

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

**En** : Electrotechnique

**Spécialité** : Réseaux Electriques & Réseaux Electriques Intelligents

**Par** : **BENGUEDIH Fatima** et **MILOUD ABID Souheyla**

**Thème**

**Etude technico-économique d'un système de pompage à base éolienne pour une zone rurale au sud d'Algérie  
(Etude de cas : Adrar)**

Soutenu publiquement, le **16/09/2017**, devant le jury composé de :

Mr ABDEMADJID Boumediene

Pr

U.A.B\_ Tlemcen

Président

Mr YACOUBI Boumediene

M.A.A

U.A.B \_ Tlemcen

Examineur

Mme CHEKROUN Sihem

MCB

U.A.B\_ Tlemcen

Encadrant

Mr BENMANSOUR Abdelhalim

Pr

U.A.B\_ Tlemcen

Co-encadrant

Année Universitaire : 2016\_2017

## REMERCIEMENTS

La plus grand merci revient Allah qui nous a guidé dans le bon sens durant notre vie et qui nous aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous sommes honorés que Monsieur **BOUMEDIENE ABDELMADJID**, professeur à l'Université Abou Bekr Belkaïd, ait accepté de présider et d'honorer de sa présence le jury de soutenance du présent mémoire de Master qu'il trouve ici l'expression de notre reconnaissance et de notre profond respect ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer.

Nous sommes honorés que Monsieur **YACOUBI BOUMEDIENE**, Maitre-assistant à l'Université Abou -Bekr -Belkaid de Tlemcen d'avoir accepté d'évaluer ce travail en qualité d'examineur.

Nous tenons à remercier en particulier notre encadreur Madame **CHEKROUN SIHEM** de nous avoir encouragés et remontés le moral à accomplir notre mémoire de fin d'étude.

Nous tenons à remercier aussi Monsieur **BENMANSOUR ABDELHALIM** professeur à l'université de Tlemcen qui nous a fait l'honneur d'évaluer ce travail.

Enfin nous remercions tous ceux qui, de près ou de loin, nous ont aidé et donc ont contribué au succès de ce travail.

## Dédicaces

*Avant tout je remercie notre dieu tout puissant qui a répondu à mes prières.*

*Et je dédie ce travail :*

*À ma mère pour leur soutien effectif et moral, je le remercie beaucoup de m'avoir encouragé et aider à devenir ce que je suis.*

*Je tien énormément de rendre hommage à mon très chère père que dieux laisse dans son vaste Paradies.*

*À mes adorables sœurs : Siham, Mounia, et mon cher frère Abdel Kader, mon nièce Marame Roeya.  
Et a tous mes familles Benguedih et Mohammedi*

*À Msr. Ballot Brahim qui m'aider et m'encourager pour faire ce travail.*

*À mes cher ami(e)s Yasmina Leila wafaa Ahlem Yakout Soumia Zaki et tous mes collègues de promotion Réseaux Electrique et Réseaux Electrique Intelligent 2016-2017.*

## Dédicaces

*Avec ma profonde gratitude et grand amour, je dédie ce travail en Signe de reconnaissance et de respect :*

*À ma mère avec laquelle j'aurais le plaisir de partager cet événement, J'espère que je saurai à la hauteur des valeurs que tu as semées en Nous. Que Dieu le tout-puissant te prête longue vie et beaucoup de santé.*

*À mon père qui a consacré sa vie à bâtir la mienne, pour ces Sacrifices qu'elle est endurés pour faire de moi ce que je suis  
Aujourd'hui, Je leur serai éternellement reconnaissant.*

*À DALI AMINE qui a toujours été à mes côtés et qui n'a jamais cessé de me soutenir et de m'encourager pour que je puisse finir et réussir mes études.*

*À mes frangines SARAH ET SALIMA MARWA*

*Et mes frangins MOHAMED EL AMINE, BACHIR et ABDELGHANIE.*

*À ma cousine MAGHNIA et à ma meilleur amie IMEN CHIKHAWI*

*À tous mes collègues de travail au CEM AHMED BENDJALOUL avec lesquels j'ai débuté ma vie professionnelle et à mon directeur MONSIEUR S.HAMYANIE.*

*À tous mes amis sans exception.*

*.A toute ma famille ainsi qu'à mes amis.*

*Souheyla*

## Liste des acronymes et des symboles

<b>GSAP</b>	Génératrice synchrone à aimant permanent
<b>MADA</b>	Machine asynchrone à double alimentation
<b>MAS</b>	Moteur asynchrone
<b>MLI</b>	Modulation de largeur d'impulsions
<b>GTO</b>	Gate Turn –Off Thyristor
<b>IGBT</b>	Insulated Gate Bi polar Transistor
<b>IGCT</b>	Intigrated Gate Commutated Thyristor
<b>MOSFET</b>	Métal Oxyde Semi-Conducteur
<b>SiC</b>	Carbure de silicium
<b>CC</b>	Courant continu
$n_R$	Vitesse de rotor
$n_S$	Vitesse de synchronisme
$\Omega$	La pulsation
$\rho$	La masse volumique
$\mu$	La viscosité dynamique
<b>P</b>	Pression
<b>Q</b>	Le débit
<b>H</b>	La hauteur de refoulement
<b>A</b>	La valeur moyenne de la vitesse de vent
<b>ak</b>	Amplitude de l'harmonique de l'ordre k
<b>K</b>	Pulsation de l'harmonique de l'ordre k
<b>i</b>	Le rang de dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent
$\rho$	La masse volumique de l'air
<b>S</b>	Surface circulaire balayée par la turbine en $m^2$
<b>V<sub>vent</sub></b>	La vitesse de vent

$C_p$	Coefficient de puissance
$P_{aer}$	Puissance aérogénérateur
$\beta$	L'angle de l'orientation de pale
$\lambda$	Le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent
$R$	Le rayon de la turbine
$\Omega_{turbine}$	La vitesse mécanique de la turbine
$C_{aer}$	Le couple aérogénérateur
$C_{mec}$	Le couple mécanique adaptant la vitesse de la turbine
$G$	Le rapport de multiplicateur
$\Omega_{mec}$	La vitesse de la génératrice rad/s
$J$	L'inertie total ou Moment d'inertie de la partie tournante.
$J_{mec}$	L'inertie de la génératrice
$f$	Coefficient de frottement visqueux.
$C_{em}$	Couple électromagnétique
$J_{turbine}$	L'inertie de la génératrice
$C_{vis}$	Couple visqueux
$R_s$	La résistance statorique
$\omega_r$	Vitesse angulaire (pulsation électrique) « GSAP »
$\theta_e$	L'angle électrique.
$\theta_m$	L'angle mécanique.
$P$	Nombre de paires de pole.
$\Omega$	Vitesse mécanique
$C_r$	Couple de charge
$V_{red}$	La tension redressée

<b><math>m</math></b>	L'indice de modulation
<b><math>r</math></b>	Le coefficient de réglage
<b><math>V_{sd}</math></b>	Tension statoriques direct
<b><math>V_{sq}</math></b>	Tension statoriques quadratique
<b><math>I_{sd}</math></b>	Courant statoriques direct
<b><math>I_{sq}</math></b>	Courant statoriques quadratique
<b><math>\varphi_{sq}</math></b>	Flux rotorique quadratique
<b><math>\varphi_{sd}</math></b>	Flux rotorique direct
<b><math>\omega_s</math></b>	Vitesse statorique
<b><math>\omega_r</math></b>	Vitesse mécanique « MAS »
<b><math>T_r</math></b>	Constant de temps rotorique ;
<b><math>\sigma</math></b>	Le coefficient de dispersion ;
<b><math>H_g</math></b>	Hauteur géométrique
<b><math>\rho</math></b>	Masse volumique de l'eau
<b><math>g</math></b>	Accélération de la pesanteur
<b><math>\Delta H</math></b>	Sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement
<b><math>H_m</math></b>	La hauteur manométrique totale
<b><math>g</math></b>	Accélération de la pesanteur
<b><math>Q</math></b>	Le Dédit d'eau.
<b><math>P_{ab}</math></b>	Puissance fournie par le moteur
<b><math>K_{ch}</math></b>	La constante de proportionnalité
<b><math>\omega</math></b>	La vitesse de rotation du moteur.

<b>H et H'</b>	Hauteurs manométriques
<b>Q et Q'</b>	Les débits
<b>P et P'</b>	Les puissances du moteur
<b>C<sub>s</sub></b>	Le couple statique, très petite.
<b>HMT</b>	Hauteur manométrique total
<b>K</b>	Facteur de forme
<b>C</b>	Facteur D'échelle.
<b>V<sub>m</sub></b>	Vitesse moyenne (m/s)
<b>σ</b>	écart type (m/s)
<b>V<sub>D</sub></b>	La vitesse de démarrage,
<b>V<sub>N</sub></b>	la vitesse nominale
<b>V<sub>A</sub></b>	la vitesse d'arrêt.
<b>P<sub>e</sub></b>	la puissance de sortie moyenne de la turbine
<b>P<sub>i</sub></b>	la puissance à la sortie de l'éolienne
<b>S<sub>el</sub></b>	Surface du générateur éolien.
<b>P<sub>N</sub></b>	Puissance nominale
<b>V<sub>D</sub></b>	Vitesse de démarrage
<b>V<sub>A</sub></b>	Vitesse d'arrêt
<b>V<sub>N</sub></b>	Vitesse nominale
<b>E<sub>h</sub></b>	l'énergie hydraulique.
<b>C<sub>h</sub></b>	constante hydraulique.
<b>Q</b>	débit de l'eau.
<b>HMT</b>	hauteur manométrique total
<b>R<sub>p</sub></b>	Rendement de la moto-pompe



<b>g</b>	Constante de la gravité.
<b><math>\rho</math></b>	La densité de l'eau
<b>V<sub>i</sub></b>	La vitesse médiane du vent
<b><math>f_i</math></b>	La fréquence D'occurrences
<b>h</b>	La hauteur du moyeu de l'éolienne
<b><math>\alpha</math></b>	Le facteur empirique
<b>I<sub>0</sub></b>	Coût initial de système.
<b>C<sub>ent/main</sub></b>	Coût d'entretien et le coût de maintenance.
<b>C<sub>rempl</sub></b>	Coût de remplacement.
<b>E<sub>ele</sub></b>	Energie électrique
<b>BT</b>	Base tension
<b>MT</b>	Moyen tension

# Table de matière

**Remerciements**

**Dédicace**

**Dédicace**

**Liste des acronymes et des symboles**

**Table de matière**

**Introduction générale** ..... 01

## **Chapitre I : généralité sur l'énergie éolien**

I.1 Introduction .....	04
I.2 le vent et son origine .....	04
I.3 Mesure de vent.....	04
I.4 Potentiel éolienne en Algérie .....	05
I.5 Définition d l'énergie éolienne.....	06
I. 6 Les différents types éoliennes .....	07
I.6.1 Les éoliennes à axe horizontal.....	07
I.6.2 Les éoliennes à axe verticale .....	08
I.7 Principaux composantes de l'éolienne .....	10
I.7.1 Mat.....	10
I.7.2 Rotor .....	10
I.7.3 Nacelle.....	11
I.8 Eléments constitutifs d'un aérogénérateur horisantale.....	11
1. Les pales.....	11
2. Le moyeu.....	11
3. L'arbre primaire (ou arbre lent) .....	11
4. Le multiplicateur.....	11
5. L'arbre secondaire.....	12
6. Le générateur électrique.....	12
7. Le mât.....	12
8. Le système d'orientation de la nacelle .....	12
9. Le système de refroidissement.....	12
10. Les outils de mesure du vent .....	12
11. Le système de contrôle électronique.....	12

12. Transformateur.....	12
I.9 Principe de fonctionnement de l'aérogénérateur.....	12
I.10 Production de l'énergie électrique .....	13
I.10.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone.....	13
□ Machine asynchrone à cage d'écureuil.....	13
□ Machine Asynchrone à Double Stator.....	13
• Machine Asynchrone à Double Alimentation type.....	14
1. Rotor bobiné.....	14
2. Brushless.....	14
I.10. 2 Systèmes utilisant la machine synchrone .....	15
Générateur Synchrone à Rotor Bobiné .....	15
Générateur Synchrone à Aiment Permanent(GSAP).....	15
I.11 Différents technologies d'éoliennes .....	15
I.11.1 Fonctionnement à vitesse fixe .....	16
Avantage.....	16
Inconvénient.....	16
I.11.2 Fonctionnement à vitesse variable.....	16
Avantage.....	16
Inconvénients.....	17
I.12 Enjeux de l'éolienne.....	17
I.12.1 Sur le plan environnemental.....	17
I.12.2 Sur le plan économique .....	17
I.13 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne .....	17
I.13.1Avantages .....	18
I.13.2 Inconvénients.....	18
I.14 Conclusion.....	18

## **Chapitre II: Description de système de pompage**

II.1 Introduction.....	20
II.2 Eolienne de pompage .....	21
II.2.1 Éoliennes de pompage mécaniques.....	21
II.2.2 Éoliennes de pompage électrique.....	21
II.3 Générateur synchrone à aimant permanent(MSAP) .....	22
II.3.1 Différentes types de machines à Aimants .....	23

II.3.1.1	Machines à flux radial.....	23
II.3.1.2	Machines à flux axial.....	25
II.3.1.2.1	Machines à flux axial à 1 stator et 1 rotor.....	25
II.3.1.2.2	Machines à flux axial à stator interne ou externe.....	26
II.3.1.2.3	Machines à flux axial à stator multiples ou multi disques.....	27
II.3.2	Matériaux pour aimants.....	28
II.4.	Les convertisseurs.....	29
II.4.1	Historique des convertisseurs.....	29
II.4.2	Définition.....	30
II.4.3	Principes générales des convertisseurs statiques.....	30
II.4.4	Les différents types des Convertisseurs.....	31
II.5	Les moteurs.....	33
II.5.1	Structure de moteur à synchrone.....	34
II.5.1.1.	Le stator.....	34
II.5.1.2.	Le rotor.....	35
II.5.1.3	Entrefer.....	35
II. 6	Les pompes.....	35
II.6.1	définition des pompes.....	35
II.6.2	L'usage des pompes.....	36
II.6.3	Classification des pompes.....	37
II.6.3.1	les pompes centrifuges.....	37
II.6.3.1.1	Avantages et inconvénients de turbopompes (pompes centrifuge).....	38
II.6.3.1.2	Principe de fonctionnement des pompes centrifuges.....	39
II.7.	Conclusion.....	40

### **Chapitre 3 : Modélisation de différents éléments de système**

III.1	Introduction.....	42
III.2	Modélisation de l'aérogénérateur.....	42
III.2.1	Modélisation de la vitesse de vent.....	42
III.2.2	Energie cinétique de vent-conversion en énergie mécanique.....	43
III.2.2.1	Loi de Betz.....	43
III.2.2.2	Modélisation de la turbine.....	45
III.2.2.3	Modélisation du multiplicateur.....	45
III.2.2.4	Modèle mécanique de l'arbre.....	46

III .2.3 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents .....	46
III .2.3 .1 Modèle en abc .....	46
III .2.3 .2 Modèle biphasé (TRANSFORMATION DE PARK) .....	47
III .2.3.3 Expression de couple électromagnétique .....	49
III.2.3.4 l'équation mécanique .....	50
III.4 Modélisation de redresseur triphasé à diodes.....	50
III.5 Modélisation de convertisseur CC-CA .....	51
III.5.1 Modélisation de l'onduleur de tension.....	51
III.5.2 Modélisation de la commande MLI Sinus-Triangle triphasé.....	52
III.6 Modélisation de groupe motopompe .....	53
III.6.1 Modélisation de moteur asynchrone à cage .....	53
III.6.1.1 Transformation triphasé-biphasé .....	53
III.6.1.2 Transformation directe .....	53
III.6.1.3 Transformation inverse .....	54
III.6.2 Modélisation de la pompe centrifuge.....	55
III.6.2.1 Hauteur manométrique totale.....	55
III.6.2.2 Rendement.....	56
III.6.2.3 caractéristique hauteur-débit .....	57
III.7 Conclusion.....	58

## **Chapitre IV Dimensionnement de système et étude de cas**

IV. 1 Introduction .....	60
IV .2 Evaluation du potentiel énergétique éolienne.....	60
IV.2.1 Distribution de Weibull.....	60
IV.2.2 Détermination des paramètres de Weibull.....	61
IV.2.2.1La rose des vents .....	62
IV 2.2.2 Puissance fournie par le système éolien.....	63
IV.2.3 Dimensionnement du système.....	63
IV. 2.3.1Description de la méthode et Hypothèses .....	63
IV.2.3.2 Méthode des moyennes mensuelles annuelles.....	64
IV.2.3.3 Méthode du mois le plus défavorable.....	64
IV.2.3.4 Détermination de la taille réelle du système .....	65
IV.3 Choix de site .....	65
VI.3.1 Situation de site.....	67

