, nous avons développé un modèle mathématique décrit par : le concept pile à combustible / hydrogène et le modèle de batterie, l'intégration de ces composantes conduisant à l'autonomie totale du système. Les résultats obtenus par le modèle mathématique proposé montrent un bon accord avec les résultats de l'expérience. Ainsi, ce chapitre offre une bonne méthodologie pour la préconception et le fonctionnement d'un système hybride PV / PAC / batterie autonome, et prouve que le système de gestion de l'énergie hybride développé est facile à mettre en œuvre et convient aux applications résidentielles.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

L'exploitation des énergies renouvelables prend, jour après jour, une place de plus en plus importante dans notre quotidien, en particulier, l'utilisation des systèmes solaire photovoltaïques, et éoliens, voire. Les systèmes hybrides solaire/éolien demeurent la solution optimale, leurs avantages par rapport aux systèmes éoliens purs ou photovoltaïques purs dépendent de beaucoup de facteurs fondamentaux : la forme et le type de la charge, le régime du vent, le rayonnement solaire, le coût et la disponibilité de l'énergie, le coût relatif de la machine éolienne, le champ photovoltaïque, etc. Ce travail a donc porté sur la modélisation et la simulation des systèmes (éolien, solaire) moyennant les logiciels : Qblade, MATLAB et FORTRAN. Nous avons mené cette étude à travers quatre étapes : état de l'art des énergies renouvelables appropriées, l'évaluation de gisement solaire et éolien de la ville d'Adrar, la modélisation du système éolien et solaire, enfin, une étude expérimentale du système hybride PV/Batt/PAC.

L'état de l'art des énergies renouvelables (éolienne-solaire) joue un rôle prépondérant dans un tel travail. Nous avons commencé par une présentation des statistiques sur la consommation, la production et le potentiel énergétique dans le monde, pour montrer le contexte énergétique où se situe notre problématique et les alternatives de l'après pétrole. On a présenté encore, les deux filières les plus importants de l'énergie renouvelables : éolienne à axe vertical, et solaire photovoltaïque, ainsi que l'application des deux premières filières dans le domaine résidentiel. L'analyse bibliographique montre que l'énergie solaire photovoltaïque est la plus utilisée dans les applications résidentielles, ensuite l'éolien.

La description de la ville d'Adrar montre que cette ville a une grande réserve en eau sous terrain d'une part, et un énorme gisement solaire et éolien d'une autre part. Ces conditions nous permettrons d'affirmer les critères de faisabilités d'un projet de pompage ou de production d'électricité à base d'énergies solaire et éolienne sont satisfaits. L'étude statistique de la vitesse du vent a montré que le site d'Adrar couvre une gamme de vitesse du vent allant jusqu'à 12m/s, le facteur d'échelle est égal à 7.09m/s, le paramètre de forme égal à 3.36, induisant ainsi la plus importante vitesse moyenne annuelle de l'ensemble des sites Algérien, et une densité de puissance moyenne qui atteint 292W/m². L'évaluation du gisement solaire montre que l'énergie solaire reçue est bien maximale en utilisant les valeurs d'angles optimaux présentées dans le tableau 2.7.

L'étude du rotor de Darrieus montre que pour de faibles valeurs de vitesse spécifique, l'angle d'attaque devient très important et dépasse d'environ 12 à 15° relativement de l'angle de décrochage statique. Cependant, on observe qu'à très haute valeur de ce paramètre, l'angle d'attaque deviendra trop faible, ce qui entraîne des diminutions de coefficient de portance et par conséquent des diminutions des coefficients du couple et de puissance. L'analyse aérodynamique des profils montre que le profil NACA4418 possède la plus grande finesse, cependant son angle d'attaque à cette valeur est inférieur à celui du profil NACA 0012 et NACA 0018. L'étude de la solidité a montré aussi qu'il y a une relation proportionnelle entre le coefficient de puissance et la solidité. Pour de faibles vitesses spécifiques, les fortes valeurs des coefficients du couple et de puissance sont obtenus pour Darrieus-3, puis Darrieus-2, tandis que pour de grandes vitesses, Darrieus-1 occupe la première position et Darrieus-3 la dernière position. La simulation numérique des trois configurations de Darrieus montre que le $C_{pmax}=0.52$ est obtenu par Darrieus-1. Enfin. Le dimensionnement des différentes configurations de Darrieus qui peuvent produire 5kW à une vitesse du vent égale 7m/s.

L'étude du panneau photovoltaïque montre à l'aide du code de MATLAB développé, que la tension à vide, le rendement et la puissance d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. Par contre, Le courant de court-circuit, augmente légèrement avec la température. Nous avons également montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par un étage d'adaptation avec la fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT. Selon l'étude de dimensionnement d'une installation de champs photovoltaïques de 5kw, le nombre de générateurs photovoltaïques adéquats est constitué de 36 modules photovoltaïques en silicium poly cristallin d'une puissance crête de 150 Wc chacun.

Dans la partie d'optimisation des systèmes hybrides (PV/Eol/Batt) et (PV/Eol/PAC), on a utilisé la méthode itérative pour déterminer la configuration optimale des systèmes hybrides étudiés, la méthode est basée sur une approche technico-économique décrite par le modèles de fiabilité technique et le modèle économique, la combinaison de ces deux modèles détermine la configuration optimale menant à l'autonomie totale du système hybride. Enfin, l'étude démontre que les systèmes hybrides avec stockage par batterie sont un meilleur choix économiquement pour produire de l'énergie électrique que les systèmes hybrides avec des systèmes de stockage à base d'hydrogène. Mais grâce à l'amélioration de l'efficacité du PAC et de l'électrolyseur, le système de stockage PAC / électrolyseur peut devenir économiquement compétitif.

L'étude expérimentale du système PV avec un stockage hybride (PAC/H₂). Pour protéger la PAC contre les problèmes de démarrage et d'arrêt à chaque fois, à cause des variations rapides des conditions climatiques, et pour diminuer le temps de fonctionnement de la PAC, le démarrage ou l'arrêt de la PAC dépend de l'état de charge de la batterie, lorsque le niveau de charge de la batterie atteint une valeur basse, la PAC démarre, puis lorsqu'il est chargé à une valeur élevée, La PAC s'arrête automatiquement. En outre, les batteries offrent l'avantage d'une densité de puissance élevée et suffisante pour les variations de charge, il peut également contribuer à réduire les transitoires de la puissance de la PAC afin de fournir une réponse plus rapide, mieux que la PAC. En plus, les résultats obtenus par le modèle mathématique proposé démontrent un bon accord avec les résultats de l'expérience. Ainsi, cette étude offre une bonne méthodologie pour la préconception et le fonctionnement d'un système hybride PV / PAC / batt autonome, et prouve que le système de gestion de l'énergie hybride développé est facile à mettre en œuvre et convient aux applications résidentielles.

Perspectives

Ce travail a dégagé des perspectives, dans le processus d'optimisation, nous souhaitons que cette simulation soit mise en œuvre du fait qu'elle est réalisable comme nous l'avons constaté, ci-dessus. Les systèmes solaires et éoliens sont largement utilisés dans les sites isolés, pour cela, nous espérons aussi que des études assez détaillées seront effectuées sur les thèmes suivants :

Le dimensionnement des systèmes hybrides (PV/éolien), avec un système de stockage hybride (hydraulique-batteries-hydrogène, thermique) pour l'irrigation d'un terrain agricole et pour satisfaire également les besoins domestique en énergie et en eau des sites isolés.

Développement des algorithmes permettant d'extraire le maximum d'énergie convertie par le panneau qui permet un fonctionnement optimal du système photovoltaïque en relation directe à un système éolien ou solaire.