IV.3.2 Dimensionnement d'un système éolien.....	68
IV.4 Étude analytique .....	68
IV.4.1 Bilan énergétique .....	68
IV.4.1.1 Estimation du besoin en électricité.....	68
IV.4.1.2 Estimation de la vitesse de vent .....	69
IV.4.1.2.1 Données utilisées.....	69
IV.4.1.2.2 Analyse des données de la vitesse moyenne du vent dans la wilaya d'Adrar.....	70
IV.4.1.2.4 Distribution de la vitesse du vent .....	71
IV.4.1.2.5 Densité de puissance éolienne.....	72
IV.4.2 Analyse économique .....	74
IV.4.2.1 Cout estimatif du mètre cube d'eau.....	74
IV.4.2.2 Hypothèses et calculs des coûts d'un système éolien.....	75
IV.4.2.3 Coûts initiaux.....	77
IV.4.2.4 Coûts récurrents.....	77
IV.4.2.5 Coût sur la durée de vie du système .....	77
IV.4.3 Application : Etude de cas .....	78
❖ Infrastructure hydraulique existante .....	78
□ Méthode pratique de dimensionnement .....	78
IV.4.3 .1 Evaluation des besoins en eau .....	79
IV.4.3 .2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.....	79
IV.4.3 .3 Estimation de l'énergie électrique .....	79
IV.4.3 .4 Estimation du cout du dimensionnement du cas étudié par voie éolien... 80	
IV.4.3 .5 Coûts de la quantité d'eau pompée par notre motopompe .....	82
IV.4 Estimation de coût par voie classique (sonal gaz) .....	82
□Le coût énergétique : cas d'alimentation par le réseau électrique .....	85
□Etude comparatif entre ces deux sources d'énergies.....	85
IV.4 Conclusion.....	86

## **Chapitre V Simulations et résultats**

V. 1 Introduction .....	88
V.2 Simulation de la chaîne globale du système de pompage .....	88
V.2.1 Simulation de l'aérogénérateur.....	89
V.2.1.1 Simulation de la turbine.....	89

V.2.1.2 Simulation de la génératrice synchrone à aimant permanent(GSAP) .....	90
V.2.2 Simulation des convertisseurs (redresseur-onduleur).....	92
V.2.2.1 Simulation de redresseur .....	92
V.2.2.2 Simulation de l'onduleur et commande MLI.....	92
• La commande MLI .....	93
• Onduleur de tension .....	93
V.2.3 Simulation du groupe motopompe .....	95
V.2.3.1 simulation de moteur asynchrone .....	95
V.2.3.2 Simulation de pompe .....	96
V.3 Conclusion .....	98
<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>99</b>
<b>Référence Bibliographie</b>	
<b>Annexe</b>	

## Liste des figures

### **Chapitre I : Généralité sur l'énergie éolienne**

Figure I.1 : Ensemble anémomètre girouette.....	05
Figure I.2 :Atlas de la vitesse moyenne de vent de l'Algérie estimé à 10 m de sol.....	05
Figure I.3 : Atlas saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m de sol.....	06
Figure I.4 : Éolienne à axe horizontale.....	07
Figure I.5 :Configuration à axe horizontale.....	08
Figure I.6 :éolienne à axe verticale.....	09
Figure I.7 : éolienne de type Darrieus et Savonius.....	09
Figure I.8 :Composants d'une éolienne .....	11
Figure I.9 :Les composants de l'aérogénérateur.....	11
Figure I.10 : Conversion de l'énergie cinétique de vent.....	13
Figure I.11 :Aérogénérateur à génératrice à synchrone à cage.....	14
Figure I.12 : Système éolienne utilisant la MADA .....	15

### **Chapitre II : Description de système de pompage**

Figure II.1 :Représentation schématique des systèmes éoliens mécaniques et électriques pour le pompage de l'eau.....	22
Figure II.2 :Représentation schématique des systèmes éoliens mécaniques et électriques pour le pompage de l'eau.....	22
Figure II. 3 :Machine synchrone à aiment avec rotor intérieur .....	24
Figure II.4 :Machine synchrone à aiment avec rotor extérieur.....	24
Figure II.5 :Descriptif de la machine à flux axial 1 stator / 1 rotor .....	25
Figure II. 6 :Descriptif de la machine à flux axial stator interne.....	26
Figure II. 7 :Descriptif de la machine à flux Axial stator externe.....	26
Figure.II.8 :Descriptif de la machine à flux axial multi Niveaux.....	27
Figure.II.9 : Machine à flux axial multi Niveaux.....	27
FigureII.10 :Caractéristiques magnétiques de quelques matériaux.....	28
Figure II.11 :Principes générales des convertisseurs statiques .....	30
Figure II.12 : Types de convertisseurs.....	31
Figure II.13 : Exemple d'un redresseur.....	32
Figure II.14 :Pompe centrifuge.....	38
FigureII.15 :Constitution d'une pompe Centrifuge.....	40
Figure II.16 : Schéma d'une pompe centrifuge .....	40



### **Chapitre III : Modélisation de système de pompage**

Figure III.1 : Eolienne simplifiée.....	43
Figure III.2 : Coefficient de puissance $C_p$ .....	45
Figure III.3 : Représentation d'une MSAP dans le repère (abc) .....	47
Figure III.4 : Représentation de la MSAP dans le repère (dq) de Park .....	47
Figure III.5 : Représentation du redresseur triphasé à diode .....	50
Figure III.6 : Structure de principe de l'onduleur de tension à deux niveaux .....	51
Figure III.7 : Principe de commande en MLI sinus- triangulaire .....	53
Figure III.8 : Représentation schématique du MAS.....	54
Figure III.9 : Caractéristique de la pompe HMT (Q) et de la canalisation .....	58

### **CHAPITRE IV : Dimensionnement de système et étude de cas**

Figure IV.1 : Rose des vents de la région d'ADRAR.....	62
Figure IV.2 : Situation géographique de la wilaya d'Adrar.....	66
Figure IV.3 : Carte du vent en Algérie .....	67
Figure IV.4 : Carte de la Wilaya d'Adrar.....	67
Figure IV.5 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site d'Adrar .....	70
Figure IV. 6 : Evolution de la vitesse moyenne horaire du vent pour le site d'Adrar (à 10 m du sol) .....	70
Figure IV.7 : Histogramme et distribution de Weibull des vitesses du vent .....	72
Figure IV.8 : Un forage de 27 m de profondeur. ....	78
Figure IV.9 : Une pompe LORENTZ PS2-1800 C-SJ8-7 .....	80
Figure IV.10 : Trajectoire de Moyenne Tension de la commune de Tamantit a zone rurale souhaitée .....	83

### **CHAPITRE V : Simulation et résultats**

Figure V.1 : Schéma globale de système de pompage.....	88
Figure V.2 : schéma block de la turbine.....	89
Figure V.3 : le coefficient de puissance $C_p$ .....	89
Figure V.4 : La vitesse de la turbine $W_n$ (rad/s) .....	90
Figure V.5: La tension composée de la génératrice ( $U_s$ ) .....	91
Figure V.6 : Le courant de sortie de génératrice ( $I_s$ ) .....	91
Figure V.7 : La tension redressée $V_{red}$ (V) .....	92
Figure V.8 : Schéma blocks globale d'onduleur de tension et la commande MLI .....	92
Figure V.9 : Schéma de la commande MLI.....	93

Liste des figures

Figure V.10 : Comparaison de signal triangulaire et la référence sinusoïdale .....	93
Figure V.11: Signale de la commande MLI .....	93
FigureV.12 : Schéma block de l'onduleur de tension .....	94
Figure V.13 : La tension aux bornes de la charge $V_{ch}$ (V) .....	94
Figure V.14 : Schéma block de moteur asynchrone.....	95
Figure V.15 : Courant de moteur $I_{abc}$ (A) .....	95
Figure V.16 : La vitesse de moteur $N$ (rad/s) .....	96
Figure V.17 : Couple électromécanique de moteur (Nm) .....	96
Figure V.18 : Schémas blocks de pompe centrifuge .....	97
Figure V.19 : Le débit relevé par pompe $Q$ ( $m^3/h$ ) .....	97
Figure V.20 : La hauteur manométrique de la pompe $H$ (t) .....	97

**LISTE DES TABLEAUX**

**Tableau II. 1 :** Les principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage. .... 34

**Tableau IV.1 :** Distribution fréquentielle de la vitesse de vents à 10 m sur le site d’Adrar ... 71

**Tableau IV.2 :** Densité de puissance éolienne à 10 m du sol (Adrar) ..... 74

**Tableau IV.3 :** Densité de puissance éolienne disponible à Adrar Pour deux hauteurs différentes ..... 74

**Tableau IV.4 :** La facture du cas étudiant par éolien..... 80

**Tableau IV.5 :** Fiche technique ..... 83

**Tableau IV.6** Arrêtée la présente facture à la somme de ..... 84

**Tableau IV.7** Les tarifs sont exprimés en DA, avec TVA comprise (TVA est de 11%). 84

**Tableau IV.8 :** Clients force motrice, industriels et agricoles ..... 85

**Tableau IV.9 :** le coût de chaque source de pompage en fonction du débit ..... 86

## **Introduction générale**

Les ressources en eau ont toujours été recherchées puis mobilisées pour divers usages concourant au développement socio-économique des populations. Les points d'utilisation sont généralement distants des ressources en eau. Aussi il faut transporter les demandes en eau de leur site naturel aux points d'utilisation. Ce transport exige de l'énergie.

Dans un premier temps l'homme utilisa simplement l'énergie développée par ses muscles pour transporter l'eau à l'aide de récipient naturel ou artificiel. Plus les volumes et les distances étaient grands, plus l'énergie était importante.

A la grande époque de la culture gréco-romaine de nombreux principes de physique et d'hydraulique furent découverts, mais jamais développés : les besoins économiques de l'époque ne nécessitaient pas une mécanisation de l'outil de production. L'énergie nécessaire à la production était fournie par une main d'œuvre presque gratuite, les esclaves.

Il faudra attendre la fin du XVIIIème siècle pour que les premières pompes soient réellement construites et utilisées de façon rationnelle.

L'apparition de la machine à vapeur (Denis Papin) améliorée par James Watt permit la mécanisation des secteurs industriels. Les infiltrations d'eau noyant de façon continue les galeries souterraines des mines de charbon, on utilisa alors de façon régulière des pompes pour évacuer cette eau. Il s'agissait en fait de pompes à piston, machine de Watt, dont l'énergie provenait de la vapeur produite par de l'eau chauffée par un foyer.

Les énergies renouvelables, comme l'énergie éolienne représentent une solution de remplacement par excellence et elle est de plus en plus utilisée dans nos jours. Ce type d'énergie n'est pas seulement gratuit et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement. D'ailleurs, on parle souvent d'une énergie « verte », puisqu'elle permet d'éviter totalement la pollution produite par les sources traditionnelles.

Dans le cadre du développement rural en Algérie et dans ce travail, nous nous sommes intéressés plus particulièrement par l'énergie éolienne comme source d'énergie d'un système de pompage destiné pour l'irrigation d'une terre agricole de la région de la ville d'ADRAR. La disponibilité d'une importante énergie du vent dans cette zone peut rendre l'application du pompage de l'eau par l'intermédiaire des pompes comme une solution très séduisante pour l'irrigation des surfaces agricoles de la région et même pour l'alimentation en eau potable.

Le travail que nous présentons dans ce notre mémoire traite plus particulièrement les aspects techniques et économiques d'une solution de pompage d'eau en utilisant une source d'énergie éolienne. Une étude comparative avec les méthodes classiques appliquées est présentée.

Le présent manuscrit est subdivisé en cinq chapitres.

- Dans le premier chapitre, on va essayer de présenter quelques notions de base sur l'énergie éolienne.
- Le deuxième chapitre sera consacré à la description des éléments du système de pompage à base d'éolienne et à l'étude du principe de fonctionnement des pompes. Une partie théorique de base relative aux différentes composantes d'électroniques de puissance et aussi des moteurs également exposée dans ce chapitre.
  - La composition générale d'un système de pompage éolien, ainsi que les éléments théoriques permettant de modéliser les différents constitutifs de système de pompage courant seront présentés dans le troisième chapitre
- Le quatrième chapitre sera consacré à une étude pratique permettant le dimensionnement d'un système de pompage d'eau à base d'énergie éolienne destiné à l'irrigation d'un site isolé dans le sud d'Algérie. Après avoir donné quelques explications des règles de choix de ce système, une étude comparative technico-économique entre les deux sources énergiques pour le pompage d'eau, le réseau électrique SONALGAZ et le générateur éolien, est présentée.
- Le dernier chapitre sera dédié à présentation et la discussion des résultats obtenus par simulation dans l'interface Matlab/Simulink, qui prend en compte plusieurs paramètres : Latitude, longitude, l'altitude, géographie du site, vitesse du vent. Cette partie nous permet de choisir les composantes les plus adéquates au site pour déterminer le système éolien.
- Le rapport se terminera par une conclusion générale qui résume l'ensemble des principaux résultats obtenus au cours de ce travail et qui donne les éventuelles perspectives envisagées.

# **Chapitre I**

## **Généralité sur l'énergie éolienne**

## I.1 Introduction

Les énergies renouvelables sont généralement fournies par le soleil, le vent, les chutes d'eau, et d'autres énergies. Leur exploitation ne produit pas des déchets et d'émissions polluantes. Par contre, elle a beaucoup d'avantage surtout pour l'environnement, elles sont considérées comme énergies d'un futur prometteur.

Les énergies renouvelables couvrent seulement 20 % de la consommation mondiale d'électricité [4]

L'énergie éolienne est parmi les principaux modes de production d'énergie électrique renouvelable, elle transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui est conduit par un arbre vers la génératrice pour produire l'électricité. [4]

L'énergie éolienne est actuellement la moins chère de toutes les énergies renouvelables existantes.

## I.2 le vent et son origine

L'air est un mélange de gaz et de molécules de forme solides ou liquides. [5] Le vent est un déplacement d'air provoqué par une différence de pression d'un lieu à l'autre. Habituellement on donne sa direction qui indique le lieu d'où provient l'air ambiant, et sa vitesse, qui agit en combinaison avec les autres éléments du climat. [8]

## I.3 Mesure du vent

La mesure du vent sert à déterminer deux éléments « la vitesse et la direction ». Pour la direction on dit un vent du nord ou ouest ... « un vent qui souffle du nord ou du l'ouest » en utilisant des girouettes pour la déterminée. La vitesse est mesurée en mètres par second (m/s), en kilomètres par heure (km/h), nœud ou milles par heure ( $1\text{m/s}=3.6\text{km/h}=1.94\text{noeud}$ ) .On utilise comme instrument pour mesurer le vent l'anémomètre.



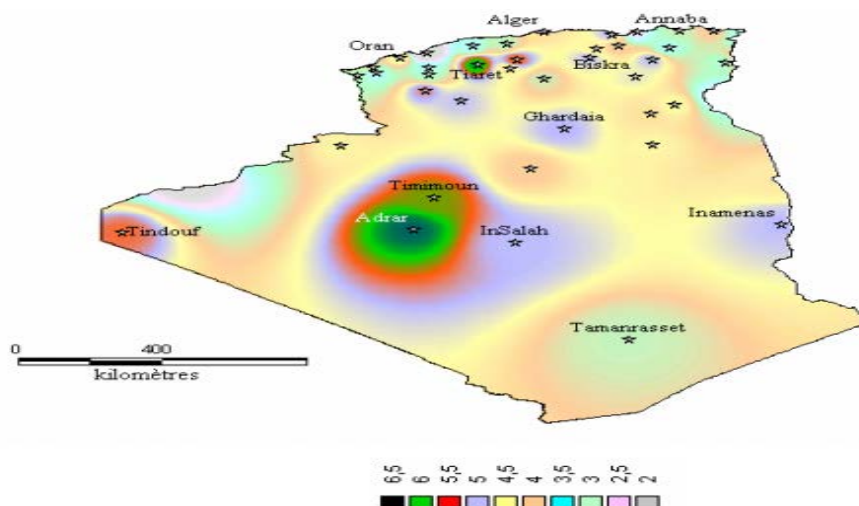
**Figure I.1 :** Ensemble anémomètre girouette

## I.4 Potentiel éolien en Algérie

L'Algérie possède un potentiel éolien appréciable, particulièrement dans le sud et dans quelques microclimats dans le nord. Il est quasiment impossible de tenter une distribution zonale de cette énergie, parce que la vitesse du vent varie d'une manière non uniforme, mais en général il existe une croissance lorsqu'on vient de l'Est vers l'Ouest et du Nord vers le Sud.

La partie centrale de l'Algérie est caractérisée par une vitesse de vent qui varie de 3 m/s à 4 m/s et qui croît en direction du Sud-Ouest.