Références

Références

- Abadlia, I., Bahi, T., Bouzeria, H., 2016. Energy management strategy based on fuzzy logic for compound RES/ESS used in stand-alone application. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 16705–16717. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.120>
- Adiloğlu, S., I, Yu, C., Chen, R., Li, J.J., Li, J.J., Drahanaky, M., Paridah, M., Moradbak, A., Mohamed, A., Owolabi, FolaLi, H. Abdulwahab taiwo, Asniza, M., Abdul Khalid, S.H., Sharma, T., Dohare, N., Kumari, M., Singh, U.K., Khan, A.B., Borse, M.S., Patel, R., Paez, A., Howe, A., Goldschmidt, D., Corporation, C., Coates, J., Reading, F., 2012. We are IntechOpen , the world ' s leading publisher of Open Access books Built by scientists , for scientists TOP 1 % . *Intech i*, 13. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.12.014>
- Adjiri, S., Haddouche, H.D.S., 2013. Estimation du potentiel éolien pour la région d ' I n Salah 16, 1–6.
- Ai, B., Yang, H., Shen, H., Liao, X., 2003. Computer-aided design of PV/wind hybrid system. *Renew. Energy* 28, 1491–1512. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00011-9](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00011-9)
- Al Zohbi, G., Hendrick, P., Bouillard, P., 2015. Wind characteristics and wind energy potential analysis in five sites in Lebanon. *Int. J. Hydrogen Energy* 40, 15311–15319. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.04.115>
- Aly, M.M., Abdel-Akher, M., Said, S.M., Senjyu, T., 2016. A developed control strategy for mitigating wind power generation transients using superconducting magnetic energy storage with reactive power support. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 83, 485–494. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.037>
- Ameziane, S., 2014. Mémoire de magistère , Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien. HADJ LAKHDAR Batna.
- Antheaume, S., Maître, T., Achard, J.-L., 2008. Hydraulic Darrieus turbines efficiency for free fluid flow conditions versus power farms conditions. *Renew. Energy* 33, 2186–2198.
- Arani, A.A.K., Karami, H., Gharehpetian, G.B., Hejazi, M.S.A., 2017. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 69, 9–18. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.166>
- BAGHDADI, F., 2011. Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables.
- Bahramara, S., Moghaddam, M.P., Haghifam, M.R., 2016. Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 62, 609–620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.039>
- Baniassadi, A., Shirinbakhsh, M., Torabi, F., 2017. Multivariate optimization of off-grid wind turbines with variable demand - Case study of a remote commercial building. *Renew. Energy* 101, 1021–1029. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.067>
- BARKA, N.-E., 2013. Amélioration des performances de contrôle d'un système photovoltaïque par les méthodes métaheuristiques. Mémoire de Magistère de l'Université d'El-oued. Université d'El-oued.
- Batista, N.C., Melício, R., Mendes, V.M.F., Calderón, M., Ramiro, A., 2015. On a self-start

- Darrieus wind turbine : Blade design and field tests. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 52, 508–522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.147>
- Bedon, G., Castelli, M.R., Benini, E., 2013. Optimization of a Darrieus vertical-axis wind turbine using blade element momentum theory and evolutionary algorithm. *Renew. Energy* 59, 184–192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.023>
- Benhachani, Z., 2012. ELABORATION D'UN MODELE DE DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME HYBRIDE (SOLAIRE-EOLIEN) ALIMENTANT UNE FERME DANS LA REGION DES AURES. UNIVERSITE HADJ LAKHDAR - BATNA.
- Benkaciali, K.G.S., 2008. Modélisation numérique des irradiations globale et diffuse au site de Ghardaïa 11, 129–136.
- Biadgo, M.A., Simonović, A., Komarov, D., Stupar, S., 2013. Numerical and analytical investigation of vertical axis wind turbine. *FME Trans.* 41, 49–58.
- Bianchini, A., Balduzzi, F., Bachant, P., Ferrara, G., Ferrari, L., 2017. Effectiveness of two-dimensional CFD simulations for Darrieus VAWTs: a combined numerical and experimental assessment. *Energy Convers. Manag.* 136, 318–328. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.026>
- Bilir, L., Imir, M., Devrim, Y., Albostan, A., 2015. Seasonal and yearly wind speed distribution and wind power density analysis based on Weibull distribution function. *Int. J. Hydrogen Energy* 40, 15301–15310. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.04.140>
- Blal, M., Belasri, A., Benatillah, A., 2018. Assessment of solar and wind energy as motive for potential hydrogen production of Algeria country ; development a methodology for uses hydrogen- based fuel cells. *Int. J. Hydrogen Energy* 43, 9192–9210. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.03.200>
- Bocklisch, T., 2015. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. *Energy Procedia* 73, 103–111. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.582>
- Borhanazad, H., Mekhilef, S., Gounder Ganapathy, V., Modiri-Delshad, M., Mirtaheri, A., 2014. Optimization of micro-grid system using MOPSO. *Renew. Energy* 71, 295–306. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.006>
- Boudia, S.M., 2013. Thèse Thème : Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie. Université de Tlemcen Abou-Bakr Blekaïd.
- Bouraiou, A., Necaibia, A., Boutasseta, N., Mekhilef, S., Dabou, R., Ziane, A., Sahouane, N., Attoui, I., Mostefaoui, M., Touaba, O., 2020. Status of renewable energy potential and utilization in Algeria. *J. Clean. Prod.* 246. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>
- Bouzidi, B., 2012. Effet de la variation de l'angle d'inclinaison du générateur sur le rendement des systèmes photovoltaïques Application aux systèmes de pompage de l'eau 15, 521–531.
- Brka, A., Kothapalli, G., Al-Abdeli, Y.M., 2015. Predictive power management strategies for stand-alone hydrogen systems: Lab-scale validation. *Int. J. Hydrogen Energy* 40, 9907–9916. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.06.081>
- Cano, A., Jurado, F., Sánchez, H., Fernández, L.M., Castañeda, M., 2014. Optimal sizing of

- stand-alone hybrid systems based on PV/WT/FC by using several methodologies. *J. Energy Inst.* 87, 330–340. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.03.028>
- Chen, J., Yang, H., Yang, M., Xu, H., 2015. The effect of the opening ratio and location on the performance of a novel vertical axis Darrieus turbine. *Energy* 89, 819–834. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.136>
- Cho, D., Valenzuela, J., 2020. Optimization of residential off-grid PV-battery systems. *Sol. Energy* 208, 766–777. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.08.023>
- Cho, J., Jeong, S., Kim, Y., 2015. Commercial and research battery technologies for electrical energy storage applications. *Prog. Energy Combust. Sci.* 48, 84–101. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2015.01.002>
- Dagdougui, H., Ouammi, A., Sacile, R., 2011. A regional decision support system for onsite renewable hydrogen production from solar and wind energy sources. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 14324–14334. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.08.050>
- Dahmouni, A.W., Salah, M. Ben, Askri, F., Kerkeni, C., Nasrallah, S. Ben, 2011. Assessment of wind energy potential and optimal electricity generation in Borj-Cedria, Tunisia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 815–820.
- Darras, C., 2010. Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène: applications site isolé, micro-réseau et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H).
- Das, S., Akella, A.K., 2019. A fuzzy logic-based frequency control scheme for an isolated AC coupled PV-wind-battery hybrid system. *Int. J. Model. Simul.* 00, 1–13. <https://doi.org/10.1080/02286203.2019.1613063>
- de Oliveira e Silva, G., Hendrick, P., 2016. Lead–acid batteries coupled with photovoltaics for increased electricity self-sufficiency in households. *Appl. Energy* 178, 856–867. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.003>
- Decoste, J., 2005. Vertical Axis Wind Turbine.
- Diaf, S., Diaf, D., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A., 2007. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy* 35, 5708–5718. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.020>
- Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A., 2008. Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Appl. Energy* 85, 968–987. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.02.012>
- Dodds, P.E., Staffell, I., Hawkes, A.D., Li, F., Grünewald, P., McDowall, W., Ekins, P., 2015. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. *Int. J. Hydrogen Energy* 40, 2065–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>
- Dokkar, B., Negrou, B., Settou, N., Imine, O., Chennouf, N., Benmhidi, A., 2013. Optimization of PEM fuel cells for PV-Hydrogen power system. *Energy Procedia* 36, 798–807. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.092>
- Douak, M., Aouachria, Z., Rabehi, R., Allam, N., 2018. Wind energy systems: Analysis of the self-starting physics of vertical axis wind turbine. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.238>