Le maximum de cette vitesse est localisé dans la région d'Adrar avec une moyenne annuelle de 6 m/s. [10]



**Figure I.2 :** Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [10]



La vitesse mensuelle moyenne est élevée et atteint son maximum durant la saison du printemps excepté à In Salah où la vitesse mensuelle maximum est atteinte durant l'été. [10]

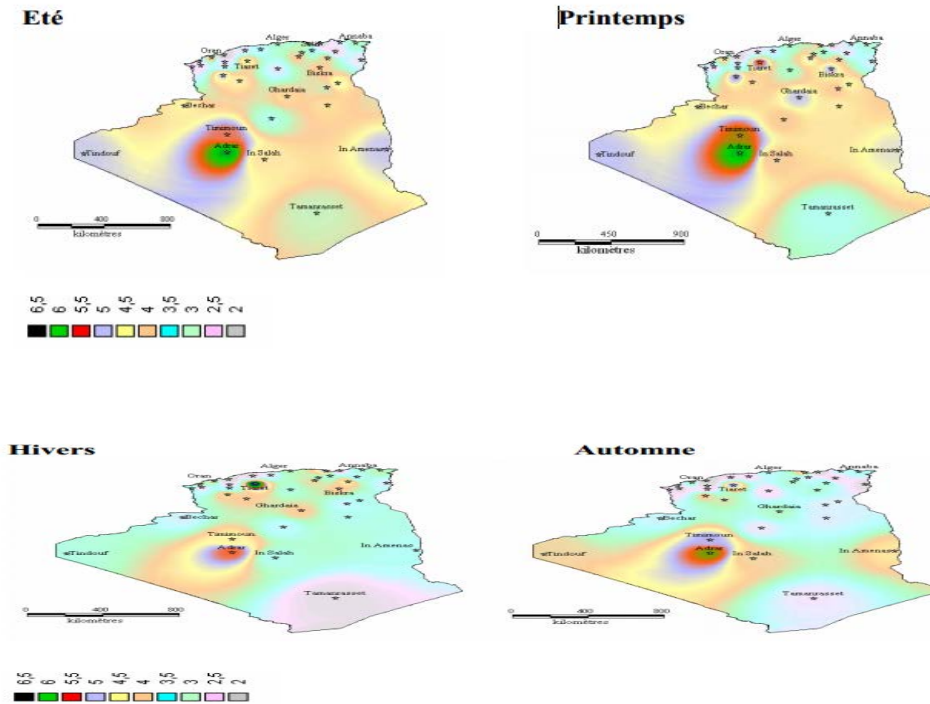


Figure I.3 : Atlas saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol. [10]

### I.5 Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, géographiquement diffusée par tout mais elle est aléatoire dans le temps et son comptage est complexe nécessitant des pales de grandes dimensions(60m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) à des zones de grandes turbulences . [4]

De plus c'est une énergie propre qui ne produit aucun rejet polluants ni déchet .[4]

L'énergie éolienne est parmi les nouveaux moyennes de productions d'électricité, telle que l'éolienne(aérogénérateur) est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique de vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par une génératrice.

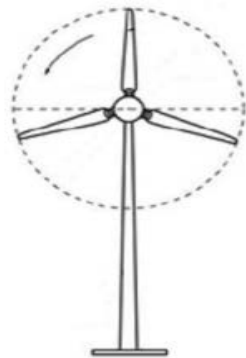
## I. 6 Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles :

### I.6.1 Les éoliennes à axe horizontal

Constituent le type d'éoliennes le plus rencontré. Elles sont caractérisées par un rotor de type hélice, montré sur un axe horizontal (c.-à-d. un arbre principal horizontal) la finalité du rotor est évidemment de convertir le mouvement linéaire du vent en énergie rotative susceptible d'entraîner une génératrice. Ces machines sont fondamentalement des turbines axiales, le courant d'air étant parallèle à l'axe de rotation des aubes de la roue. Ces éoliennes fonctionnent en machines à réaction : l'air comprimé par ralentissement en amont de la roue s'y détend en produisant le travail moteur et retrouve la pression atmosphérique en aval de l'installation. [11]

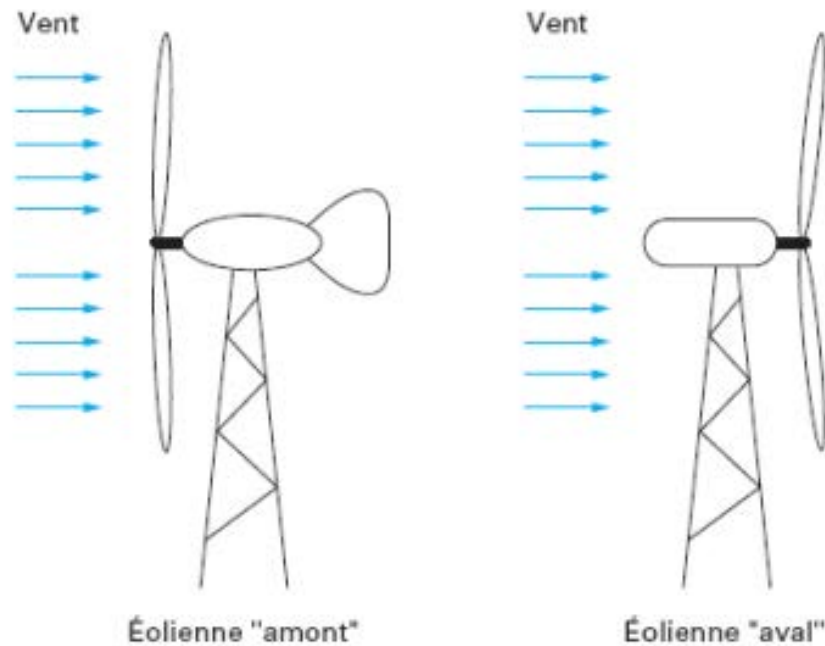
Elles comportent des hélices à deux ou trois pales (éolienne à rotation rapide « aérogénérateur »), ou des hélices multipales (éolienne à rotation lent) pour le pompage de l'eau. [1]



**Figure I.4** : Eolienne à axe horizontal [1]

Il y'a deux types d'aérogénérateurs à axe horizontal parallèle à la direction du vent : [1]

- L'aérogénérateur dont l'hélice est en amont de machine par rapport au vent « hélice au vent »
- dont l'hélice est en aval de la machine par rapport au vent « hélice sous le vent ».



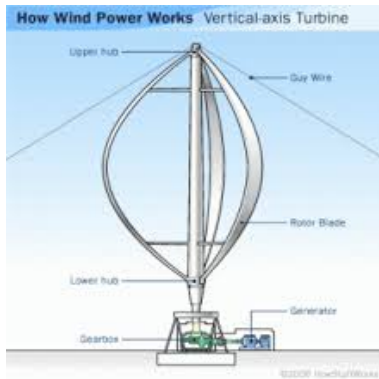
**Figure I.5** : Configuration à axe horizontal [1]

## I.6.2 Les éoliennes à axe vertical

L'éolienne à axe vertical sont les premières structures développées pour produire de l'électricité, l'axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent [1]

Parmi ces avantages principales, les organes de commande et le générateur peuvent être placé à terre, l'orientation de rotor dans la direction du vent ne nécessite pas de mécanisme d'orientation. [11]

Comme inconvénients, les vents étant assez faibles à proximité de la surface du sol, la partie inférieure du rotor est soumise à des vents très faibles (diminution de l'efficacité globale); les travaux de réparation sont plus pénibles par exemple pour remplacer le palier principal du rotor, il faut enlever tout le rotor. [11]



**Figure I.6** : éolienne à axe vertical .[11]

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

- L'éolienne Savonius, à trainée comme les machines à aubes, se compose principalement de deux demi-cylindre dont les axes sont décalé l'un par rapport à l'autre, elle est facile à fabriquer et de démarrer avec des vitesses de vent faibles, (2m/s) [12]
- L'éolienne Darrieus, à axe vertical, se présente souvent sous la forme d'un fuseau vertical à 2 ou 3 pales leur géométrie ne leur permet pas de démarrer seules. [13]  
Ce type d'éolienne peut offrir les puissances les plus fortes mais il n'a pas connu le développement technologique qu'il méritait à cause de la fragilité du mécanisme encore mal maîtrisée. [1]

**Figure I.7** : éolienne de type Darrieus et Savonius [1]

## **I.7 Principaux composants de l'éolienne**

Une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux : d'un mât, du rotor et d'une nacelle.

### **I.7.1 Mat**

Un tube d'acier ou possible un treillis métallique [4]. Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor + nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble rotor + nacelle de manière à s'adapter au mieux à différents sites d'implantation. [14]

### **I.7.2 Rotor**

C'est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Le rotor est un ensemble constitué des pales (d'un nombre variable) et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variable, freinage du rotor. [14]

Les rotors à vitesse fixe qui sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif intermédiaire d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût [4]

Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié, voir supprimé. Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique).[4]

### I.7.3 Nacelle

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine [14].

Elle rassemble les différents composants mécaniques permettant de coupler le rotor éolienne au générateur électrique : arbre, le multiplicateur de vitesse, système de régulation électrique, générateur le frein, système d'orientation. [4]

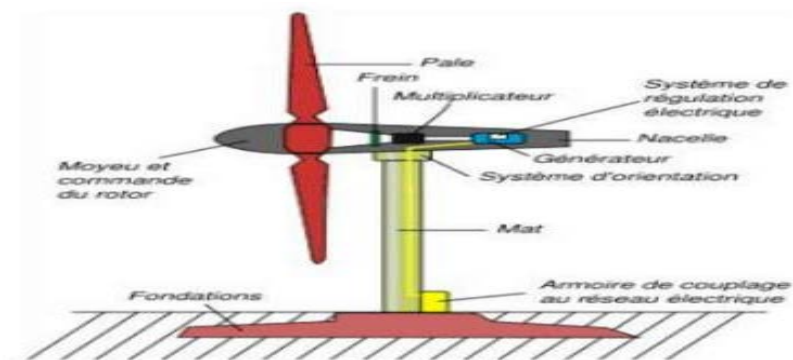


Figure I.8 : Composants d'une éolienne [4]

### I.8 Eléments constitutifs d'un aérogénérateur horizontal [1]

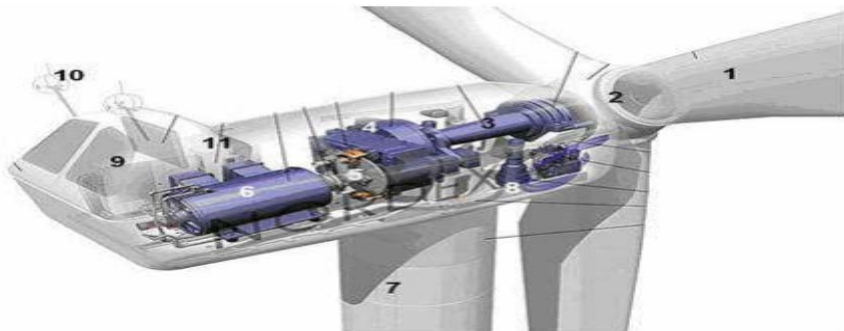


Figure I.9 : les composantes de l'aérogénérateur [1]

1. **Les pales** : les capteurs de l'énergie cinétique qui transmettent l'énergie au rotor
2. **Le moyeu** : permet d'orienter les pales pour réguler la vitesse de rotation.
3. **L'arbre primaire (ou arbre lent)** : lie le moyeu du rotor au multiplicateur. [15]
4. **Le multiplicateur** : permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse. C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire

**5. L'arbre secondaire :** amène l'énergie mécanique à la génératrice. Il est équipé d'un frein à disque mécanique qui limite la vitesse de l'arbre en cas de vents violents.

**6. Le générateur électrique :** assure la production électrique. Sa puissance peut atteindre jusqu'à une puissance de 5 MW. Il peut produire le courant continu « une dynamo » ; ou courant alternatif « un alternateur ».

**7. Le mât :** c'est un tube en acier, pilier de toute l'infrastructure. Plus que sa hauteur augmente, plus la vitesse du vent augmente mais en même temps le coût de la structure augmente. En général, le mat a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales.

**8. Le système d'orientation de la nacelle :** c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein.

**9. Le système de refroidissement :** il est à air, à eau ou à huile et destiné au multiplicateur et à la génératrice.

**10. Les outils de mesure du vent :** anémomètres pour la vitesse et girouette pour la direction.

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

**12. Transformateur** se trouve au pied du mat.

## **I.9 Principe de fonctionnement de l'aérogénérateur**

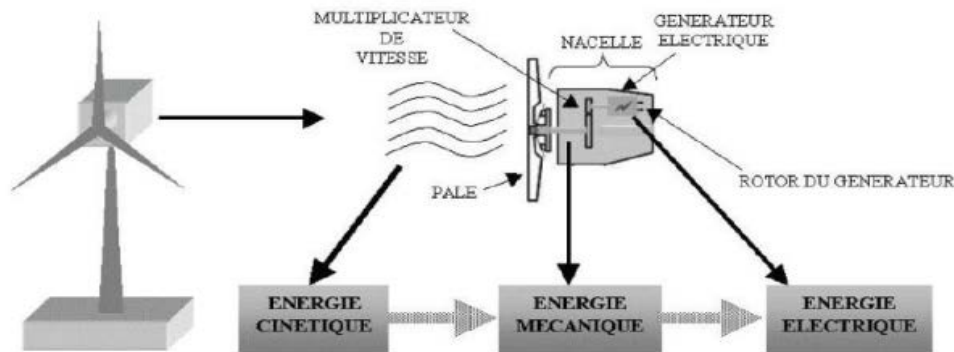
L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor ; [4] ; grâce à la forme des pales ,la force du vent est convertie en mouvement rotatif au niveau de la turbine. Cette énergie mécanique est ensuite transformée en électricité par la génératrice. [16]

Si la turbine et la génératrice ont des vitesses du même ordre de grandeur alors le couplage mécanique soit direct mais dans le cas contraire soit réalisé par l'intermédiaire d'un multiplicateur. [4]

Enfin, l'énergie électrique produite peut être stockée dans des accumulateurs ou distribuée par le biais d'un réseau électrique ; alimenter des charges isolées. [4]

On conclut, les éoliennes convertissent l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

- ✓ Le rotor extrait une énergie cinétique du vent au niveau de la turbine et le convertit en énergie mécanique en utilisant des profils aérodynamique. .
- ✓ Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.[10]. (Figure I.10) [2].



**Figure I.10** : Conversion de l'énergie cinétique du vent [2]

## I.10 Production de l'énergie électrique [7]

### I.10.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone

Le générateur à induction est largement utilisé dans les turbines éoliennes de moyenne et grande puissance en raison de sa robustesse, sa simplicité mécanique et son coût réduit. Son inconvénient majeur est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator [7]

Il y a 3 types de machine asynchrone :

- **Machine asynchrone à cage d'écureuil**

La génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne.

- **Machine Asynchrone à Double Stator [7]**

Cette configuration d'éolienne, permet un point de fonctionnement à deux vitesses. On réalise un double bobinage au stator qui induit un nombre de paires de pôles



variable et donc des plages de vitesses différentes. On peut imposer 2 vitesses de synchronisme par changement du nombre de pôles. D'une part, on a un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent.

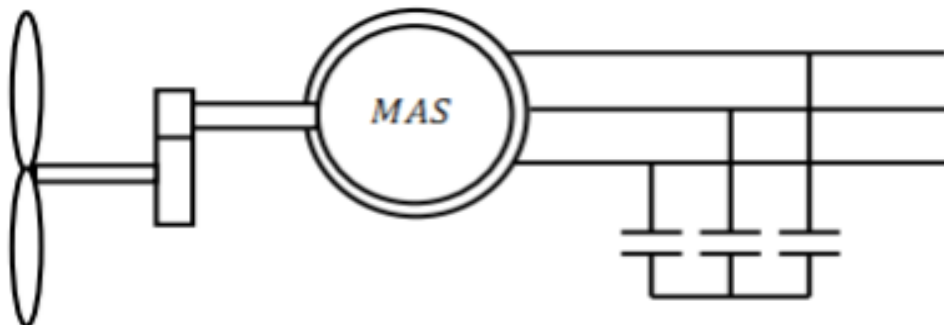
## **Machine Asynchrone à Double Alimentation type**

### **1. Rotor bobiné**

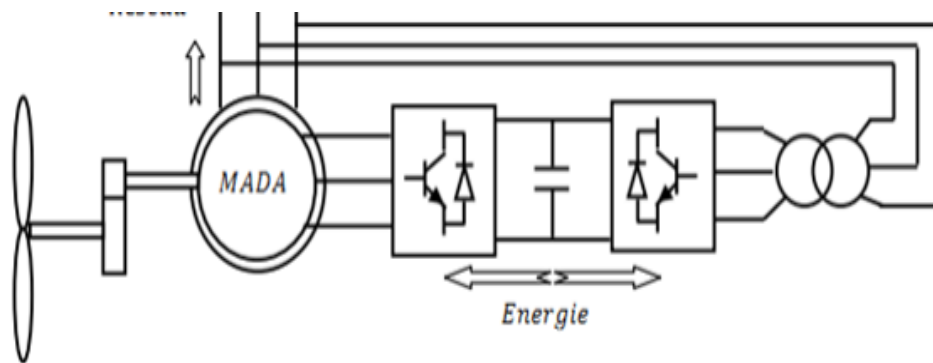
Ce type d'aérogénérateur s'est développé récemment car la double alimentation de machine asynchrone permet une meilleure exploitation du potentiel de l'éolienne. Le stator est directement relié au réseau tandis que les grandeurs rotoriques sont commandées par un convertisseur statique.