- Douak, Mohamed, Settou, N., 2015. Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria, in: Energy Procedia. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.829>
- Douak, M., Settou, N., 2015a. Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria, in: Energy Procedia. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.829>
- Douak, M., Settou, N., 2015b. Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria, in: Energy Procedia. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.829>
- Eder, M.A., Belloni, F., Tesauro, A., Hanis, T., 2017. A multi-frequency fatigue testing method for wind turbine rotor blades. *J. Sound Vib.* 388, 123–140. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2016.10.032>
- El-Shatter, T.F., Eskander, M.N., El-Hagry, M.T., 2006. Energy flow and management of a hybrid wind/PV/fuel cell generation system. *Energy Convers. Manag.* 47, 1264–1280. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.06.022>
- Elmetennani, S., Laleg-Kirati, T.M., Djemai, M., Tadjine, M., 2016. New MPPT algorithm for PV applications based on hybrid dynamical approach. *J. Process Control* 48, 14–24. <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2016.10.001>
- Fathabadi, H., 2017. Novel fast and high accuracy maximum power point tracking method for hybrid photovoltaic/fuel cell energy conversion systems. *Renew. Energy* 106, 232–242. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.028>
- Fathy, A., 2016. A reliable methodology based on mine blast optimization algorithm for optimal sizing of hybrid PV-wind-FC system for remote area in Egypt. *Renew. Energy* 95, 367–380. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.04.030>
- Ferkous, K., 2009. Etude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne. Mémoire Magister, Univ. Mentouri Constantine.
- Garcia, R.S., Weisser, D., 2006. A wind-diesel system with hydrogen storage: Joint optimisation of design and dispatch. *Renew. Energy* 31, 2296–2320. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.11.003>
- Gavhane, P.S., Krishnamurthy, S., Dixit, R., Ram, J.P., Rajasekar, N., 2017. EL-PSO based MPPT for Solar PV under Partial Shaded Condition. *Energy Procedia* 117, 1047–1053. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.227>
- Gergaud, O., Mod, O.G., 2009. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur de 1 ' ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE de CACHAN Spécialité: Électrotechnique Pr.
- Ghassan Zubi, Rodolfo Dufo-López, N.P., 2016. Guzay Pasaoglu. Concept development and techno-economic assessment for a solar home system using lithium-ion battery for developing regions to provide electricity for lighting and electronic devices. *Energy Convers. Manag.* 122, 439–448.
- GHENNAM, T., 2011. Thèse. Ecole Militaire Polytechnique d'Alger.
- Ghosh, A., Biswas, A., Sharma, K.K., Gupta, R., 2015. Computational analysis of flow physics of a combined three bladed Darrieus Savonius wind rotor. *J. Energy Inst. Elsevier Ltd.* <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.11.001>

- Goswami, D.Y., 2015. Principles of solar Engineering, Edition, T. ed. Taylor & Francis Group, Boca Raton London New York.
- Guillaume, M.M., 2007. Analyse physique et modélisation d'écoulements instationnaires turbulents autour de profils oscillants et d'éoliennes.
- Guo, L.S., Wang, Z.R., Wang, J.H., Luo, Q.K., Liu, J.J., 2017. Effects of the environmental temperature and heat dissipation condition on the thermal runaway of lithium ion batteries during the charge-discharge process. *J. Loss Prev. Process Ind.* 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2017.05.029>
- Guo, Y.F., Chen, H.C., Wang, F.C., 2014. The development of a hybrid PEMFC power system. *Int. J. Hydrogen Energy* 40, 4630–4640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.169>
- HABIB, M., 2019. Commande et Gestion d'Énergie d'un Réseau Intelligent avec Fort Taux d'Intégration d'Énergie Renouvelable et de Stockage.
- Hania, A., 2014. Commande d'un onduleur neuf niveaux, destiné aux fortes puissances PV. Hadj Lakhdar - Batna.
- Hansen, A.D., Iov, F., Sørensen, P., Cutululis, N., Jauch, C., Blaabjerg, F., 2007. Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT.
- Hwang, I., 1997. Application of photovoltaic systems for rural electrification at remote Islands. *Sol. energy Mater. Sol. cells* 47, 295–302.
- Ipsakis, D., Voutetakis, S., Seferlis, P., Stergiopoulos, F., Elmasides, C., 2009. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy* 34, 7081–7095. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.051>
- Ishaq, H., Dincer, I., 2020. A comparative evaluation of OTEC, solar and wind energy based systems for clean hydrogen production. *J. Clean. Prod.* 246, 118736.
- Islam, M., Fartaj, A., Carriveau, R., 2008. Analysis of the design parameters related to a fixed-pitch straight-bladed vertical axis wind turbine. *Wind Eng.* 32, 491–507.
- Ismail, M.S., Moghavvemi, M., Mahlia, T.M.I., 2013. Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. *Energy Convers. Manag.* 69, 163–173. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.02.005>
- Jamati, F., 2011. ÉTUDE NUMÉRIQUE D'UNE ÉOLIENNE HYBRIDE ASYNCHRONE. ÉTUDE NUMÉRIQUE D'UNE ÉOLIENNE HYBRIDE ASYNCHRONE. UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL.
- Jiang, L.L., Srivatsan, R., Maskell, D.L., 2018. Computational intelligence techniques for maximum power point tracking in PV systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 85, 14–45. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.006>
- Joselin Herbert, G.M., Iniyan, S., Sreevalsan, E., Rajapandian, S., 2007. A review of wind energy technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 11, 1117–1145. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.08.004>
- Jouda, A., Elyes, F., Abdelhamid, R., Abdelkader, M., 2017a. Simulation and Real

- Implementation of the Fuzzy MPPT Algorithm for Photovoltaic Panel. *Indian J. Sci. Technol.* 10, 1–11. <https://doi.org/10.17485/ijst/2017/v10i17/90437>
- Jouda, A., Elyes, F., Rabhi, A., Abdelkader, M., 2017b. Optimization of Scaling Factors of Fuzzy-MPPT Controller for Stand-alone Photovoltaic System by Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia* 111, 954–963. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.258>
- Kaabeche, A., Belhamel, M., Ibtouen, R., 2011. Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system. *Sol. Energy* 85, 2407–2420. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.032>
- Kaabeche, A., Ibtouen, R., 2014. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system. *Sol. Energy* 103, 171–182. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.017>
- Kashefi Kaviani, A., Riahy, G.H., Kouhsari, S.M., 2009. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renew. Energy* 34, 2380–2390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.03.020>
- Kellogg, W.D., Nehrir, M.H., Venkataramanan, G., Gerez, V., 1998. Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems. *IEEE Trans. Energy Convers.* 13, 70–75. <https://doi.org/10.1109/60.658206>
- Kenjereš, S., Wildt, S. De, Busking, T., 2015. International Journal of Heat and Fluid Flow Capturing transient effects in turbulent flows over complex urban areas with passive pollutants 51, 120–137. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatfluidflow.2014.10.024>
- Kennedy, N., Miao, C., Wu, Q., Wang, Y., Ji, J., Roskilly, T., 2017. Optimal Hybrid Power System Using Renewables and Hydrogen for an Isolated Island in the UK. *Energy Procedia* 105, 1388–1393. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.517>
- Khatib, T., Ibrahim, I.A., Mohamed, A., 2016. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Convers. Manag.* 120, 430–448. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>
- Khatib, T., Mohamed, A., Sopian, K., Mahmoud, M., 2015. Optimal sizing of hybrid PV/wind systems for malaysia using loss of load probability. *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.* 37, 687–695. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.592920>
- Lachenal, X., Weaver, P.M., Daynes, S., 2014. International Journal of Solids and Structures Influence of transverse curvature on the stability of pre-stressed helical structures. *Int. J. Solids Struct.* 51, 2479–2490. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2014.03.014>
- Ladenburg, J., 2009. Visual impact assessment of offshore wind farms and prior experience. *Appl. Energy* 86, 380–387. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.05.005>
- Lagorse, J., Paire, D., Miraoui, A., 2009. Sizing optimization of a stand-alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery. *Renew. Energy* 34, 683–691. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.030>
- Lauinger, D., Caliandro, P., Van herle, J., Kuhn, D., 2016. A linear programming approach to the optimization of residential energy systems. *J. Energy Storage* 7, 24–37. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.04.009>

- Lee, J., Zhao, F., 2020. GWEC Global Wind Report 2019, Wind Energy Technology.
- Leung, P., Shah, A.A., Sanz, L., Flox, C., Morante, J.R., Xu, Q., Mohamed, M.R., Ponce de León, C., Walsh, F.C., 2017. Recent developments in organic redox flow batteries: A critical review. *J. Power Sources* 360, 243–283. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.05.057>
- Liu, Q., Bai, Z., Wang, X., Lei, J., Jin, H., 2016. Investigation of thermodynamic performances for two solar-biomass hybrid combined cycle power generation systems. *Energy Convers. Manag.* 122, 252–262. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.080>
- Lopez, M., 2008. Contribution à l'Optimisation d'un Système de Conversion Eolien Pour une Unité de Production Isolée. Paris-Sud.
- Lopez, Miguel, 2008. Contribution a L'Optimisation D'Un Systeme De Conversion Eolien Pour Une Unite De Production Isolee. Thesis. Paris -Sud11.
- Louazene, M., 2008. Mémoire de Magister 2014–2015.
- LOUAZENE, M.L., 2008. Mémoire de Magister, Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla.
- Maleki, A., Ameri, M., Keynia, F., 2015. Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of a PV/wind/battery hybrid system. *Renew. Energy* 80, 552–563. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.045>
- Maleki, A., Pourfayaz, F., 2015. Sizing of stand-alone photovoltaic/wind/diesel system with battery and fuel cell storage devices by harmony search algorithm. *J. Energy Storage* 2, 30–42. <https://doi.org/10.1016/j.est.2015.05.006>
- Markvart, T., 1997. Sizing of Hybrid Photovoltaic-Wind. *Sol. energy* 51, 277–281.
- Miloud, B., 2013. Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement 158.
- Mirecki, A., 2005. Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance.
- Mokhtara, C., Negrou, B., Settou, N., Gouareh, A., Settou, B., Chetouane, M.A., History, A., 2017. Decision-making and optimal design of off-grid hybrid renewable energy system for electrification of mobile buildings in Algeria: case study of drilling camps in Adrar ARTICLE INFO ABSTRACT/RESUME. *Alger. J. Environ. Sci. Technol. Mon. Ed.*
- Moran, J., 2003. An introduction to theoretical and computational aerodynamics. Courier Corporation.
- Mrabti, T., Ouariachi, M. El, Kassmi, K., Bagui, F.O.F., 2008. Conception , modélisation et réalisation d ' un système photovoltaïque de moyenne puissance. *Rev. des Energies Renouvelables* 11, 567–575. <https://doi.org/10.3845/ree.2006.042>
- Muralidharan, R., 2014. Mathematical Modeling , Simulation and Validation of Photovoltaic Cells. *Int. J. Res. Eng. Technol.* 170–174.
- Nahas, M.N., 1993. A SELF-STARTING DARRIEUS-TYPE WINDMILL 18, 899–906.
- Narender Reddy, N., Chandrashekar, O., Srujana, A., 2019. Power quality enhancement by

- MPC based multi-level control employed with improved particle Swarm optimized selective harmonic elimination. *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.* 41, 2396–2414. <https://doi.org/10.1080/15567036.2018.1563247>
- Oudrane, A., Aour, B., Zeghmami, B., Hamouda, X.C.M., 2017. Etude et calcul de bilan de la densité du flux solaire pour un simple habitat dans la région d ' Adrar 20, 51–60.
- Pagnini, L.C., Burlando, M., Repetto, M.P., 2015. Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment. *Appl. Energy* 154, 112–121. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.117>
- Paillard, B., Astolfi, J.A., Hauville, F., 2015. URANSE simulation of an active variable-pitch cross-flow Darrieus tidal turbine: Sinusoidal pitch function investigation. *Int. J. Mar. ENERGY* 11, 9–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijome.2015.03.001>
- Panahandeh, B., Bard, J., Outzourhit, A., Zejli, D., 2011. Simulation of PV-wind-hybrid systems combined with hydrogen storage for rural electrification. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 4185–4197. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.07.151>
- Paraschivoiu, I., 2002. *Wind Turbine Design*. Polytechnic International Press, Montreal.
- Park, H.J., Lim, J.S., Kang, J.M., 2008. Optimization of gas production systems using fuzzy nonlinear programming and co-evolutionary genetic algorithm. *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.* 30, 818–825. <https://doi.org/10.1080/15567030600817852>
- Pastor, A.C., 2007. Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques Angel Cid Pastor To cite this version : HAL Id : tel-00128644 Docteur de l ' Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse.
- Pawsey, N.C.K., 2002. *VARIABLE-PITCH VERTICAL AXIS WIND TURBINES* c Copyright 2003 by N . C . K . Pawsey. New South Wales.
- Piłatowicz, G., Budde-Meiwes, H., Kowal, J., Sarfert, C., Schoch, E., Königsmann, M., Sauer, D.U., 2016. Determination of the lead-acid battery's dynamic response using Butler-Volmer equation for advanced battery management systems in automotive applications. *J. Power Sources* 331, 348–359. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.09.066>
- Pramod Jain, 2016. Ph.D. *Wind Energy Engineering*, Second Edi. ed. McGraw-Hill Education: New York, Chicago, San Francisco, Athens, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, Singapore, Sydney, Toronto.
- Riad Chedid, Rahman, S., 1997. UNIT SIZING AND CONTROL OF HYBRID WIND-SOLAR POWER SYSTEMS 12, 79–85.
- Roa, A.M., 2011. Analyse numérique des hydroliennes à axe vertical munies d'un carénage.
- Rogeau, A., Girard, R., Kariniotakis, G., 2017. A generic GIS-based method for small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) potential evaluation at large scale. *Appl. Energy* 197, 241–253. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.103>
- Sadek, A., 2009. Remerciement. Batna.
- Sadok, M., Mehdaoui, A., 2008. Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region. *Renew. Energy* 33, 2516–2524.
- Saeidi, D., Sedaghat, A., Alamdari, P., Alemrajabi, A.A., 2013. Aerodynamic design and

- economical evaluation of site specific small vertical axis wind turbines. *Appl. Energy* 101, 765–775. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.07.047>
- Santra, P., 2021. Performance evaluation of solar PV pumping system for providing irrigation through micro-irrigation techniques using surface water resources in hot arid region of India. *Agric. Water Manag.* 245, 106554. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2020.106554>
- Sedaghat, A., 2014. Magnus type wind turbines : Prospectus and challenges in design and modelling. *Renew. Energy* 62, 619–628. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.029>
- Seh, K., Hwa, C., Hyun, J., 2014. Lift correction model for local shear flow effect on wind turbine airfoils. *Renew. Energy* 65, 275–280. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.012>
- Selmi, T., Abdul-Niby, M., Devis, L., Davis, A., 2014. P&O MPPT implementation using MATLAB/Simulink. 2014 9th Int. Conf. Ecol. Veh. Renew. Energies, EVER 2014. <https://doi.org/10.1109/EVER.2014.6844065>
- Sengupta, A.R., Biswas, A., Gupta, R., 2016. Studies of some high solidity symmetrical and unsymmetrical blade H-Darrieus rotors with respect to starting characteristics , dynamic performances and flow physics in low wind streams. *Renew. Energy* 93, 536–547. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.029>
- Shankar, G., Mukherjee, V., 2016. Load frequency control of an autonomous hybrid power system by quasi-oppositional harmony search algorithm. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 78, 715–734. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.091>
- Sharafi, M., ElMekkawy, T.Y., Bibeau, E.L., 2015. Optimal design of hybrid renewable energy systems in buildings with low to high renewable energy ratio. *Renew. Energy* 83, 1026–1042. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.022>
- Sheldehl, R., Klimas, P., 1981. Aerodynamic Characteristics of Seven Airfoil Sections through 180-Degree Angle of Attack, Sandia National Laboratories: Energy Report.
- Shimizu, T., Underwood, C., 2013. Super-capacitor energy storage for micro-satellites: Feasibility and potential mission applications. *Acta Astronaut.* 85, 138–154. <https://doi.org/10.1016/j.actaastro.2012.12.005>
- Singh, R., Bansal, R.C., 2018. Review of HRESs based on storage options, system architecture and optimisation criteria and methodologies. *IET Renew. Power Gener.* 12, 747–760. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0603>
- Solman, H., Smits, M., Vliet, B. Van, Bush, S., 2021. Energy Research & Social Science Co-production in the wind energy sector : A systematic literature review of public engagement beyond invited stakeholder participation. *Energy Res. Soc. Sci.* 72, 101876. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101876>
- Stoyanov, L., 2011. Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d ' énergie renouvelables. ECOLE TECHNIQUE DE SOFIA.
- Tai, F.-Z., Kang, K.-W., Jang, M.-H., Woo, Y.-J., Lee, J.-H., 2013. Study on the analysis method for the vertical-axis wind turbines having Darrieus blades. *Renew. energy* 54, 26–31.
- Tegani, I., Aboubou, A., Ayad, M.Y., Saadi, R., Becherif, M., Bahri, M., Benaouadj, M., Kraa,