### **2. Brushless**

Cette machine est constituée de deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et est destiné au transfert de puissance. Le second bobinage, dont la section des conducteurs est moins élevée, permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau.



**Figure I.11** : Aérogénérateur à génératrice asynchrone à cage



**Figure I.12:** Système éolien utilisant la MADA

## I.10. 2 Systèmes utilisant la machine synchrone [7]

L'avantage du générateur synchrone sur le générateur asynchrone est l'absence de courant réactif de magnétisation. Le champ magnétique du générateur synchrone peut être obtenu par des aimants ou par un bobinage d'excitation conventionnel. Si le générateur possède un nombre suffisant de pôles, il peut être utilisé pour les applications d'entraînement direct qui ne nécessitent pas de boîte de vitesses. Le générateur synchrone est toute fois mieux adapté à la connexion indirecte au réseau de puissance à travers un convertisseur statique, lequel permet un fonctionnement à vitesse variable. Il y a deux types :

### Générateur Synchrone à Rotor Bobiné

Directement connectée au réseau ; Le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique ; sa vitesse de rotation doit être rigoureusement proportionnelle à la fréquence du réseau.

### Générateur Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)

Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes. (On doit le détailler dans le chapitre qui suit)

## I.11 Différentes technologies d'éoliennes

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes :

### **I.11.1 Fonctionnement à vitesse fixe**

Les éoliennes à vitesse fixe sont simple, fiables et Utiliser des pièces électriques moins cher. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Sa vitesse  $\Omega_{mec}$  est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. Le couple mécanique entraînant tend à accélérer à la génératrice. Le couple mécanique entraînant tend à accélérer à la génératrice qui fonctionne alors en hyper synchrone et généré de la puissance électrique sur le réseau. [4]

#### **Avantage**

- Simplicité d'implantation [4].
- Plus grande fiabilité [4].
- Pas besoin de système de commande [4].
- Moins cher [4].

#### **Inconvénient**

Le maximum théorique de puissance n'est pas atteint [4]

### **I.11.2 Fonctionnement à vitesse variable**

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Dans ce fonctionnement la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. [18]

Elles utilisent une machine asynchrone avec rotor bobiné connecté au réseau avec deux convertisseurs à interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture et permettant un transfert de puissance bidirectionnel .[4]

#### **Avantage**

- Une meilleure exploitation de l'énergie du vent.
- Une réduction des oscillations du couple et des efforts mécaniques.

### **Inconvénients**

- Coût élevé.
- Commande de puissance plus « complexe » [4]
- Perte énergétique lors du processus de conversion.

## **I.12 Enjeux de l'éolienne**

Utilisée depuis l'antiquité pour l'utilisation des moulins à vent, cette énergie avait été délaissée pour les énergies telles que le nucléaire. C'est depuis une trentaine d'années qu'elle a refait surface sous forme d'éolienne et son développement est considérable. La prise de conscience collective des méfaits des énergies fossiles ou nucléaires a permis aux énergies renouvelables de présenter ses avantages :

### **I.12.1 Sur le plan environnemental**

Les énergies renouvelables sont des énergies propres, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et elles ne produisent aucun déchet radioactif. Le recours aux énergies renouvelables permet de conserver certaines ressources naturelles telles que le pétrole qui sert notamment à la fabrication de certains médicaments [4]

### **I.12.2 Sur le plan économique**

Les différents accidents (de cause naturelle ou humaine) comme ceux survenus à Tchernobyl ou plus récemment à Fukushima se traduisent par des coûts importants et des problèmes écologiques souvent dramatiques pour les populations locales. Les déchets radioactifs créés par le nucléaire sont dangereux et le coût pour les contenir est très élevé. De plus, différentes études montrent que les énergies renouvelables sont plus économiques à long terme. [4]

## **I.13 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne**

Le développement d'outils informatiques, est aptes à traiter chacune des étapes nécessaires à l'aboutissement d'un projet de grande envergure et à permettre d'exploiter au mieux les possibilités d'un gisement de vent, permet d'envisager sereinement une part de plus en plus conséquente de ce type d'énergie dans la production mondiale d'électricité.[4]

### **I.13.1 Avantages**

- C'est respectueux de l'environnement (car aucun des combustibles fossiles sont brûlés pour produire de l'électricité de l'énergie éolienne) ;
- Rapidité d'installation ;
- Puissance beaucoup plus élevée que le solaire ;
- Bon complément à d'autres sources (diesel, solaire)

### **I.13.2 Inconvénients**

- Effets sonores ;
- Risques causés par vents forts ;
- Surveillance technique.

## **I.14 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons récapitulé une vue générale sur l'énergie éolienne, et ses composants.

Le fonctionnement de l'éolienne est assez simple. En produisant suffisamment d'énergie avec le vent comme source d'alimentation l'éolienne fait de nombreux progrès.

L'énergie éolienne est propre, non polluante et simple semble être l'énergie idéale d'avenir .

## **Chapitre II**

### **Description du système de pompage**

## II.1 Introduction

Les ressources en eau ont toujours été recherchées puis mobilisées pour divers usages concourant au développement socio-économique des populations. Les points d'utilisation sont généralement distants des ressources en eau. Aussi il faut transporter les demandes en eau de leur site naturel aux points d'utilisation.

Dans un premier temps l'homme utilisera simplement l'énergie développée par ses muscles pour transporter l'eau à l'aide de récipient naturel ou artificiel. Plus les volumes et les distances étaient grands, plus l'énergie n'était importante.

A la grande époque de la culture gréco-romaine de nombreux principes de physique et d'hydraulique furent découverts, mais jamais développés : les besoins économiques de l'époque ne nécessitaient pas une mécanisation de l'outil de production. L'énergie nécessaire à la production était fournie par une main d'œuvre presque gratuite, les esclaves.

Il faudra attendre la fin du XVIII<sup>ème</sup> siècle pour que les premières pompes soient réellement construites et utilisées de façon rationnelle.

L'apparition de la machine à vapeur (Denis Papin) améliorée par James Watt

Permit la mécanisation des secteurs industriels. Les infiltrations d'eau noyant de façon continue les galeries souterraines des mines de charbon, on utilisa alors de façon régulière des pompes pour évacuer cette eau. Il s'agissait en fait de pompes à piston, machine de Watt, dont l'énergie provenait de la vapeur produite par de l'eau chauffée par un foyer.

L'énergie électrique permit le développement des pompes à principe rotatif, turbine et centrifuge pour alimenter les alternateurs des centrales dont les plus gros modèles furent réalisés par les Suédois.

Les pompes répondent toutes au même besoin, déplacer un liquide d'un point à un autre. Pour déplacer ce liquide il faut lui communiquer de l'énergie. Les pompes vont apporter cette énergie, le moteur qui alimente les pompes transforme l'énergie thermique ou électrique en énergie mécanique pour permettre le mouvement des organes des pompes ; cette énergie est transmise au fluide. [25]

Alors dans ce chapitre on va faire une description générale sur les éléments nécessaire pour fournir l'énergie électrique qui doit fonctionner la pompe, cette énergie électrique est d'une base renouvelable « éolienne ».

## II.2 Éolienne de pompage

### II.2.1 Éoliennes de pompage mécaniques

L'éolienne de pompage mécanique traditionnelle utilise un système bielle manivelle monté sur l'arbre du rotor. Elle possède normalement plusieurs pales montées sur un rotor qui tourne relativement lentement [2].

Le système bielle manivelle transforme le mouvement rotatif de la bielle en un mouvement rectiligne alternatif qui commande la pompe à piston installée dans un puits ou un étang, à la base de l'éolienne.

Le mouvement alternatif du piston de la pompe assure le pompage de l'eau. Les éoliennes de pompage mécaniques ont leurs avantages et leurs inconvénients. Elles sont généralement fiables, d'un entretien facile et d'un coût abordable. La contrainte principale réside dans le fait qu'elles doivent être installées directement au-dessus du puits ou de l'étang, ceci même si l'eau doit être utilisée à une certaine distance de ce puits.

### II.2.2 Éoliennes de pompage électrique

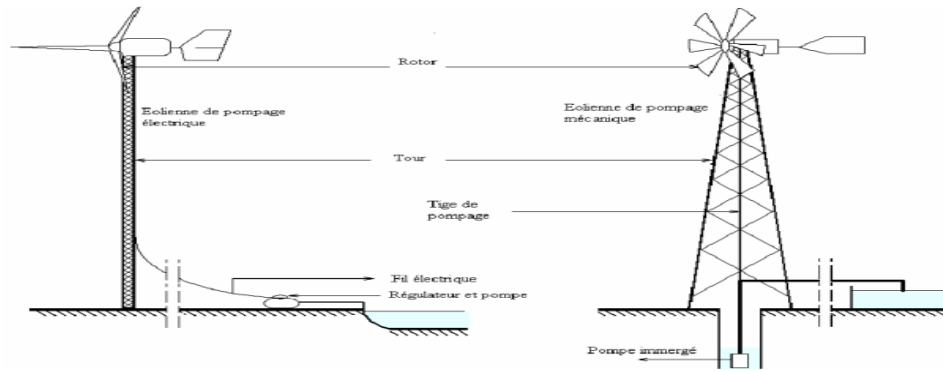
Contrairement au système mécanique, le système éolien électrique n'est pas obligé de se trouver près de la source d'approvisionnement en eau [2]. Le système éolien électrique commande une pompe électrique, (après conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique) qui aspire l'eau de la source (un puits ou un étang) et la refoule à l'endroit de son utilisation (un abreuvoir à bétail, un étang ou un système d'irrigation).

La quantité d'énergie consommée par la pompe électrique peut être adaptée à la puissance de sortie de l'éolienne, de manière à ce que l'énergie éolienne soit utilisée efficacement.

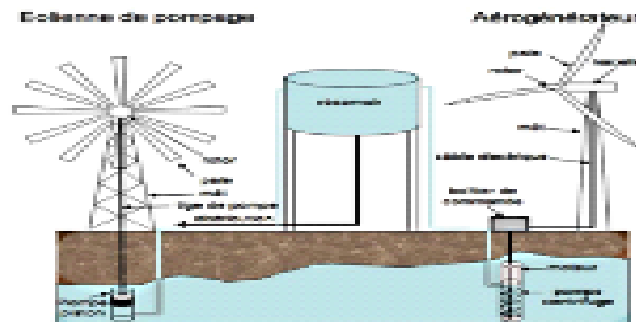
Les éoliennes de pompage électriques ne comprennent pas de batteries. L'eau est stockée dans un réservoir qui sert de réserve d'énergie.

En **Figures II.1** est donné les schémas des systèmes de pompage mécanique et électrique pour le pompage de l'eau.





**Figure II.1** : Représentation schématique des systèmes éoliens mécanique et électrique pour le pompage de l'eau [21]



**Figure II.2** : Représentation schématique des systèmes éoliens mécanique et électrique pour le pompage de l'eau [21]

On peut conclure que le pompage éolien électrique est nettement plus performant que le pompage éolien mécanique, pour le cas des puits profonds et des grands débits l'alternatif pompage éolien électrique reste l'unique solution.

### II.3 Générateur synchrone à aimant permanent (GSAP)

Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur [7].

Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bague et balais (**Fig. II.3**).

Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple). La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace [7].

Les inconvénients majeurs de l'utilisation de la GSAP sont :

- le coût des aimants utilisés. Toutefois certains d'entre eux sont réalisés à l'aide de terres rares et sont par conséquent très coûteux, bien que leur utilisation de plus en plus fréquente tende à faire baisser leur prix.
- De plus, les variations importantes de couples électromagnétiques qui peuvent avoir lieu dans un système éolien risquent d'entraîner une démagnétisation des aimants lorsqu'ils sont constitués de matériaux classiques. Ceci contribue largement à la diminution de leur durée de vie [07].

Dans notre configuration la GSAP est connectée à un redresseur triphasé, la liaison à la charge est assurée par un onduleur MLI qui assure la régulation de la tension du bus continu aussi bien qu'il contrôle le facteur de puissance.

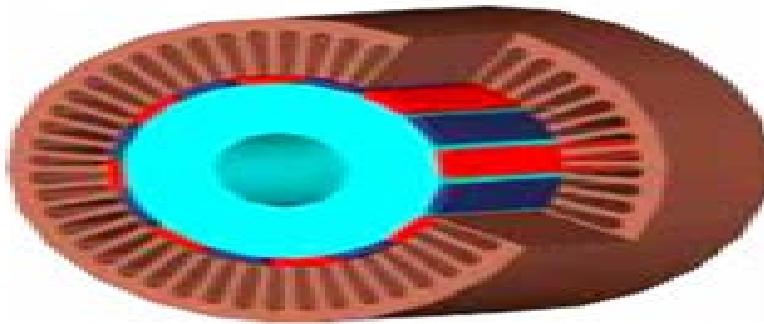
L'inconvénient de cette configuration est l'utilisation du redresseur, ce qui augmente l'amplitude du courant et la déformation de la tension. En conséquence, cette configuration a été considérée pour les petites puissances.

## **II.3.1 Différentes types de machines à aimants**

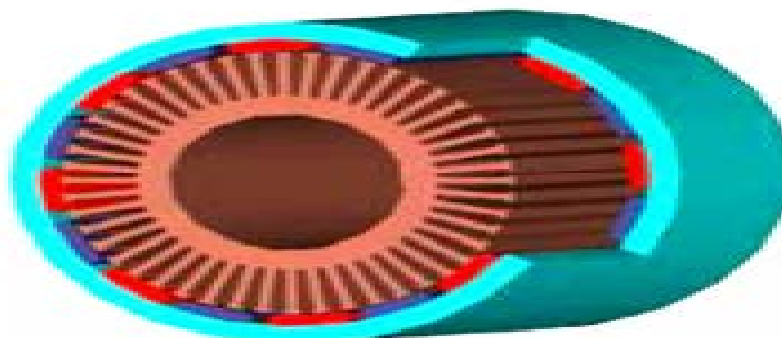
### **II.3.1.1 Machines à flux radial**

Historiquement, la machine synchrone à flux radial est la première machine à aimants permanents apparue dans l'industrie. Grâce aux progrès de l'électronique de puissance et de la performance des aimants permanents, elle commence à supplanter la machine asynchrone. La première machine synchrone à flux radial à avoir été développée est une machine dont le bobinage est reparti et les aimants placés en surface (**Fig.II.3**).

Dans la littérature, il est possible de la retrouver pour équiper un turbo compresseur (50 kW, 70000 tr/min, 8 pôles) ou pour des applications dans le domaine de l'automobile (40 kW, 6000 tr/min, 4 pôles) (6 kW, 6000 tr/min, 12 pôles). Ces études ont permis de mettre en avant l'augmentation significative du rendement et de la puissance massique par rapport aux machines asynchrones. A l'heure actuelle, cette structure à aimants et simple entrefer sert fréquemment de moteur de référence dans l'optique d'une comparaison avec des moteurs innovants. L'inconvénient majeur de cette machine est l'emplacement des aimants. En effet, en le mettant en surface, les applications à haute vitesse sont difficiles [7].



**Figure II. 3:** Machine synchrone à aimants avec rotor intérieur[7]



**Figure II.4 :** Machine synchrone à aimants avec rotor extérieur [1]

C'est pourquoi, pour diminuer le risque de décollement des aimants, le rotor de la machine Peut-être place à l'extérieur du stator (**Fig. II.4**). Ainsi, les aimants en surface sont plaques sur le rotor grâce à l'effet de la force centrifuge.

Dans certains cas, le rotor à l'extérieur permet d'incorporer le système électrique dans le système mécanique. Il permet également de fixer des pales directement sur le rotor pour des applications à la ventilation. L'application éolienne (20 kW, 210 tr/min, 36 pôles) et ascenseur en sont également de bons exemples. Néanmoins, l'encombrement de ces machines augmente et les problèmes mécaniques sont plus nombreux.