- O., 2017. Experimental validation of differential flatness-based control applied to stand alone using photovoltaic/fuel cell/battery hybrid power sources. *Int. J. Hydrogen Energy* 42, 1510–1517. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.081>
- Thounthong, P., Raël, S., Davat, B., 2009. Energy management of fuel cell/battery/supercapacitor hybrid power source for vehicle applications. *J. Power Sources* 193, 376–385. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.12.120>
- Tiar, M., Betka, A., Drid, S., Abdeddaim, S., Becherif, M., Tabandjat, A., 2017. Optimal energy control of a PV-fuel cell hybrid system. *Int. J. Hydrogen Energy* 42, 1456–1465. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.113>
- Tina, G.M., Gagliano, S., 2011. Probabilistic modelling of hybrid solar/wind power system with solar tracking system. *Renew. Energy* 36, 1719–1727. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.12.001>
- Tiskatine, R., Oaddi, R., Ait El Cadi, R., Bazgaou, A., Bouriden, L., Aharoune, A., Ihlal, A., 2017. Suitability and characteristics of rocks for sensible heat storage in CSP plants. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 169, 245–257. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.05.033>
- Tjiu, W., Marnoto, T., Mat, S., Ha, M., 2015a. Darrieus vertical axis wind turbine for power generation II: Challenges in HAWT and the opportunity of multi-megawatt Darrieus VAWT development 75, 560–571. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.039>
- Tjiu, W., Marnoto, T., Mat, S., Ha, M., 2015b. Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations 75, 50–67. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.038>
- Ulgen, K., Hepbasli, A., 2003. A study on evaluating the power generation of solar-wind hybrid systems in Izmir, Turkey. *Energy Sources* 25, 241–252. <https://doi.org/10.1080/00908310390142299>
- Upadhyay, S., Sharma, M.P., 2014. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 38, 47–63. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.057>
- Wagner, H.-J., 2017. Introduction to wind energy systems, in: *EPJ Web of Conferences*. EDP Sciences, p. 11.
- Wen, S., Lan, H., Yu, D.C., Fu, Q., Hong, Y.-Y., Yu, L., Yang, R., 2017. Optimal sizing of hybrid energy storage sub-systems in PV/Diesel ship power system using frequency analysis. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.065>
- Yahiaoui, A., Benmansour, K., Tadjine, M., 2016. Control, analysis and optimization of hybrid PV-Diesel-Battery systems for isolated rural city in Algeria. *Sol. Energy* 137, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.07.050>
- Yang, H., Lu, L., Zhou, W., 2007. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Sol. Energy* 81, 76–84. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.06.010>
- Youcef Ettoumi, F., Adane, A.E.H., Benzaoui, M.L., Bouzergui, N., 2008. Comparative simulation of wind park design and siting in Algeria. *Renew. Energy* 33, 2333–2338. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.01.003>

- Zamani, M., Nazari, S., Moshizi, S.A., Javad, M., 2016. Three dimensional simulation of J-shaped Darrieus vertical axis wind turbine. *Energy* 116, 1243–1255. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.031>
- Zeiner-gundersen, D.H., 2015. A novel flexible foil vertical axis turbine for river , ocean , and tidal applications. *Appl. Energy* 151, 60–66. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.005>
- Zhou, K., Ferreira, J.A., de Haan, S.W.H., 2008. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. *Int. J. Hydrogen Energy* 33, 477–489. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.09.027>
- Zubi, G., Dufo-López, R., Pardo, N., Pasaoglu, G., 2016. Concept development and techno-economic assessment for a solar home system using lithium-ion battery for developing regions to provide electricity for lighting and electronic devices. *Energy Convers. Manag.* 122, 439–448. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.075>

Annexes

Annexe 1 : Programmes

```

% Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur
une surface inclinée
% Calcul de l'inclinaison optimal d'un panneau solaire
% pompage photovoltaïque
clc;clear all;close all;
fileID=fopen('resultats.txt','w');
format short
rhow=1000;
gr=9.81;
Rpom=0.6; %rendement de la pompe
Rond=0.9; % rendement d'onduleur
Hm=45; % (m) hauteur manométrique
%***** caractéristique du PV*****
PPV=150; %la puissance nominale du panneau (W)
G0=1000; % Éclairement solaire dans les conditions standard de
mesure, (W/m²)
Noct=45.3; % %nominal température de fonctionnement de cellule
APV=0.45; % (m²) la surface du panneau
mu=0.005; %Coefficient de température des cellules mono et poly cristalin
Fm=0.9; %le facteur de remplissage du module
%*****
som=0;
for k=1:1:12
    % ouargla
    x=[8.2 8.6 8.4 9.6 9.2 10.2 10.8 10.4 8.6 8.2 8 6.3];% La durée
d'insolation moyenne journalière (mesurée).
    % Adrar
    x1=[8.5 9.4 9.3 9.6 10.7 11.0 10.9 10.1 9.3 9.1 9.0 8.2];% La durée
d'insolation moyenne journalière (mesurée).
    y=[17 47 75 105 135 162 198 228 258 288 318 344];%Le numéro de jour type du
mois
    z=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31]; % nombre de jour du mois
    tempera=[13 17 21 25 30 36 38 37 33 27 19 14];
    j=1;
    S=x1(j,k);
    n=y(j,k);
    jour=z(j,k);
    Ta=tempera(j,k);
    G=1367;
    L=27*pi/180; %latitude
    q=0.25; %0.25; % albédo
    Hil_max=0;
    c=1+0.034*cos(2*pi*(n-2)/365);
    g=23.45*sin(2*pi*(284+n)/365);% La déclinaison
    g1=g*pi/180;
    w1=acos(-tan(L)*tan(g1));
    % H0 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère
    H0=(24*c*G/pi).*(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(g1).*sin(L));
    S0=(2/15)*w1*180/pi;%La durée astronomique du jour (calculer)
    Q=S./S0;% Le taux d'insolation
    K=0.3+0.43*Q;
    H=K.*H0;
    Hannelle=(365/12)*sum(H);
    Kd=0.91-0.98*K;
    Hd=(0.91-0.98*K).*H;
for B=-10:1:90

```

```

Bl=B*pi/180;
w2l=acos(-tan(L-Bl).*tan(g1));
x=[w1; w2l];
w3l=min(x);
%R :Le facture de conversion
R=(cos(L-Bl).*cos(g1).*sin(w3l)+w3l.*sin(L-
Bl).*sin(g1))./(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(L).*sin(g1));
Hil=(H-Hd).*R+Hd.*(1+cos(Bl))/2+H*q.*(1-cos(Bl))/2;
if Hil > Hil_max;
Hil_max =Hil;
B_op=B1*180/pi;
end
end
Hio=Hil_max; %Hio:Les valeurs de l'irradiation globale journalière
mensuelle pour une inclinaison optimale
Hme=Hio.*jour; % (Wh/m²/mois) la moyenne mensuelle de l'irradiation
incidente sur un plan incliné
Bopt=B_op; %Bopt:Inclinaison optimal d'un panneau solaire
Gm=Hio./S; % Éclairement mensuelle sur un plan incliné (w/m²)
Tc=Ta+((Noct-20)/800).*Gm;
rendr=PPV/(APV*G0); %rendement de référence du panneau
rendPV=0.12; %rendr*(1-mu.*(Tc-25)).*Fm; % rendement corrigé
EPVh =33*rendPV*APV*Gm; % (Wh) production horaire
EPVj =33*rendPV*APV*Hio; % (Wh/j) production journaliere
EPVm =33*rendPV*APV*Hme; % (Wh/mois) production mensuelle
Qh=(3600*Rpom.*Gm)/(rho*gr*Hm); % (m3/j) debut horaire
Qj=(3600*Rpom.*EPVj)/(rho*Hm*gr); % (m3/j) debut journaliere
Qm=(3600*Rpom.*EPVm)/(rho*gr*Hm); % (m3/mois) debut mensuelle
%A = [Bopt]';
som=som+Hme;
fprintf(fileID, '%11.1f\r\n', Hil);
%fclose(fileID);
%formatSpec='%11.2f %11.2f\n';
%fprintf(formatSpec, k, Hio)
fprintf('%9.2f\n', EPVj);
resul1(k)=EPVj*1e-3;
resul2(k)=Qj;
end
disp('Irradiation annuel:')
fprintf('%11.2f\n', som*1e-3)
%[S;S0;n;g;Q;H0]';
%filename = 'charge.xlsx';
%xlswrite(filename, Ta, Tc)
%pl=xlsread('charge.xlsx')
figure (1)
pp=[1:12];
bar(resul1);
%axis([1 12 23 28]);
xlabel('mois');
ylabel('Energie produite (kW/j)');
grid on
hold on
figure (2)
bar(resul2);
xlabel('mois');
ylabel('Debut Q (m3/j)');
grid on

% Effet de la température sur la caractéristique I-V