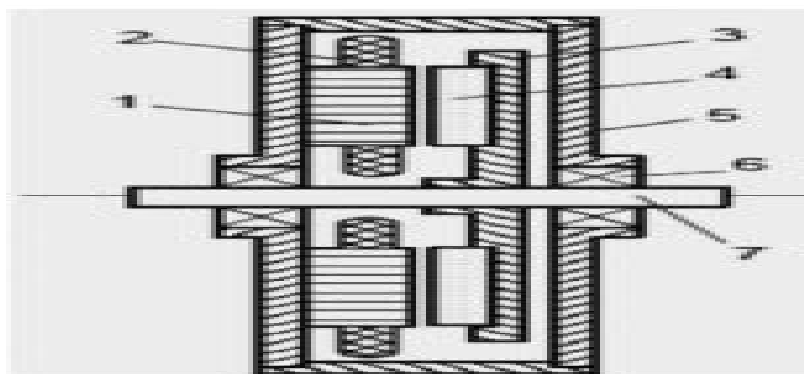
### II.3.1.2 Machines à flux axial

#### II.3.1.2.1 Machines à flux axial à 1 stator et 1 rotor

La première machine à flux axial apparue est une structure comprenant un rotor et un stator.

Le fonctionnement de ce type de machine est basique car il ne fait intervenir qu'un stator et un rotor. Le flux créé par un bobinage reparti classique présent au stator va interagir avec le flux créé par les aimants permanents collés en surface du rotor pour créer une énergie électromagnétique et donc un couple électromagnétique (**Fig.II.5**). Malgré sa simplicité de conception, cette machine accuse de forts problèmes d'attraction entre stator et rotor imposant des ajouts mécaniques lourds et coûteux [7]

- 1- Stator
- 2- Bobinage
- 3- Rotor
- 4- Aimants
- 5- Bâti
- 6- Roulements
- 7- Axe de rotation

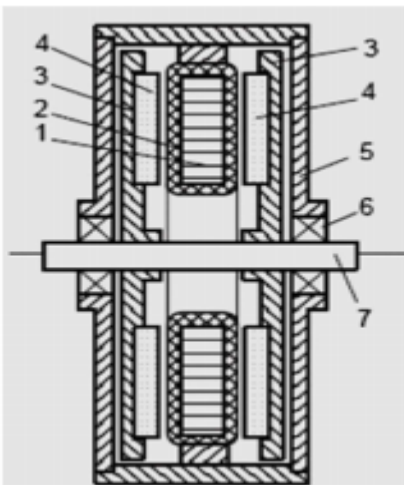


**Fig. II.5** : Descriptif de la machine à flux axial 1 stator / 1 rotor.[7]

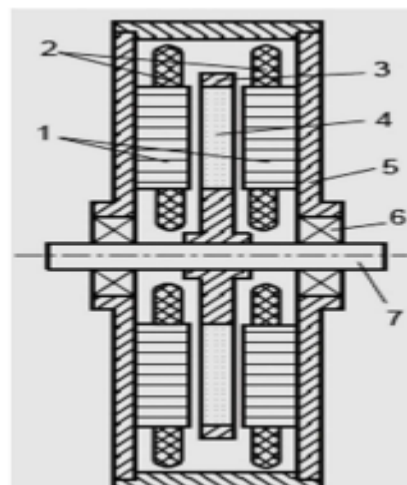
### II.3.1.2.2 Machines à flux axial à stator interne ou externe

Pour remédier à ce problème d'attraction axiale, les concepteurs se sont penchés sur des machines équipées de 2 entrefers communément appelées à stator interne ou stator externe (**Fig. II.6 et Fig.II.7** ). Contrairement aux machines à flux radial, la machine à flux axial est bien adaptée à ce genre de concept. La présence de 2 rotors ou de 2 stators permet de rééquilibrer les forces d'attractions entre les pièces actives de la machine et ainsi diminuer le risque d'attraction entre le stator et le rotor. Ces machines obtiennent de bons résultats en termes de couple et de puissance [7].

- 1- Stator
- 2- Bobinage
- 3- Rotor
- 4- Aimants
- 5- Bâti
- 6- Roulements
- 7- Axe de rotation



**Figure II.6 :** Descriptive de la machine à flux axial stator interne [7]



**Figure II.7 :** Descriptif de la machine à flux Axial stator externe [7]

### II.3.1.2.3 Machines à flux axial à stator multiples ou multi disques

L'adaptabilité est le principal avantage des machines à flux axial multi disques. En effet, pour augmenter la puissance ou le couple d'une machine il suffit d'ajouter sur le même axe de rotation un nouveau stator et rotor. Ces machines s'appellent des machines multi niveaux (Fig.II.8 et Fig.II.9). Le principe global de fonctionnement reste identique aux machines discoïdes à simple ou double entrefers. La plupart du temps les machines à flux axial multi disques sont à stator interne. Il est donc possible de réduire au minimum la culasse du stator (voire la supprimer). Les principaux inconvénients sont la difficulté pour bien aligner sur le même axe les différents étages de la machine et la nécessité d'ajouter des renforts mécaniques contre l'attraction magnétique stator / rotor. Le bruit en est une conséquence majeure. Pour certaines applications où la puissance demandée est très importante, la machine multi disques est appropriée. Dans la littérature scientifique, ces machines sont donc étudiées pour des applications à grandes puissances telles que l'éolien ou pour la traction ferroviaire (571 kW, 680 tr/min, 16 pôles) [7].

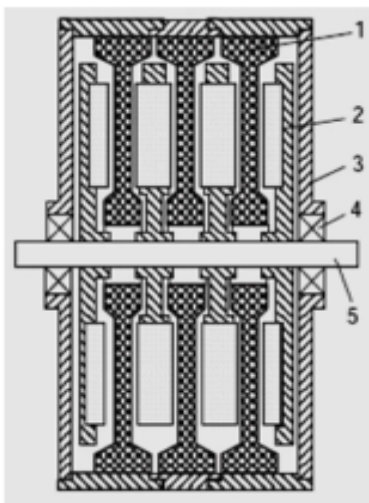
1 - bobinage

2 - rotor

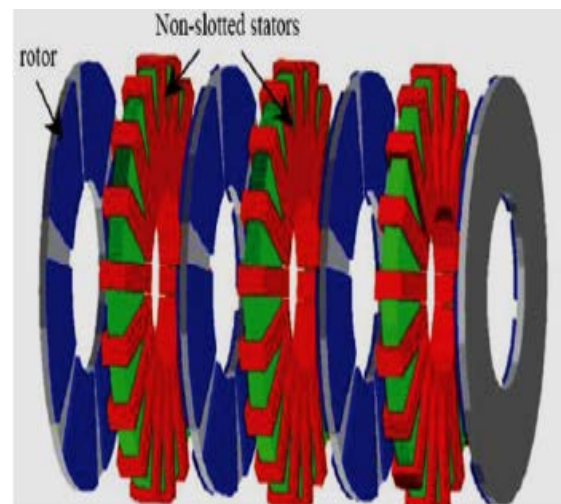
3 - bâti

4 - enroulement

5 - axe de Rotation



**Fig.II.8 : Descriptif de la machine à flux axial multi Niveaux [7]**



**Fig.II.9 : Machine à flux axial multi Niveaux [7]**

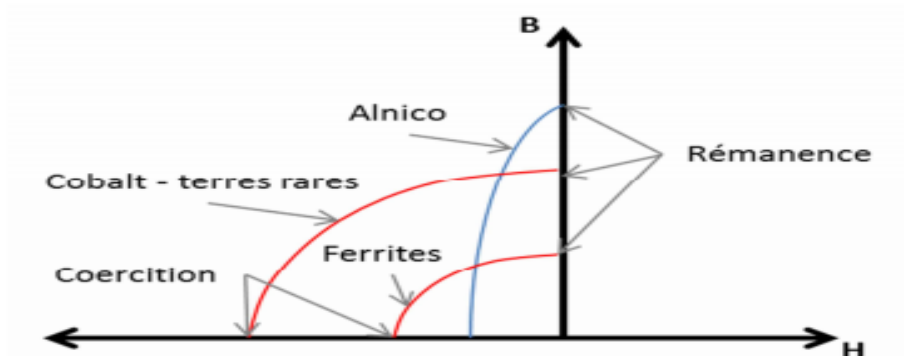
### II.3.2 Matériaux pour aimants

Selon les matériaux utilisés dans les aimants, on distingue deux types d'aimants permanents.

- Aimants « rigides » ou durs : bien adaptés aux aimants modernes à cause des caractéristiques linéaires.
- Aimants « peu rigides » : Leurs caractéristiques non linéaires et les représentations associées sont plus complexes que celles des aimants rigides.

On peut distinguer trois grandes catégories de matériaux utilisés pour la réalisation des aimants (**Fig.II.10**) [7] :

- Les alnicos: sont les alliages de fer, d'aluminium, de nickel, et de cobalt. Leur champ rémanent est élevé, mais leur excitation coercitive est faible. Sensibles aux champs antagonistes, leur part de marché est assez réduite et leur coût est moyen [7].
- Les ferrites : sont des composés d'oxyde de ferrique et d'oxyde de strontium ou de baryum. Leur champ rémanent n'est pas très élevé, mais leur excitation coercitive est importante. Leur faible coût fait que les ferrites occupent aujourd'hui la majorité du marché des aimants [7].
- Les composés de cobalt et de terres rares comme le samarium. Ces matériaux ont d'excellentes performances techniques. Leur champ rémanent et leur excitation Coercitive sont élevés, leur inconvénient reste le coût important [7].



**figureII.10** : Caractéristiques magnétiques de quelques matériaux [7]

## II.4. Les convertisseurs

### II.4.1 Historique des convertisseurs

C'est dans le domaine du redressement de forte puissance que se développent les premiers convertisseurs statiques destinés à remplacer les convertisseurs électromécaniques. Dans les années 1950, pour la traction électrique, on s'oriente vers la solution - transport en alternatif + motorisation en continu. Les convertisseurs statiques nécessaires sont réalisés à l'aide de redresseurs à vapeur de mercure (ignitrons) ayant la même fonctionnalité que les thyristors.

Les premières diodes de puissance au silicium apparaissent en 1956 et les thyristors en 1961. Dans les années 1970, thyristors et diodes sont utilisés dans des dispositifs auto-commutés comme les hacheurs et les onduleurs, les années qui suivent voient le développement de transistors bipolaires de puissance qui favorise le développement d'une électronique de conversion de faible et moyenne puissance.

Au début des années 1980, les dispositifs à transistors poussent les dispositifs à thyristors vers des puissances accrues : vers 1990, les GTO (Gate Turn-Off Thyristor) ne sont plus utilisés qu'en très fortes puissances ( $> 1$  MW) ou pour des tensions supérieures à 2kV. L'IGBT Le transistor bipolaire à grille isolée (Insulated Gate Bi polar Transistor) apparaît en 1985, d'abord dans le domaine des moyennes puissances (quelques dizaines de kilowatts), il supprime les transistors Darlington. Il devient dans les 10 ans qui suivent un composant utilisable en forte puissance.

L'avènement du thyristor IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) vers 1997 dans le domaine des tensions supérieures à 6 kV risque d'entraîner à moyen terme la disparition du Thyristor GTO.

Dans le domaine des faibles puissances, du fait de sa rapidité et de la simplicité de sa Commande, le transistor MOSFET (métal oxyde semi-conducteur) de puissance supprime le Transistor bipolaire. Grâce aux techniques d'intégration plus avancée et l'essor du marché du Portable (téléphone, ordinateur, lecteur CD, etc.) nécessitant une électronique de conversion Efficace et miniaturisée, il supprime même les diodes dans des applications comme le redressement (redresseur synchrone).

Les composants à base de carbure de silicium (SiC) apparaissent en 2002. Ceux à base De diamant sont encore à l'étude en 2004. Leurs fortes énergies d'ionisation permettent un



Blocage de tension plus élevée et/ou des fonctionnements à haute température. [23]

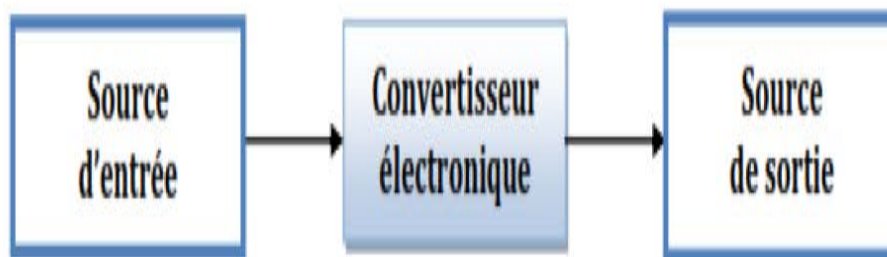
## II.4.2 Définition

L'électronique de puissance est une branche de l'électrotechnique. Elle aborde la problématique du transfert de puissance ainsi la conversion de la forme de l'énergie électrique entre deux sources (entrée et sortie) à travers des dispositifs appelés : les convertisseurs statiques dont la conversion n'occasionne aucun mouvement. Ces convertisseurs sont classés en fonction de la nature des grandeurs d'entrée et de sortie. On distingue :

- les redresseurs : conversion alternatif-continu ;
- les gradateurs : conversion alternatif-alternatif ;
- les hacheurs : conversion continu-continu ;
- les onduleurs : conversion continu-alternatif. [23]

## II.4.3 Principes générales des convertisseurs statiques

Un convertisseur statique permet de transférer une forte puissance d'un générateur (appelé «Source d'entrée ») à une charge (appelée « source de sortie ») il ne met en jeu que des Composants dont le fonctionnement idéal est non dissipatif comme les bobines, condensateurs, Interrupteurs électroniques etc.). Voir figure II.3.3



*Figure II.11* : Principes générales des convertisseurs statiques [23]

Au cours de ces années la taille, le poids et le coût des convertisseurs n'ont fait que diminuer, en grande partie grâce aux progrès faits dans le domaine des interrupteurs électroniques.

Cette filière est une électronique de commutation. En effet elle tire parti du fait qu'un

Interrupteur parfait fermé (résistance nulle, tension aux bornes nulle) ou ouvert (résistance infinie, courant traversant nul) ne dissipe aucune énergie, donc ne présente aucune perte.

Lorsqu'il est associé à des éléments de filtrage passifs et purement réactifs (c.-à-d. sans aucune résistance interne). Il permet théoriquement de modifier la tension et/ou le courant sans perte, donc de réaliser une conversion de tension ou de courant en conservant l'énergie. Ce but est atteint en découplant la tension et/ou le courant à très haute fréquence (par rapport à la fréquence d'entrée ou de sortie du convertisseur) et en lissant le résultat obtenu pour en extraire la valeur moyenne. En pratique on doit s'attendre à des pertes de l'ordre de 2 à 10% dues à l'imperfection des éléments physiques qui le constituent. Cela justifie l'essor de ce type d'électronique dans les systèmes à haute puissance puisque les pertes raisonnables permettent une évacuation de la chaleur générée sans recourir à des moyens extrêmes et coûteux. Mais au fil du temps l'électronique de puissance s'est imposée dans tous les domaines où les pertes doivent rester faibles pour limiter l'échauffement comme dans les ordinateurs, et où le rendement doit être élevé pour préserver la source d'énergie comme dans les systèmes alimentés par batteries (GSM, GPS, ordinateurs portables ...) [23]

#### II.4.4 Les différents types des Convertisseurs

Selon la nature des signaux d'entrée et de sortie dans les convertisseurs de puissance, on distingue 4 grandes familles : hacheurs, onduleurs, redresseurs et gradateurs. Voir figure ci-dessous

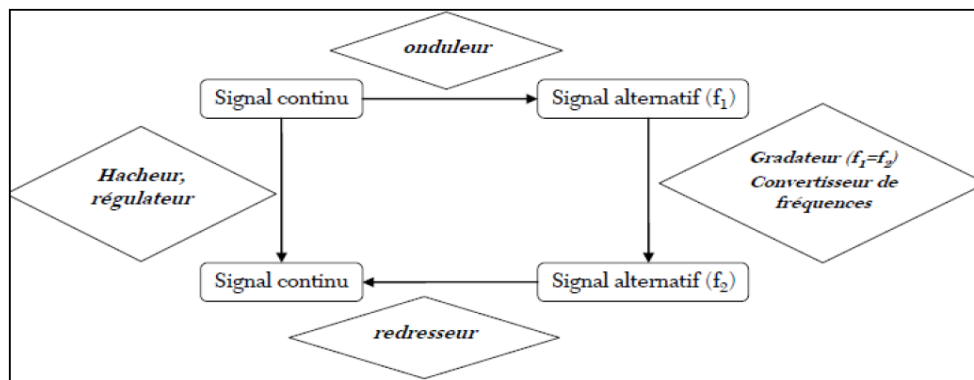


Figure II.12 : Types de convertisseurs [23]

##### ➤ Les redresseurs

Les redresseurs sont des convertisseurs alternatif-continu. Ils sont destinés à alimenter une charge qui nécessite de l'être par une tension ou un courant continu à partir d'une source alternative. [23]

Le redressement non commandé se réalise à l'aide de diodes telle que ces redresseurs sont utilisés lorsque la tension de sortie n'a pas besoin d'être ajustée.