```

```

clear;
G = 1;
hold on
for TaC=0:25:75
Va = linspace (0, 48-TaC/8, 200);
Ia = bp_sx150s(Va, G, TaC);
plot(Va, Ia)
end
xlabel('Tension (V)')
ylabel('Courant (A)')
axis([0 50 0 5])
gtext('0C')
gtext('25C')
gtext('50C')
gtext('75C')
hold off

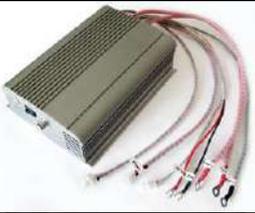
% Effet de la température sur la caractéristique P-V
clear;
G = 1;
hold on
for TaC=0:25:75
Va = linspace (0, 48-TaC/8, 200);
Ia = bp_sx150s(Va, G, TaC);
Pa = Ia.*Va;
plot(Va, Pa)
end
xlabel('Tension (V)')
ylabel('Puissance (W)')
grid on
axis([0 50 0 180])
gtext('0C')
gtext('25C')
gtext('50C')
gtext('75C')
hold off

% Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V
clear;
Va = linspace (0, 45, 200);
TaC =25; % linspace(0,25,75) %0:25:75
hold on
for G=.2:.2:1
Ia = bp_sx150s(Va, G, TaC);
Pa = Ia.*Va;
plot(Va, Pa)
end
xlabel('Tension (V)')
ylabel('Puissance (W)')
axis([0 50 0 160])
gtext('1000W/m^2')
gtext('800W/m^2')
gtext('600W/m^2')
gtext('400W/m^2')
gtext('200W/m^2')
hold off
% Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V
clear;
Va = linspace (0, 45, 200);

```

```
TaC =25; % linspace(0,25,75) %0:25:75
hold on
for G=.2:.2:1
Ia = bp_sx150s(Va, G, TaC);
Pa = Ia.*Va;
plot(Va, Ia)
end
xlabel('Tension (V)')
ylabel('Courant (A)')
axis([0 50 0 5])
gtext('1000W/m^2')
gtext('800W/m^2')
gtext('600W/m^2')
gtext('400W/m^2')
gtext('200W/m^2')
hold off
```

Annexe 2 : Caractéristique technique des matérielles utilisés

<p>1. Pile à combustible (FC) : la pile à combustible est composée par des cellules sous forme de plaque avec des canaux d'air pour permettre le flux d'air à traverser la membrane. La membrane facilite le flux d'hydrogène et créant la libération d'électrons. Plaques de séparation électriquement conductrices entre chaque paire de cellules permettent la circulation des électrons.</p>	
<p>2. Vannes d'alimentation et de purge H2 : La vanne d'alimentation commande l'entrée H2. Quand le contrôleur s'allume, et quand le système s'éteint, il est en position d'arrêt pour empêcher les fuites d'hydrogène. La vanne de purge, purge les gaz d'eau et d'air redondant dans la pile à combustible.</p>	
<p>3. Unité de court-circuit : L'unité de court-circuit peut être activée ou désactivée en fonction sur quelle application la pile doit être utilisée. Lorsque l'unité de court-circuit s'allume, elle peut améliorer les performances de la pile dans les applications où la pile est désactivée pour périodes prolongées.</p>	
<p>4. Interrupteur ON / Off : C'est le commutateur du contrôleur. Tenez-le pendant 2 secondes pour soit allumé ou éteint.</p>	
<p>5. Ventilateurs internes : Alimente la pile à combustible en air et diminue également la température dans la pile.</p>	
<p>6. LCD : Affiche le courant et la tension de la pile.</p>	
<p>7. contrôleur Il contrôle la température de la pile, les ventilateurs, l'apport d'hydrogène, purge et court-circuit de la pile.</p>	
<p>8. Sorties d'hydrogène Sortie d'hydrogène : raccorder le tube illustré en 11 ci-dessous.</p>	

<p>9. Entrée d'hydrogène Entrée d'hydrogène : raccorder le tube illustré en 11 ci-dessous avec la pression d'hydrogène entre 0.45-0.55Bar.</p>	
<p>10. pile à combustible + / pile à combustible - & charge-Connecteurs Pile à combustible - du contrôleur est connecté au pôle négatif de la pile à combustible.</p>	
<p>11. Tube pour entrer et sortie H2 : Le tube avec 6mm de diamètre extérieur et 3mm intérieur le diamètre est relié au H2 IN comme en 9 ci-dessus et à la vanne d'entrée de la source d'hydrogène. Tube de sortie d'H2 avec un diamètre extérieur de 4 mm et un diamètre intérieur de 2 mm relié à la vanne de purge (H2 OUT).</p>	

Annexe 3 : Production Scientifique



International Journal of Sustainable Development and Planning

Vol. 16, No. 1, February, 2021, pp. 175-180

Journal homepage: <http://ieta.org/journals/ijstdp>

Techno-Economical Optimization of PV/Wind/Fuel Cell Hybrid System in Adrar Region (Algeria)



Mohamed Douak*, Nouredine Settou

Department of Physics, Univ Kasdi Merbah Ouargla, Laboratoire de Valorisation et Promotion des Ressources Sahariennes, Ouargla 30000, Algeria

Corresponding Author Email: Douak2015@gmail.com<https://doi.org/10.18280/ijstdp.160118>

ABSTRACT

Received: 15 November 2020
Accepted: 23 January 2021**Keywords:***hybrid systems, total annual cost, relative excess power generated, power supply probability*

In these present days, the electricity consumption of buildings represents 43% of the total energy produced by fossil fuels in Algeria. This issue could be greatly reduced by using renewable energy to generate the required electricity. However, a bigger challenge facing electricity coming from renewable energy systems are the irregular existence of these sources, as well as the issues of storage and transport. In order to solve these problems, this paper proposes a model of an efficient hybrid system consisting of photovoltaic panels (PV), wind turbines (WT) and fuel cell (FC) elements which will be able to meet the demand for a typical off-grid house located in the Adrar region (Algeria) in a sustainable way. The mathematical model used considers the sub-models of each component of this hybrid system, the reliability criteria. Afterward, the optimal configuration is determined on the basis of the minimum total annual cost TAC. The results of the optimization suggest that, relative to hybrid PV/FC or WT/FC, a PV /WT/FC configuration is more economically feasible for the Adrar site (Algeria).

1. INTRODUCTION

Global energy demand has risen throughout all sectors worldwide [1], and it is estimated to increase by 53% in 2035 [2]. Actually, more than 80% of the energy used in different sectors is coming from traditional energy sources. Which will result in air pollution and global warming. Moreover, the availability of fossil fuels is 70 years at the current rate of use [3]. So, the biggest problem is how to sustainably handle and satisfy the growing demand?

The move towards renewable energy seems to be a promising option [4, 5]. Among all types of renewable energies, solar and wind energies are the best solution for producing clean electrical power for off-grid houses [6]. However, the common disadvantages of these energies are their stochastic nature and their variations that may not correspond to the hourly requirement of the load. Thus, an energy storage device is required to avoid these drawbacks of a solar /wind power system. Various types of storage systems have been proposed such as battery bank [7], and hydraulic storage system [8]. Recent researchers work has focused on hydrogen to store the overproduction of electricity [9, 10].

The integration of a PV panels, wind turbines and fuel cell lead to get a reliable power system. In this system, the excess electric power of the PV and WT generators is used to supply the electrolyzer for producing hydrogen; this hydrogen production would be considered as another source and can then be used to supply a FC when the demand is high.

To use the hybrid system efficiently and economically, an optimum configuration is needed. In this way, various optimization techniques have been developed such as a graphical construction method, linear programming,

probabilistic approach, iterative, and heuristic technique. In the previous works, the system reliability studies have taken into account only one kind of technological reliability such as the energy deficiency. While in the present study, the system reliability takes in consideration the relative excess of power generated (REPG) and the losses of power supply probability (LPSP) during the dynamic operation of the hybrid power system.

In this study, the iterative optimization approach based on technical reliability criteria, as well as, the total annual cost TAC was used to obtain the optimal configuration of the hybrid power system proposed, and to satisfy the energy load requirements of an off-grid home situated in the Adrar region (Algeria). The originality aspects of the proposed systems are: investigating the feasibility of the combination between PV panels, wind turbines and hydrogen for the development of a new energy system. In addition, analyzing and comparing the energy behavior of each system, testing the use of (FC/electrolyzer/H₂ tank) as a backup storage system.

2. HYBRID SYSTEM DESCRIPTION

The PV/ WT/FC hybrid system configuration considered is presented in Figure 1. This configuration includes a monocrystalline-type PV subsystem (PVs), a horizontal-axis wind turbine generator (WTG), a PEM fuel cell subsystem (FC), an electrolyzer, a hydrogen tank, four dedicated grid converters (DC/DC), and an inverter (DC/AC). The PEM electrolyzer operates at 1.2 bar, while most PEM electrolyzer operate at 30 bar and do not use a compressor [11, 12]. In addition, the PEM electrolyzer becomes an attractive option,

Available online at www.sciencedirect.com**ScienceDirect**

Energy Procedia 74 (2015) 981 – 990

Energy

Procedia

International Conference on Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability, TMREES15

Estimation of hydrogen production using wind energy in Algeria

Mohamed Douak^{a,*}, Noureddine Settou^b

^a*Univ Kasdi Merbah-Ouargla, Department of petroleum production, Ouargla 30 000, Algeria*

^b*Univ Kasdi Merbah-Ouargla, Department of mechanics, Ouargla 30 000, Algeria*

Abstract

In response to problems involved in the current crisis of petrol in Algeria, with the decrease in the price of the oil barrel, the rate of growth in domestic electricity demand and with an associated acceleration of global warming, as a result of significantly increased greenhouse gas (GHG) emissions, renewable energy seems today as a clean and strategic substitution for the next decades. However, the greatest obstacles which face electric energy comes from renewable energy systems are often referred to the intermittency of these sources as well as storage and transport problems, the need for their conversion into a versatile energy carrier in its use, storable, transportable and environmentally acceptable are required. Among all the candidates answering these criteria, hydrogen presents the best answer. In the present work, particular attention is paid to the production of hydrogen from wind energy. The new wind map of Algeria shows that the highest potential wind power was found in Adrar, Hassi-R'Mel and Tindouf regions. The data obtained from these locations have been analyzed using Weibull probability distribution function. The wind energy produced in these locations is exploited for hydrogen production through water electrolysis. The objective of this paper is to realize a technological platform allowing the evaluation of emergent technologies of hydrogen production from wind energy using four wind energy conversion systems of 600, 1250, 1500 and 2000 kW rated capacity. The feasibility study shows that using wind energy in the selected sites is a promising solution. It is shown that the turbine "De Wind D7" is sufficient to supply the electricity and hydrogen with a least cost and a height capacity factor. The minimum cost of hydrogen production of 1.214 \$/kgH₂ is obtained in Adrar.

© 2015 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

Peer-review under responsibility of the Euro-Mediterranean Institute for Sustainable Development (EUMISD)

Keywords: Wind energy, Weibull parameters, Capacity factor, Alkaline electrolysis, Hydrogen production, Algeria;

* Corresponding author. Tel.: +213-661-351-853; fax: +0-000-000-0000.
E-mail address: douak2015@gmail.com



Contents lists available at ScienceDirect

Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser

Wind energy systems: Analysis of the self-starting physics of vertical axis wind turbine

M. Douak^a, Z. Aouachria^{b,*}, R. Rabehi^c, N. Allam^b^a Université Kasdi Merbah Ouargla, Algeria^b Laboratory of Applied Energetic Physical, Faculty of Material Sciences, Univ. Batna 1, Algeria^c Department of physics/laboratory of energy physics, University of Constantine 1, Road of Ain El Bey 25017, Constantine, Algeria

ARTICLE INFO

Keywords:
Darrieus turbine
Pitch angle, self-starting
Wind energy

ABSTRACT

The aim of our study is to project an optimized wind turbine Darrieus type capable to start at low wind speeds. This type of the turbine is characterized by a low starting torque compared with the Savonius rotor. To allow them, to operate for a long period, we consider a system enabling a self-start at low wind speeds. The study consist in three parts: first, a system of monitoring and control of the angle of attack that allows a self-starting at low wind speeds is presented, second part presents a general method for obtaining a profile with good starting torque and third part presents experimental study of the impacts of the angle of attack, the solidity and the wind velocity on the lift, grad forces and torque. The study continues to extend to other configurations namely that parabolic shape.

1. Introduction

The wind continued to be a major source of energy in world the period just prior to the Industrial Revolution, but began to recede in importance after that time. According to the report published by the Global Wind Energy Council in April 2016 [1], the new global total for wind power at the end of 2015 was 432.9 GW and the world's new installations were 60 GW, which increased by about 8.3 GW compared with that of 2014 (51.7 GW). China's total cumulative wind power installations in 2015 were 145.362 GW, accounting for 33.5% of the global wind energy market, ranking the first in the world, which exceeded the United States (74.471 GW) by 71.149 GW and more than in all of the European Union (141.578 GW); By the end of 2015 the first eight countries were China (145,362 MW), the US (74,471 MW), Germany (44,947 MW), India (25,088 MW), Spain (23,025 MW), UK (13,603 MW), Canada (11,205 MW), and France (10,358 MW). Wind continued to be the major source of energy and is one of the most promising and potential alternative of renewable energy [2]. In addition, to growing economic attractiveness of the wind energy, there are more ecological arguments for its use: i. Wind-power plants emit absolutely no CO₂, by far the major pollutant when fuels (other than hydrogen or biomass) are burned; ii. As do nuclear plants, the operation of wind turbine leaves behind no dangerous residues; iii. Decommissioning costs of wind turbines are much smaller than those of many other types of power plants, especially compared with those of

nuclear generators and; iv. Land occupied by wind farms can find other simultaneous uses such as in agriculture [3]. Several wind machine configurations including; i. drag-type turbines [4]; ii. Lift turbine type [5]; iii. Magnus effect on wind plants [6] and iv- Vortex wind plants [7]. Some difficulties appear during the design and simulation of rotational equipment especially when this equipment is in contact with a given fluid [8]. Among these equipments the wind turbine represents a devise which can utilize the wind's kinetic energy to produce the mechanical or electrical energy [9]. In propeller type wind turbines, the blades bending stresses increase as the rotor speed increases [10], which are not the case Darrieus turbines because of their shape [11]. The vertical axis wind rotor as another important kind wind turbine is a good choice for mean and small scale wind power generation [4]. The use of wind turbines for small-scale and urban applications is a topic that is receiving increasing attention. An in situ experimental analysis of two small size wind turbines realized by [12] with vertical and horizontal axes respectively and placed in the urban environment. The VAWT has received, more and more attracts for its advantages of simple design, low cost and good maintenance [13]. In addition, in urban areas the wind is very turbulent and unstable with fast changes in direction and velocity [14]. In these environments, the VAWT have several advantages over HAWT [15]. The cost of the Darrieus rotor has been estimated to be lower than horizontal machines [16]. In helical wind turbines, the flexural stresses of the pils increase as the speed of the rotor increases [17], which is not the case of drive turbines because

* Corresponding author.

E-mail addresses: douak_2007@yahoo.fr (M. Douak), aouachria2001@gmail.com (Z. Aouachria), raya.phys@gmail.com (R. Rabehi).<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.238>

Received 27 October 2016; Received in revised form 2 March 2017; Accepted 26 May 2017

Available online 13 June 2017

1364-0321/ © 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Starting Torque Study of Darrieus Wind Turbine

M. Douak, Z. Aouachria

Abstract—The aim of our study is to project an optimized wind turbine of Darrieus type. This type of wind turbine is characterized by a low starting torque in comparison with the Savonius rotor allowing them to operate for a period greater than wind speed. This led us to reconsider the Darrieus rotor to optimize a design which will increase its starting torque. The study of a system of monitoring and control of the angle of attack of blade profile, which allows an auto start to wind speeds as low as possible is presented for the straight blade of Darrieus turbine. The study continues to extend to other configurations namely those of parabolic type.

Keywords—Darrieus turbine, pitch angle, self-starting, wind energy.