Les redresseurs commandés dont la tension de sortie peut-être variable et ajustée par l'opérateur comportent des thyristors ou des ensembles de diodes et de thyristors. Ces redresseurs ne sont plus utilisés qu'en forte puissance et lorsqu'il est nécessaire de faire varier les grandeurs électriques en sortie. [23]



**Figure II.13** : exemple d'un redresseur [23]

### ➤ *Les onduleurs*

Un onduleur est un convertisseur permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue.

Les onduleurs sont basés sur une structure en pont en H, constituée le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT, des transistors de puissance ou thyristors. Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée (une modulation de largeur

D'impulsion MLI), on module la source afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée.

Il existe deux types d'onduleurs L'onduleur autonome et L'onduleur non autonome :

L'onduleur autonome délivre une tension avec une fréquence ajustable par l'utilisateur.

L'onduleur non-autonome est un montage redresseur tout thyristors (pont de Graetz) qui, en Commutation naturelle assistée par le réseau auquel il est raccordé, permet un fonctionnement en onduleur (par exemple par récupération de l'énergie lors des périodes de freinage dans les en traînements à moteurs électriques DC). [23]

## II.5 Les moteurs

La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur. Les deux types de moteurs disponibles sont les moteurs à courant continu et les moteurs asynchrones .

Généralement, trois types de moteurs sont utilisés dans les systèmes de pompage d'eau :

- Les moteurs à courant continu.
- Les moteurs à courant alternatif (asynchrones).
- Les moteurs à courant continu, sans balais, à commutation électronique (Brushless Permanent magnet DC Motors).

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants :

- Bon rendement.
- Souplesse de fonctionnement.
- Robustesse du matériel afin de limiter au maximum l'entretien et les risques de pannes.
- Fiabilité et autonomie de l'installation.
- Faible puissance au démarrage. [23]

Le Tableau II.1 présente les avantages et inconvénients de chacun de ces moteurs :

**Tableau II. 1 :** Les principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage.[23]

	Avantages	Inconvénients
<b>Moteur asynchrone</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponible dans le marché avec un coût bas.</li> <li>- Son entretien est nul du fait de l'absence complète de pièces en frottement.</li> <li>- Son utilisation augmente l'autonomie et la fiabilité de l'installation.</li> <li>- Disponible pour une large plage de charge.</li> <li>- Le rapport puissance / poids est élevé.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité d'utiliser un onduleur avec des spécifications photovoltaïque (coût supplémentaire)</li> <li>- Chute de rendement aux faibles puissances.</li> <li>- Appel de courant au démarrage qui peut atteindre cinq fois l'intensité normale.</li> </ul>
<b>Moteurs à courant continu avec balais</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Simplicité et facilité de régulation (variation de vitesse, couple,...)</li> <li>- Couplage direct avec le générateur (sans onduleur).</li> <li>-Rendement élevé pour les faibles charges.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Présence de balais et collecteur qu'il faut vérifier périodiquement.</li> <li>- Plus lourd et plus coûteux.</li> </ul>
<b>Moteurs à courant continu sans balais (brushless DC)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rendement élevé pour un large gamme de vitesse.</li> <li>- Couplage directe avec le générateur photovoltaïque.</li> <li>-Moins de maintenance avec une bonne fiabilité.</li> <li>- Un rapport couple / poids élevé, d'où un volume modéré.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessite un système de commutation (coût supplémentaire).</li> </ul>

### II.5.1 Structure du moteur asynchrone

On classe les différentes pièces rencontrées dans toute machine tournante selon les trois

Grandes fonctions réalisées : électrique, magnétique et mécanique

#### II.5.1.1. Le stator

Partie fixe constitué par la carcasse du moteur sur laquelle sont montés trois enroulements (Bobines) parcourus par des courants triphasés et possède p paires de pôles. Les enroulements sont décalés de 120° ente eux.

Les courants alternatifs dans le stator créent un champ magnétique tournant à la vitesse de synchronisme (la vitesse angulaire du champ magnétique tournant, elle

S'exprime en  $\text{rad s}^{-1}$ , elle est reliée à la pulsation du courant triphasé et au nombre de paires de pôles du moteur  $n_s = f/p$

### II.5.1.2. Le rotor

Partie tournante solidaire de l'axe du moteur, n'est reliée à aucune alimentation. Il en Existe deux types :

- **Rotor en cage d'écureuil** : constitué des barres métalliques (alliages aluminium pour L'alléger) parallèles sont reliées par deux couronnes de faible résistance. Ce rotor facile à Construire présente un faible coût.

- **Rotor bobiné** : les barres métalliques forment un enroulement triphasé. Les extrémités de ces enroulements sont soudées à trois bagues.

Des balais frottant sur ces bagues permettent d'accéder au rotor. Le rotor tourne à la vitesse de Rotation  $n_R < n_s$ .

Ces conducteurs sont parcourus par des courants induits : courant de Foucault.

### II.5.1.3 Entrefer

L'entrefer est l'espace entre le stator et le rotor. La relation entre la pulsation et la fréquence du courant :  $\Omega = 2\pi f$

## II. 6 Les pompes

### II.6.1 Définition des pompes

Une pompe est une machine hydraulique qui aspire et refoule un liquide (l'eau, l'huile, l'essence, les liquides alimentaires etc....) d'un point à un endroit voulu.

Elles effectuent Cette opération de manière extrêmement efficace et préservent l'environnement.

La pompe est destinée à élever la charge du liquide pompe ou dit augmenter la pression du fluide.

La charge ou l'énergie est la somme de trois catégories d'énergies :

- Energie cinétique
- Energie potentielle
- Energie de pression

L'augmentation de la pression du liquide véhiculé par la pompe a eu lieu suite à la transformation de l'énergie mécanique fournie par un moteur entraînant cette pompe en une augmentation de l'énergie hydraulique qui est acquise par le liquide entre l'entrée et la sortie de la pompe. L'énergie requise pour faire fonctionner une

Pompe dépend :

- Des propriétés du fluide : la masse volumique  $\rho$  , la viscosité dynamique  $\mu$
- Des caractéristiques de l'écoulement : la pression P, la vitesse V, le débit

Volume Q, la hauteur H.

- Des caractéristiques de l'installation : la longueur des conduites L, le diamètre D et la rugosité absolue.[25]

## II.6.2 L'usage des pompes

Dans le bâtiment, les pompes jouent un rôle très important. Elles sont utilisées pour diverses fonctions. La plus connue de ces fonctions est la pompe de circulation de chauffage.

En outre, les pompes sont utilisées dans les domaines de la distribution d'eau et de relevage des eaux usées :

- Sur presseurs installés lorsque la pression de l'eau de ville est insuffisante pour alimenter Un bâtiment.
- Pompes de circulation d'eau chaude sanitaire qui permettent que l'eau chaude soit disponible À chaque robinet.
- Pompes de relevage des eaux usées qui sont nécessaires lorsque les eaux usées se trouvent À un niveau inférieur au niveau d'évacuation (égouts).
- Pompes de fontaines ou d'aquariums ;
- Pompes pour les applications de lutte contre les incendies ;
- Pompes pour eau froide et eau de refroidissement ;

- Systèmes d'utilisation de l'eau de pluie pour les chasses d'eau, pour les lave-linge, le nettoyage et l'irrigation ;
- Et bien d'autres applications encore

Il est important de se rappeler à cet égard que des produits différents présentent des viscosités différentes (notamment les eaux usées brutes ou des mélanges eau-glycol). Certaines normes et directives spécifiques à chaque pays doivent être respectées, ce qui peut nécessiter le choix de pompes et de technologies spéciales.[26]

### II.6.3 Classification des pompes

Il existe deux grands types de pompes :

- Les turbopompes, qui agissent sur l'énergie cinétique
- Les pompes volumétriques qui agissent sur l'énergie de pression.

Il existe une troisième catégorie de moins en moins utilisée : les pompes à Capacité qui agissent sur l'énergie d'altitude.

Dans cette thèse on a utilisé la pompe centrifuge de type turbopompe

#### II.6.3.1 les pompes centrifuges

Pour les turbopompes, on utilise essentiellement les pompes centrifuges qui sont aujourd'hui les pompes les plus utilisées. Elles peuvent être radiales, axiales ou mixtes.

Comme il existe aussi un certain nombre d'autres classifications des turbopompes selon les

Critères suivants :

- La disposition
  - De l'axe : horizontal, vertical, incliné
  - Du moteur : en surface, immergée
  - Sur les canalisations : pompes en ligne
- Le nombre et la disposition des rotors : monocellulaires, multicellulaire.
- La conception des roues : ouvertes, à canaux, à vortex (pour des liquides

Plus ou moins charges) ;

- Les possibilités d'amorçage plus ou moins automatique : pompes autoamorçantes



A canaux, à amorçage automatique par décantation, etc...

- L'utilisation : irrigation, eaux chargées, forages.
- Importance de la pression produite : basse pression, moyenne pression, haute pression.

D'un point de vue qualitatif, les pompes centrifuges sont utilisées pour des hauteurs D'élévation relativement importantes (plusieurs dizaines de mètres).

Les pompes hélices sont utilisées pour élever des débits importants (plusieurs Centaines de litres/s.) À des hauteurs faibles (quelques mètres).[25]



**Figure II.14** : Pompe centrifuge[25]

#### **II.6.3.1.1 Avantages et inconvénients de turbopompes (pompes centrifuge)**

Les pompes centrifuges sont les plus utilisées et elles couvrent 80% des pompes utilisées.

- **Avantage**

- Machine de construction simple et nécessitant peu d'entretien
- Prix d'achat modère, cout de maintenance faible
- Bon rendement (70% à 80%)
- Adaptées à toute sorte de liquide
- Vitesse de rotation allant de 750 à 3000tours/min, donc facilement entraine par un moteur électrique.
- leur débit est régulier et le fonctionnement silencieux

En cas de colmatage partiel ou d'obstruction de la conduite de refoulement, la pompe

Centrifuge ne subit aucun dommage et l'installation ne risque pas d'éclater. La pompe se comporte alors comme un agitateur...

- **Inconvénients**

- Impossible de pomper des liquides trop visqueux (les roues tournent sans Entraînes le fluide)
- Production d'une pression différentielle faible (0,5 à 10bars)
- La pompe ne s'amorce pas d'elle-même ou dit auto-amorçantes
- à l'arrêt ces pompes ne s'opposent pas à l'écoulement du liquide par gravité (donc, vannes à prévoir....) [25]

### II.6.3.1.2 Principe de fonctionnement des pompes centrifuges

Les pompes centrifuges sont constituées fondamentalement de :

- Un distributeur
- Un rotor ou roue
- Un diffuseur

Le principe de fonctionnement repose sur la variation de vitesse de l'eau pompée.

Pratiquement, leur fonctionnement se résume en trois étapes :

- **L'aspiration** : assurée et facilitée par le distributeur ; la vitesse du fluide qui entre dans la roue augmente, et alors par conséquent la pression dans l'ouïe diminue, engendrant ainsi une aspiration et le maintien de l'amorçage.
- **L'accélération** : assurée par le rotor ; la rotation de la roue augmente la vitesse du liquide et les forces centrifuges augmentent la pression.

Les aubes sont le plus souvent incurvées et inclinées vers l'arrière par rapport au sens de rotation, mais ce n'est pas une obligation.

Dans un même corps de pompe on peut monter des roues différentes en fonction des caractéristiques du fluide .

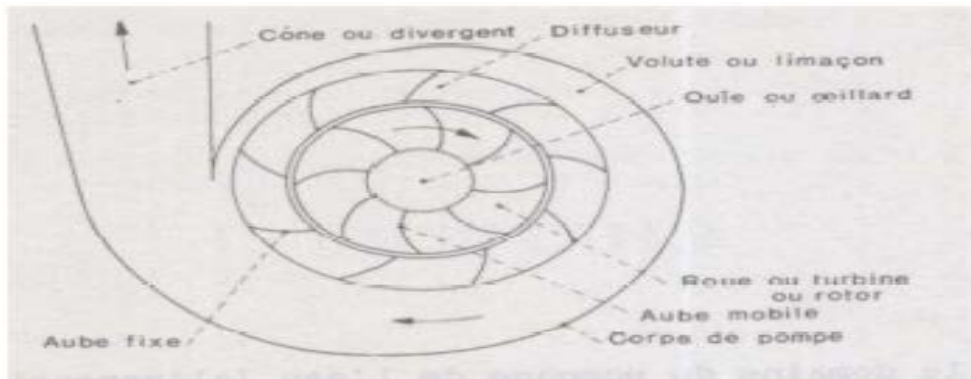
- **Le refoulement** : assurée par le diffuseur ; dans l'élargissement en sortie, qui se comporte comme un divergent, le liquide perd de la vitesse au profit de l'accroissement de pression alors la vitesse diminue et la pression augmente. L'énergie cinétique est donc convertie en énergie de pression.

**NB** : les pompes centrifuges font parties des turbopompes. On retrouve également

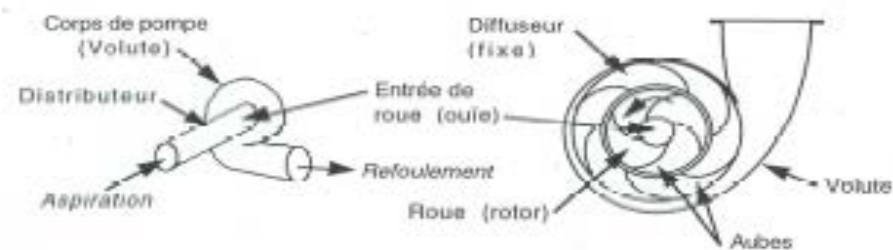
Dans cette catégorie de turbopompes, les pompes hélices et les pompes hélico-centrifuges.

Les pompes centrifuges sont utilisées pour des hauteurs d'élévation relativement

Importantes et les pompes hélices pour les débits importants. [26]



**Figure II.15** : Constitution d'une pompe Centrifuge [26]



**Figure II.16** : Schéma d'une pompe centrifuge [26]

## II.7.Conclusion

les éoliennes de pompage ou éoliennes à eau ont pour but de pomper de l'eau et de la remonter. L'éolienne utilise la vitesse du vent pour créer une énergie mécanique qui est ensuite transformée soit en puissance hydraulique avec une pompe (éolienne mécanique), soit en une puissance électrique avec une génératrice (éolienne électrique) et notre étude dans ce mémoire se base sur cette dernière.

Le système de pompage à éolienne électrique contient un ensemble de convertisseurs (redresseur, onduleur de tension) avec une motopompe (moteur asynchrone +pompe).

## **Chapitre III**

### **Modélisation du système de pompage**

### III.1 Introduction

Afin de valider notre étude théorique du système à partir de la chaîne de conversion d'énergie éolienne jusqu'au fonctionnement de la pompe, la simulation du processus est nécessaire. Pour ce faire, on a besoin de modéliser la chaîne à étudier. On s'intéresse dans ce chapitre à la modélisation de la chaîne de conversion globale.

La modélisation est un moyen destiné à représenter par une forme mathématique une fonction ou un processus technologique.

Le système de pompage est constitué principalement par :

- Un générateur éolien (avec génératrice synchrone à aimant permanent(GSAP)).
- Un redresseur à diodes permettant la transformation AC-CC
- Onduleur de tension permette la transformation CC-AC
- Une motopompe qui comprend un moteur asynchrone et une pompe centrifuge.

La chaîne de conversion éolienne est composée d'une turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone à aimant permanent, associée à un redresseur à diode associé à un onduleur (avec une commande MLI) alimentant un groupe motopompe. [18]

### III.2 Modélisation de l'aérogénérateur

#### III.2.1 Modélisation de la vitesse de vent

La vitesse du vent est la grandeur d'entrée du système de conversion d'énergie éolienne. C'est donc une variable importante à modéliser et la précision des simulations dépendra de la qualité de son modèle.

La variation de la vitesse du vent est aléatoire, ce qui entraîne des caractéristiques fluctuantes. Ainsi, dans le but de reproduire ces caractéristiques, il existe deux possibilités qui sont les mesures expérimentales et la modélisation analytique.

La première consiste à effectuer des mesures expérimentales sur un site éolien bien défini.

Cette première solution est certes beaucoup plus précise que la deuxième, mais seulement, elle ne permet pas de simuler différents types de profil de vitesse du vent. Ceci veut dire que le profil de la vitesse du vent obtenu sera propre à un site donné et ne pourra plus être modifié si l'on veut obtenir un fonctionnement différent, ne correspondant pas au profil de ce site considéré.

$$V_{vent}(t) = A + \sum_{k=1}^i a_k \sin(w_k t)$$

avec :

- $A$  : la valeur moyenne de la vitesse du vent,
- $ak$  : amplitude de l'harmonique de l'ordre  $k$ ,
- $\omega k$  : pulsation de l'harmonique de l'ordre  $k$ ,
- $i$  : le rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent.