I. INTRODUCTION

THE wind continued to be a major source of energy in world the period just prior to the Industrial Revolution, but began to recede in importance after that time. At the end of 2007, [1] reports that over 94GW were in operation throughout the world, mostly in Germany (22.2 GW), the United States (16.8 GW), and Spain (15.5 GW). Wind continued to be the major source of energy and is one of the most promising and potential alternative of renewable energy. There is over 95GW in operating throughout the world especially in Germany (22.2GW), in the United States (16.8GW) and Spain (15.5GW) [2]. In addition, to growing economic attractiveness of the wind energy, there are more ecological arguments for its use: i. Wind-power plants emit absolutely no CO₂, by far the major pollutant when fuels (other than hydrogen or biomass) are burned; ii. As do nuclear plants, the operation of wind turbine leaves behind no dangerous residues; iii. Decommissioning costs of wind turbines are much smaller than those of many other types of power plants, especially compared with those of nuclear generators; iv. Land occupied by wind farms can find other simultaneous uses such as in agriculture. Several wind machine configurations including: i. drag-type turbines, ii. Lift-type turbines (with vertical or horizontal axes), iii. Magnus effect wind plants and, iv Vortex wind plants have been studied by [3]-[5]. Some difficulties appear during the design and simulation of rotational equipment especially when this equipment is in contact with a given fluid. Among these equipments the wind turbine represents a devise which can utilize the wind's kinetic energy to produce the mechanical energy or electrical energy. The vertical axis wind rotor as

another important kind wind turbine is a good choice for mean and small scale wind power generation [6]. It has received, more and more attracts for its advantages of simple design, low cost and good maintenance [7]. In addition, in urban areas the wind is very turbulent and unstable with fast changes in direction and velocity. In these environments the vertical axis wind turbines (VAWT) have several advantages over horizontal axis wind turbines (HAWT). However, the starting performance is one of the problems which greatly affect the development of the straight bladed vertical wind turbine [8], [9]. As a result, designers are compelled to supply such wind rotors with additional devices (the electric motor, Savonius rotor, etc.) to spin up the rotor and put it in operating conditions [10]. This approach increases the cost and adds complications to the design. Several solutions have been presented to overcome the Darrieus type VAWT inability to self start: use of a guide-vane using a hybrid configuration of a Savonius VAWT (drag type wind turbine) and a Darrieus VAWT (lift type wind turbine), use of mechanical system to optimize the blade pitch Reference [11], [12] use respectively blades that change their form during operation and [13]-[16] study specific blade profile capable of offering self-start capabilities to the wind turbine without extra components. In this work, we include a new mechanism to make the rotor self-starting and increase the time of its operation.

II. GENERATION PROBLEM

The Darrieus rotor usually suffers from a low starting torque. Variable pitch machines have blades which can be rotated about their long axis, changing the blades' pitch angle. Changing pitch also changes the angle of attack of the relative wind and the amount of torque. Variable pitch provides more control options than does stall control. On the other hand the hub is more complicated, because pitch bearings need to be incorporated. In addition, some form of pitch actuation system must also be included. In some wind turbines, only the outer part of blades may be pitched [17]. This is known as partial span pitch control. In this new design shown in Fig. 1 (a), we overcome this problem by allowing each straight blade about an axis along its pith (span). For any airfoil to generate useful lift, the attack angle must always remain less than the airfoil stalling angle. The angle of attack (α) is the acute angle between the wind and the chord line of the airfoil. The stalling angle of the airfoil is determined from the lift coefficient curve of the airfoil. In the case of a rotating blade, the angle of attack (α) is measured between the relative wind speed and the chord line, as shown on Fig. 1 (b), where V is the wind speed at the rotor and U is the blade speed. The configuration of Fig. 1 (b) represents the operating condition of a Darrieus rotor when the ratio $\lambda = U/V$, which is called the tip speed ratio, is in the range

M. Douak Mohamed Université of Ouargla, Faculty of Sciences, Laboratory of Applied Energetic Physics Université of Batna-Algeria (e-mail: douak_2007@yahoo.fr).

Z. Aouachria, University Hadj Lakhder, Faculty of Sciences, Laboratory of Applied Energetic Physics, 1, av. Boukhalouf Med El Hadi, Batna- Algeria, e-mail: aouachria2001@yahoo.fr).

Conception d'un Système Hybride de Production d'Energie pour les Besoins du Bâtiment

Résumé :

Ce travail est consacré à l'étude des systèmes de conversion éolien, solaire et hybride avec stockage, et moyennant les logiciels : Qblade, MATLAB et FORTRAN. Pour réaliser cet objectif, un état de l'art sur les systèmes de conversions solaires photovoltaïque, éolien et hybride est nécessaire afin de découvrir leurs principes et leurs importances ainsi que les problèmes rencontrés. Pour que le projet soit faisable, une évaluation de gisement solaire et éolien de la ville d'Adrar montre que ce site est très favorable pour la conception des systèmes hybrides solaire/Eolien. Alors notre étude projette un dimensionnement d'un rotor éolien à axe vertical de type Darrieus de 5 kW à une vitesse du vent de 7m/s et un dimensionnement d'un système PV produisant la même puissance. Ce travail présente aussi, une étude technico-économique des systèmes hybrides solaires/éolien. Les résultats montrent que les systèmes hybrides avec stockage par batterie présentent l'un des meilleurs choix économiquement que les systèmes à base d'hydrogène. Enfin, l'étude expérimentale d'un systèmes hybride PV/pile à combustible/batterie prouve que le système de gestion de l'énergie hybride développé est facile à mettre en œuvre et convient aux applications résidentielles.

Mot clés : Energie solaire, énergie éolienne, modélisation, dimensionnement, système hybride, hydrogène, batterie, pile à combustible, cout annuel.

Design of a Hybrid Energy Production System for Building Needs

Abstract:

This work is devoted to the study of wind/solar and hybrid conversion systems with storage in the form of electricity in batteries or in the form of hydrogen via an electrolyzer and a fuel cell, with using: Qblade, MATLAB and FORTRAN software. This study presents a state of the art on solar photovoltaic / wind and hybrid conversion systems in order to give their principles and their importance as well as the problems encountered, then, for the project to be feasible, an evaluation of solar energy. and wind power. of the Adrar city shows that this site is very favorable to the design of hybrid solar / wind systems. Next, sizing of vertical axis wind turbine (Darrieus type) to produce a power equal to 5 kW at a wind speed equals to 7 m/s, then the sizing of a PV system to produce the same power. This work presents also, a techno-economic study of solar / wind hybrid systems, the results show that hybrid systems with battery storage are an economically better choice for producing electrical energy. Than those based on hydrogen storage systems. Finally, the experimental study of a hybrid PV / fuel cell / battery system proves that the developed hybrid energy management system is easy to implement and suitable for residential applications.

Key words: Solar energy, wind energy, modeling, dimensioning, hybrid system, hydrogen, battery, fuel cell, annual cost.

تصميم نظام إنتاج طاقة هجين لاحتياجات المباني

ملخص

هذا العمل مخصص لدراسة أنظمة تحويل الطاقة الشمسية وطاقة الرياح والهجينة مع التخزين على شكل كهرباء في البطاريات أو على شكل هيدروجين عبر محلل كهربائي وخلية وقود ، وباستخدام برامج: Qblade و MATLAB و FORTRAN, تقدم هذه الدراسة عرضاً شاملاً عن الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح وأنظمة التحويل الهجين من أجل إعطاء مبادئ وأهميتها بالإضافة إلى المشاكل التي واجهتها ، ثم ، لكي يكون المشروع مجدياً ، تقييم الطاقة الشمسية وطاقة الرياح بمدينة أدرار يوضح أن هذا الموقع ملائم جداً لتصميم أنظمة الطاقة الهجينة الشمسية / الرياح. بعد ذلك ، قمنا بتحجيم دوار رياح ذو المحور الرأسي من نوع « Darrieus » لإنتاج طاقة تساوي 5 كيلو وات عند سرعة رياح تساوي 7 م / ث ، ثم قمنا بتحجيم نظام كهروضوئي لإنتاج نفس الطاقة. يقدم هذا العمل أيضاً ، دراسة فنية اقتصادية للأنظمة الهجينة للطاقة الشمسية / الرياح / ، وأظهرت النتائج أن الأنظمة الهجينة المزودة بتخزين البطاريات تعد خياراً أفضل اقتصادياً لإنتاج الطاقة الكهربائية. من الأنظمة الهجينة ذات أنظمة التخزين القائمة على الهيدروجين. أخيراً ، أثبتت الدراسة التجريبية لنظام هجين يتكون من الألواح الكهروضوئية . خلية الوقود و/أو البطارية أن نظام إدارة الطاقة الهجين المطور سهل التنفيذ ومناسب للتطبيقات السكنية.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية ، طاقة الرياح ، النمذجة ، الأبعاد ، النظام الهجين ، الهيدروجين ، البطارية ، خلية الوقود ، التكلفة السنوية.