### III .2.2 Energie cinétique du vent-conversion en énergie mécanique

Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor : la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent. [6]

#### III.2.2.1 Loi de Betz

- **La puissance du vent**

La puissance cinétique du vent (en une seconde) à travers un disque éolien de rayon  $R$ , est donnée par la relation suivante :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_{vent}^3 \quad (III.1)$$

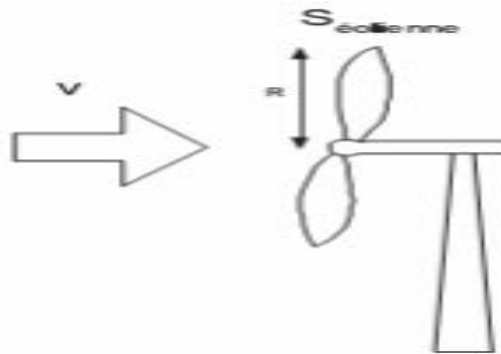
$$S = \pi \cdot R^2$$

Où

$\rho$  : La masse volumique de l'air en  $\text{kg/m}^3$ .

$S$  : La surface circulaire balayée par la turbine en  $\text{m}^2$ .

$V_{vent}$  : La vitesse du vent en  $\text{m/s}$ .



**Figure III.1** : Eolienne simplifiée

- **La puissance aérodynamique « puissance d'éolienne »**

$$P_{a\acute{e}r} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) S V_{vent}^3 \quad (\text{III.2})$$

$C_p$  le coefficient de puissance.

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{\text{puissance a\acute{e}rogenerateur}}{\text{puissance de vent}} = \frac{P_{a\acute{e}ro}}{P_{vent}} \quad (\text{III.3})$$

Il représente le rendement énergétique, est aussi limité par :

$$C_p = \frac{16}{27} = 0.592592$$

C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte.

Chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance.  $C_p(\lambda, \beta)$

Un exemple du coefficient de puissance qui est une fonction non linéaire dépend à la fois de l'angle de calage  $\beta$  et de la vitesse relative  $\lambda$  a pour expression :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( c_2 \frac{1}{\lambda_i} - c_3 \cdot \beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6 \quad (\text{III.4})$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^2}$$

Où :  $c_1 = 0.5117$  ;  $c_2 = 116$  ;  $c_3 = 0.3$  ;  $c_4 = 5$  ;  $c_5 = 21$  ;  $c_6 = 0.0068$

$\beta$  L'angle de l'orientation de la pale et la vitesse relative  $\lambda$  représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

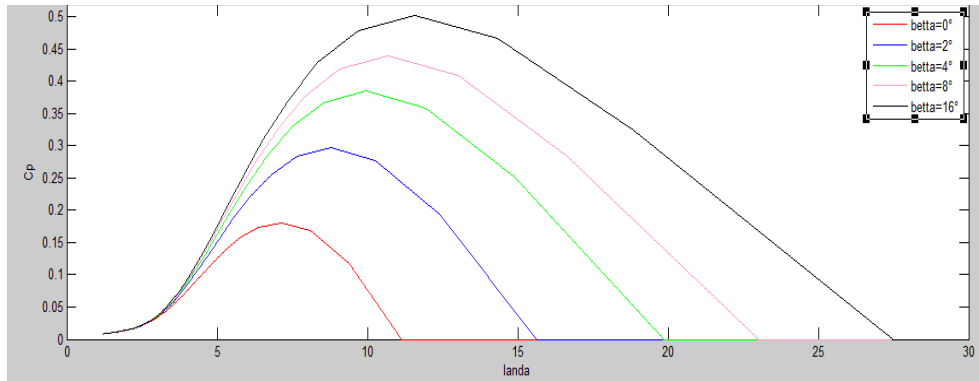
$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{V_{vent}} \quad (\text{III.5})$$

Où  $R$  est le rayon de la turbine exprimé en  $m$  et  $\Omega_{turbine}$  la vitesse mécanique de la turbine en  $rad/s$  et  $V$  est la vitesse du vent en  $m/s$ .

**III.2.2.2 Modélisation de la turbine**

$$P_{aéro} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p (\lambda, \beta) V^3_{vent} \tag{III.6}$$

Le coefficient de puissance  $C_p$  représente le rendement aérodynamique, sa valeur dépend de celle de la vitesse relative de l'éolienne ( $\lambda$ ).



**Figure III.2:** Coefficient de puissance  $C_p$

La figure III-2 représente le coefficient de puissance  $C_p$  (calculé à partir de l'équation  $C_p(\lambda, \beta_i)$ ) en fonction du rapport de vitesse  $\lambda$  pour différents angles d'inclinaison des pales  $\beta_i$ .

Rappelons que l'expression du couple aérogénérateur est donnée par :

$$C_{aéro} = \frac{P_{aéro}}{\Omega_{turbine}} = \frac{1}{2} C_p (\lambda, \beta) \rho S V^3_{vent} \frac{1}{\Omega_{turbine}} \tag{III.7}$$

**III.2.2.3 Modélisation du multiplicateur**

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine, à la vitesse du générateur (rapide). Il est mathématiquement modélisé par les équations suivantes :

$$C_{méc} = \frac{C_{turbine}}{G}$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{méc}}{G}$$

Ou' :

$G$  : Rapport de multiplicateur.

$C_{méc}$  : Couple mécanique adaptant la vitesse de la turbine à celle de la génératrice.



$\Omega_{\text{méc}}$  : vitesse de la génératrice (rad/s)

### III.2.2.4 Modèle mécanique de l'arbre

Le modèle mécanique proposé, considère l'inertie totale  $J$ , constituée de l'inertie de la turbine ramenée sur l'axe rapide, et l'inertie de la génératrice  $J_{\text{méc}}$ .

$$J = \frac{J_{\text{turbine}}}{G^2} + J_{\text{méc}}$$

$J_{\text{turbine}}$  : inertie de la turbine.

$J_{\text{méc}}$  : inertie de la génératrice.

Si on applique l'équation fondamentale de la dynamique, on obtient :

$$J \frac{d\Omega_{\text{méc}}}{dt} = \sum \text{des couples} = C_{\text{méc}} - C_{\text{em}} - C_{\text{vis}} \quad (\text{III.8})$$

Le couple visqueux étant proportionnel à la vitesse, nous aurons:

$$C_{\text{vis}} = f \Omega_{\text{méc}}$$

$C_{\text{em}}$  : couple électromagnétique.

$f$  : coefficient de frottement.

## III .2.3 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

La modélisation des machines est utilisée pour l'analyse du comportement de système.

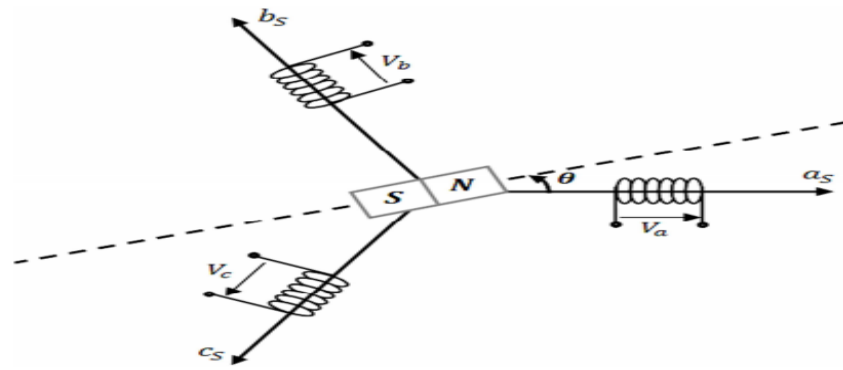
Les machines à courants alternatifs sont en générale, modélisées par des équations non linéaires (Équation différentielles).

Une transformation triphasée – biphasé nécessaire pour simplifier le modèle (réduire le nombre des équations). [6]

### III .2.3 .1 Modèle en abc

- Les équations électriques :

Equations des tensions des enroulements statoriques et rotoriques:



**Figure III.3 :** Représentation d’une MSAP dans le repère (abc).

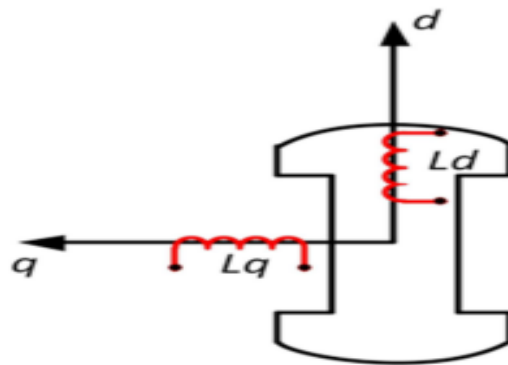
$$v_{(a)} = R \cdot i_{(a)} + \frac{d}{dt} \varphi_{a}$$

$$v_{(b)} = R \cdot i_{(b)} + \frac{d}{dt} \varphi_{b}$$

$$v_{(c)} = R \cdot i_{(c)} + \frac{d}{dt} \varphi_{c}$$

$\varphi_a ; \varphi_b ; \varphi_c$  : Les flux totaux qui traversent les enroulements (a, b, c), et  $(i_a ; i_b ; i_c)$  les courants qui circulent dans ces enroulements.

### III .2.3 .2 Modèle biphasé (TRANSFORMATION DE PARK)



**Figure III.4 :** Représentation de la MSAP dans le repère (d, q) de Park [6]

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Ce passage mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de  $2\pi/3$  en deux bobines fictives équivalentes déphasées de  $\pi/2$  et situées sur le rotor, l’axe d se situe sur le même axe que celui de l’aimant permanent .[6]

Les deux bobines sur les axes (d, q) tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère (d, q), nous permettent de passer du repère naturel au repère de Park, et d’avoir ainsi un modèle relativement simple de la machine. [6]

A l'aide de transformation de PARK on passe de grandeurs réelle  $(v_a ; v_b ; v_c)$  et  $(i_a ; i_b ; i_c)$  à leurs composantes  $(v_o ; v_d ; v_q)$  et  $(i_o ; i_d ; i_q)$

La matrice de PARK s'exprime par : [6]

$$[P_3(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

Si le neutre de la machine synchrone est isolé (non relié à la terre) alors :

$$i_a + i_b + i_c = 0$$

Dans ce cas la composante homopolaire est nulle. La matrice de transition de PARK devient alors :

$$[P_2(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Et sa matrice inverse sera exprimée par :

$$[P_2(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{III.11})$$

### Equations électriques

$$[V_{dq}] = [P_2(\theta)] \cdot [V_s] \quad (\text{III.12})$$

$$[i_{dq}] = [P_2(\theta)]^{-1} \cdot [i_s] \quad (\text{III.13})$$

Tel que :

$$[V_{dq}] = \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix}, \quad [i_{dq}] = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad [V_s] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, \quad [i_s] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

Après simplifications on aura :

$$\begin{cases} V_d = R_s \cdot i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \varphi_q \cdot \omega_r \\ V_q = R_s \cdot i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - \varphi_d \cdot \omega_r \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

Avec :

$$\varphi_d = L_d \cdot i_d + \varphi_f \quad (\text{III.15})$$

$$\varphi_q = L_q \cdot i_q \quad (\text{III.16})$$

$\varphi_f$ : flux des aimants permanents.

La relation (III.15) devienne alors :

$$\begin{cases} V_d = R_s \cdot i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - L_q \cdot i_q \cdot \omega_r \\ V_q = R_s \cdot i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - (L_q \cdot i_d + \varphi_f) \cdot \omega_r \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

En utilisant la convention du générateur, on inverse le sens des courants dans les repères de Park, et le modèle du générateur synchrone à aimants permanents ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme :

$$\begin{cases} V_d = -R_s \cdot i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + L_q \cdot i_q \cdot \omega_r \\ V_q = -R_s \cdot i_q - L_q \frac{di_q}{dt} + (L_q \cdot i_d + \varphi_f) \cdot \omega_r \end{cases}$$

### III.2.3.3 Expression du couple électromagnétique

L'expression générale du couple électromagnétique est :

$$C_{em} = \frac{1}{2} \cdot [i_s] \cdot \left\{ \frac{d}{d\theta_m} [L] \right\} \quad (\text{III.18})$$

Avec :  $\theta_e = P \cdot \theta_m$

$\theta_e$  : L'angle électrique.

$\theta_m$  : L'angle mécanique.

P : nombre de paires de pole.

Après le développement et simplification on trouve :

$$C_{em} = P \cdot (\varphi_d \cdot i_q - \varphi_q \cdot i_d) \quad (\text{III.19})$$

En remplaçant  $\varphi_d$  et  $\varphi_q$  par leurs valeurs on trouve :

$$C_{em} = P \cdot ((L_d - L_q) \cdot i_d + \varphi_f) \cdot i_q \quad (\text{III.20})$$

### III.2.3.4 l'équation mécanique

L'équation mécanique s'écrit :

$$J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega = C_{em} - C_r \quad (\text{III.21})$$

$$\Omega = \frac{\omega_r}{p} \quad (\text{III.22})$$

$\omega_r$  : Vitesse angulaire (pulsation électrique)

$\Omega$  : Vitesse mécanique.

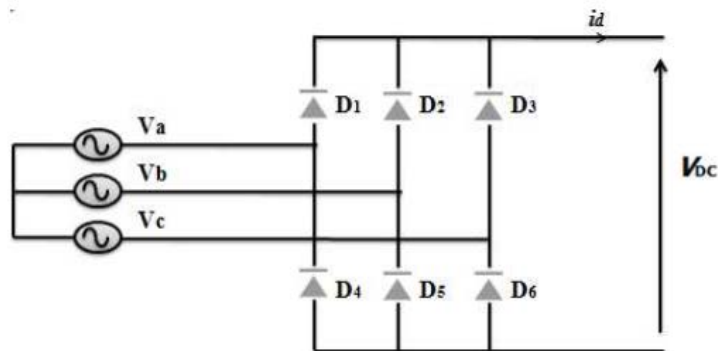
$C_r$  : Couple de charge.

$f$  : Coefficient de frottement visqueux.

$J$  : Moment d'inertie de la partie tournante.

## III.4 Modélisation du redresseur triphasé à diodes

Dans cette étude, on utilise un redresseur à diodes. Le redresseur est un convertisseur « AC/DC ». Une conversion d'énergie électrique permet de disposer d'une source de courant continu à partir d'une source alternatif et il est représenté par la **Figure.III.5** : [19]



**Figure III.5** : Représentation du redresseur triphasé à diodes [19]

Ce redresseur comporte trois diodes ( $D1, D2, D3$ ) à cathode commune assurant l'allée du courant  $I$  et trois diodes ( $D4, D5, D6$ ) à anode commune assurant le retour du courant  $I$ . Si on suppose que le redresseur est alimenté par un réseau triphasé équilibré de tension.

$$\begin{cases} V_a(t) = V_m \sin(2\pi ft) \\ V_b(t) = V_m \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_c(t) = V_m \sin\left(2\pi ft - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (III.23)$$

Et si on néglige l'effet d'empiétement, la tension de sortie du redresseur sera définie comme suite :

$$V_{red}(t) = \max[V_a(t), V_b(t), V_c(t)] - \min[V_a(t), V_b(t), V_c(t)] \quad (III.24)$$

### III.5 Modélisation du convertisseur CC-CA [22]

#### III.5.1 Modélisation de l'onduleur de tension

Un onduleur triphasé doit être capable de fournir, à partir d'une source de tension continue, trois tensions triphasés sinusoïdales ayant le moins d'harmonique possible.

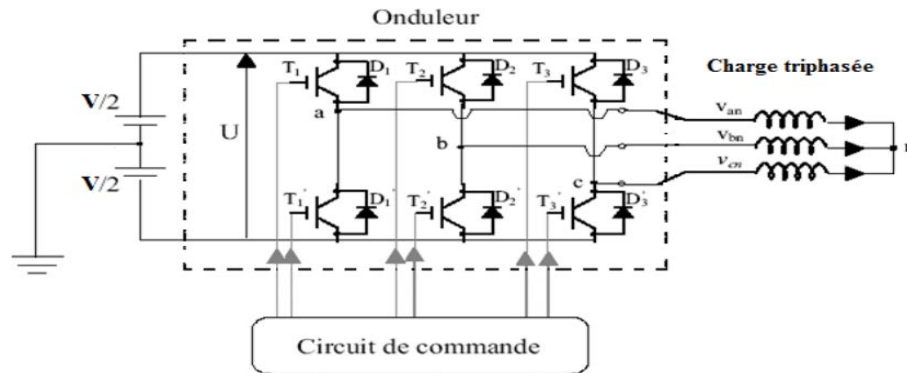


Figure III.6 : Structure de principe de l'onduleur de tension à deux niveaux [22]

Le modèle de l'onduleur à deux niveaux est décrit par l'équation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} vA \\ vB \\ vC \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot E \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_A \\ S_B \\ S_C \end{bmatrix} \quad (III.25)$$

Pour laquelle  $E$  représente la tension continue,  $vA, vB, vC$  les tensions simples délivrées par l'onduleur et  $SA, SB, SC$  les signaux de commande correspondant aux fonctions logiques de connexions définis par une valeur binaire de commande  $Si$  avec ( $i = A, B, C$ ), et telle que :

$S_i = +1$  Interrupteur du haut fermé, interrupteur du bas ouvert ;

$S_i = 0$  Interrupteur du haut ouvert, interrupteur du bas fermé.

### III.5.2 Modélisation de la commande MLI Sinus-Triangle triphasée

La réalisation d'une commande MLI Sinus-Triangle en triphasé, nécessite la production de trois signaux sinusoïdaux de référence  $v_{mA}$ ,  $v_{mB}$ ,  $v_{mC}$ , appelés modulante, décalés de  $120^\circ$  l'un par rapport à l'autre, de fréquence  $f$  et d'amplitude  $\widehat{V}_m$ , ainsi que d'une porteuse commune d'amplitude  $\widehat{V}_p$  et de haute fréquence  $f_p$  (avec  $f_p \gg f$ ).

Les instants de fermeture des interrupteurs sont définis par les intersections entre les ondes des signaux de référence et l'onde de la porteuse, quant à la fréquence de commutation, elle est déterminée par celle de la porteuse.

Les tensions obtenues en sortie de l'onduleur sont formées d'une succession de créneaux rectangulaires de valeurs maximales  $(+E/2)$  et  $(-E/2)$ , dont la largeur varie suivant une loi de commande qui a pour objectifs de repousser les harmoniques vers les fréquences hautes et faire varier la valeur efficace du fondamental de la tension de sortie. En triphasé les trois tensions de référence sont données par les équations suivantes :

$$v_{mA} = \widehat{V}_m \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot t) \quad (\text{III.26})$$

$$v_{mB} = \widehat{V}_m \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot t - 2\pi/3) \quad (\text{III.27})$$

$$v_{mC} = \widehat{V}_m \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot t - 4\pi/3) \quad (\text{III.28})$$

L'équation de la porteuse est définie sur sa période  $[0, T_p]$  par l'expression :

$$v_p = \begin{cases} \widehat{V}_p \cdot (-1 + 4 \cdot \frac{t}{T_p}) & \text{si } t \in [0, \frac{T_p}{2}] \\ \widehat{V}_p \cdot (3 - 4 \cdot \frac{t}{T_p}) & \text{si } t \in [\frac{T_p}{2}, T_p] \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

Les états  $S_A$ ,  $S_B$  et  $S_C$  des interrupteurs de l'onduleur sont obtenus par l'équation suivante :

$$S_i = \begin{cases} 1 & \text{si } (v_{mi} - v_p) \geq 0 \\ 0 & \text{si } (v_{mi} - v_p) < 0 \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

Deux paramètres caractérisent la commande : l'indice de modulation  $m$  et le coefficient de réglage  $r$  :

$$m = \frac{f_p}{f}$$

$$r = \frac{\hat{V}_m}{\hat{V}_p}$$

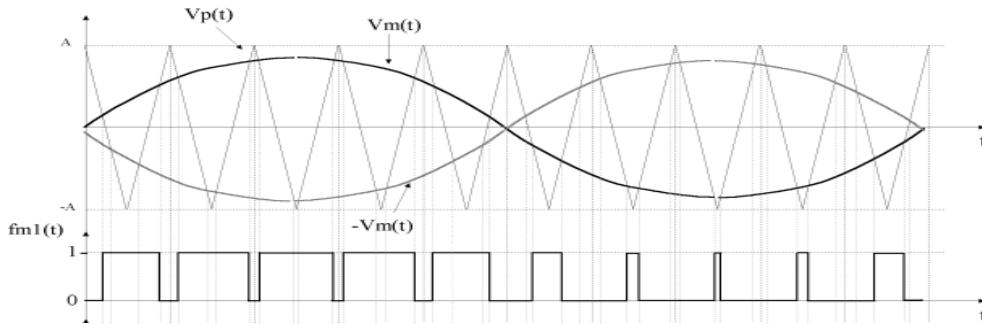


Figure III.7: Principe de commande en MLI sinus-triangulaire [30]

### III.6 Modélisation du groupe motopompe

#### III.6.1 Modélisation du moteur asynchrone à cage

Le moteur asynchrone triphasé est largement utilisé dans l'industrie, sa simplicité de construction en fait un matériel très fiable et qui demande peu d'entretien. Il est constitué d'une partie fixe ; le stator qui comporte le bobinage, et d'une partie rotative, le rotor qui est bobiné en cage d'écuréuil. Les circuits magnétiques du rotor et du stator sont constitués d'un empilage de fines tôles métalliques pour éviter la circulation de courant de Foucault.

##### III.6.1.1 Transformation triphasé-diphasé

La transformation de Park est une transformation d'un repère triphasé fixe par rapport au stator dans un repère biphasé. Cette transformation permet de réduire la complexité du système.

La transformation de Park est réalisée par une transformation triphasé-diphasée suivie d'une rotation d'angle. La transformation décrite ici conserve l'amplitude des grandeurs mais pas la puissance ni le couple.

##### III.6.1.2 Transformation directe

Elle permet le passage d'un système triphasé (abc) fixe vers un système diphasé (dq) tournant.

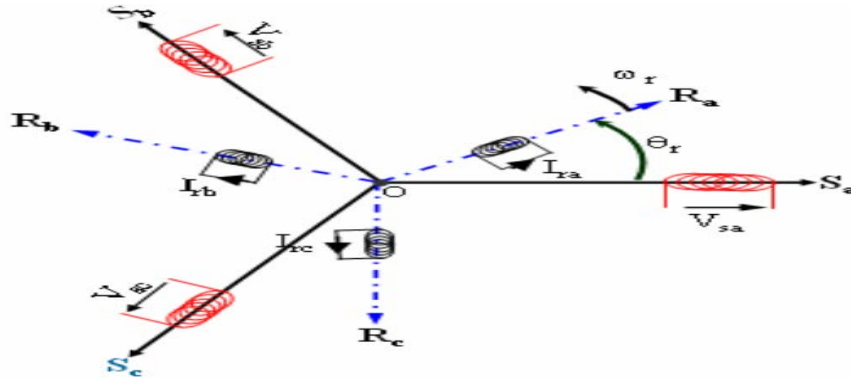
$$\begin{bmatrix} xd \\ xq \\ xo \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} xA \\ xB \\ xC \end{bmatrix} \quad (III.31)$$



**III.6.1.3 Transformation inverse**

Elle permet le passage d'un système diphasé (dq) tournant vers un système triphasé (abc) fixe.

$$\begin{bmatrix} xA \\ xB \\ xC \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} xd \\ xq \\ xo \end{bmatrix} \tag{III.32}$$



**Figure III.8** : Représentation schématique du MAS.[21]

Les équations de la machine asynchrone dans le système biphasé (d, q) lié au champ tournant, sont obtenues en utilisant la transformée de Park.[21]

$$\left\{ \begin{array}{l} Vsd = Ra * Isd + \frac{d\phi sd}{dt} - \omega s * \phi sq \\ Vsq = Ra * Isq + \frac{d\phi sq}{dt} + \omega s * \phi sd \\ 0 = Rr * Ird + \frac{d\phi rd}{dt} - (\omega s - \omega r) \phi rq \\ 0 = Rr * Irq + \frac{d\phi rq}{dt} + (\omega s - \omega r) \phi rd \end{array} \right. \tag{III.33}$$

Vsd, Vsq : Tension statoriques direct et quadratique ;

Isd, Isq : Courant statoriques direct et quadratique ;

phi sq, phi sd: Flux rotorique direct et quadratique ;

omega\_s, omega\_r : Vitesse statorique et mécanique respectivement ;

On choisit les courants statoriques, les flux rotoriques et la vitesse mécanique comme variables d'état. Dans ce cas, le modèle du moteur asynchrone mis sous forme variable d'état est donné par : [19]

$$\left. \begin{aligned} \frac{disd}{dt} &= -\gamma \cdot isd + \omega s \cdot isq + \frac{K}{Tr} \cdot \varphi rd + K \cdot \omega r \cdot \varphi rq + \frac{1}{\sigma \cdot Ls} vsd \\ \frac{disq}{dt} &= -\omega s \cdot isd - \gamma \cdot isq - K \cdot \omega r \cdot \varphi rd + \frac{K}{Tr} \cdot \varphi rq + \frac{1}{\sigma \cdot Ls} vsq \\ \frac{d\varphi rd}{dt} &= \frac{Lm}{Tr} \cdot isd - \frac{1}{Tr} \cdot \varphi rd + (\omega s - \omega r) \cdot \varphi rq \\ \frac{d\varphi rq}{dt} &= \frac{Lm}{Tr} \cdot isq - (\omega s - \omega r) \cdot \varphi rd - \frac{1}{Tr} \cdot \varphi rq \end{aligned} \right\} \quad (III.34)$$

On considère les notations suivantes :

$$\gamma = \frac{Rs}{\sigma \cdot Ls} + \frac{Rr \cdot Lm^2}{\sigma \cdot Ls \cdot Lr^2}; \quad \sigma = 1 - \frac{Lm^2}{Ls \cdot Lr}; \quad K = \frac{Lm}{\sigma \cdot Ls \cdot Lr}; \quad Tr = \frac{Lr}{rR}$$

Tr : constant de temps rotorique ;

$\sigma$  : Le coefficient de dispersion ;

L'expression du couple en fonction des courants statoriques et les flux rotoriques est donnée par :

$$Cem = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{Lm}{Lr} \cdot (\varphi rd \cdot isq - \varphi rq \cdot isd) \quad (III.35)$$

Et la vitesse (pulsation rotorique) par la relation suivant :

$$\frac{d\omega r}{dt} = \frac{3}{2} \cdot \frac{p^2 \cdot Lm}{j \cdot Lr} \cdot (\varphi rd \cdot isq - \varphi rq \cdot isd) - \frac{fv}{j} \cdot \omega r - \frac{p}{j} Cr \quad (III.36)$$

## III.6.2 Modélisation de la pompe centrifuge [23]

### III.6.2.1 Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale se compose de la somme algébrique des quatre quantités :

$$H_m = Hg + \frac{Pa - Pc}{\rho \cdot g} + \frac{Va^2 - Vc^2}{2 \cdot g} + \Delta H \quad (III.37)$$

Avec :

$Hg$  : Hauteur géométrique, égale à la différence de hauteurs entre les niveaux libres du liquide côté aspiration et côté refoulement.

$\frac{Pa - Pc}{\rho \cdot g}$  : Différence de pression entre les niveaux du liquide côté aspiration et côté de refoulement en cas

de réservoirs fermés.

$\rho$ : Masse volumique de l'eau ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$g$ : accélération de la pesanteur ( $\text{m}/\text{s}^2$ )

$\Delta H$ : Sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.

$\frac{V_a^2 - V_c^2}{2.g}$ : Différence de vitesse

En pratique, la différence de vitesses étant négligée, et pour le cas des réservoirs ouverts

l'équation se réduit à :

$$H_m = Hg + \Delta H \quad (\text{III.38})$$

### III.6.2.2 Rendement

Comme toute machine entraînée, une pompe consomme une puissance supérieure à celle qu'elle fournit.

Le rendement d'une telle machine est le rapport de la puissance hydraulique acquise par le fluide à celle disponible sur l'arbre :

$$\eta = \frac{\rho.g.H_m.Q}{P_{ab}} \quad (\text{III.39})$$

Avec :

$H_m$ : Hauteur manométrique totale (m)

$\rho$ : La masse volumique de l'eau étant de  $1000\text{kg}/\text{m}^3$ . [24]

$g$ : Accélération de la pesanteur ( $9,81\text{m}/\text{s}^2$ ). [24]

$Q$ : Dédit d'eau.

$H_m$ : Hauteur manométrique totale.

$P_{ab}$ : Puissance fournie par le moteur

La pompe centrifuge applique un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse de rotation du moteur. [24]

$$C_r = K_{ch} * \omega^2 \quad (\text{III.40})$$

Avec

$K_{ch}$ : désigne la constante de proportionnalité

$\omega$ : la vitesse de rotation du moteur.

Connaissant les performances d'une pompe centrifuge (Q, H et P) pour la vitesse N, les lois de similitude permettent de déterminer les performances (Q', H' et P') pour une vitesse N' en utilisant les relations suivantes: [24]

$$Q' = Q \cdot \frac{N'}{N} \quad (\text{III.41})$$

$$H' = H \cdot \left(\frac{N'}{N}\right)^2 \quad (\text{III.42})$$

$$P' = P \cdot \left(\frac{N'}{N}\right)^3 \quad (\text{III.43})$$

Avec Q et Q', les débits correspondants respectivement à la vitesse N et N'

H et H' les hauteurs manométriques totales correspondantes respectivement à la vitesse N et N'; et P et P' sont les puissances du moteur correspondant respectivement à la vitesse N et N'.

Avec :

$k_r$  : coefficients de proportionnalité [(Nm/rad.s<sup>-1</sup>)<sup>2</sup>]

$C_s$  : le couple statique, très petite.

### III.6.2.3 Caractéristiques débit–hauteur

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit. Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes Q(HMT) maximale et minimale correspondant aux diamètres maximaux et minimaux possibles de la roue. [24]

Si la charge de moteur est une pompe émergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale HMT en fonction du débit Q.

En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur,

$$\text{HMT} = k_0 \cdot \omega^2 - k_1 \cdot \omega Q - k_2 \cdot Q^2 \quad (\text{III.44})$$

Avec :

$k_0, k_1, k_2$  : des constantes propre de la pompe donnée par le constructeur.

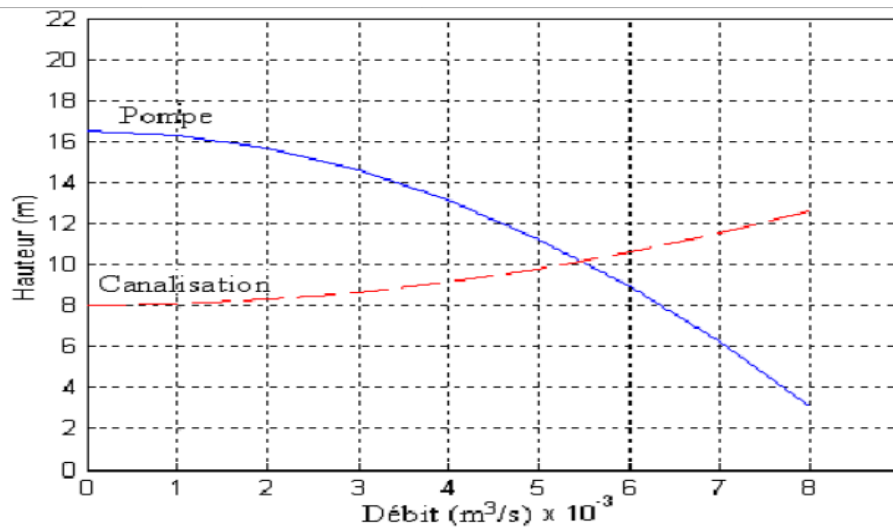
$\omega$  : La vitesse (rad/sec)

HMT : la hauteur (mètre)

Q : débit (l/min)

La courbe HMT(Q) comme indiquée sur la **Figure III.9**, est une parabole. Le point de rencontre de la courbe HMT(Q) avec l'axe des ordonnées est le point à débit nul. C'est le point à vanne fermée ou encore point de barbotage. [24]

Le point de fonctionnement de la pompe est le point d'intersection des deux courbes :



**Figure III.9** : Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et de la canalisation. [24]

### III. 7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une modélisation mathématique de chaque élément constituant le système global de pompage basé sur une source d'énergie éolienne.

Ce système est constitué par un générateur éolien et un convertisseur statiques (AC-CC), un onduleur de tension avec commande MLI, moteur asynchrone et pompe centrifuge.

Nous avons présenté un modèle mathématique qui considère l'influence des différents paramètres physiques ou climatiques pour l'aérogénérateur « modèle de turbine + modèle génératrice synchrone à aimant permanent ». Nous avons décrit aussi le modèle de convertisseur statique (le redresseur), tout en considérant que leurs composants sont parfaits et que la commutation de leurs bras se fait d'une manière instantanée.

Nous avons ensuite présenté un modèle dynamique de l'onduleur de tension avec la commande MLI et motopompe (le moteur asynchrone et la pompe centrifuge).

## **Chapitre IV**

### **Dimensionnement du système et étude de cas**

## IV. 1 Introduction

Beaucoup de populations dans les zones rurales des pays en voie de développement affrontent de grands problèmes dus au déficit en eau. Ces problèmes sont spécialement accentués dans les zones désertiques et semi-désertiques. Le déficit en eau dans les zones arides et semi-arides est une question vitale pour les populations. L'amélioration des conditions de vie dans ces zones est liée à la recherche des solutions adéquates à ce problème. Le pompage à base éolien, objet de ce chapitre, représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent.

Le dimensionnement du système de pompage éolien qui dépend essentiellement des données climatiques (température, et la vitesse du vent) et de la hauteur HMT de l'eau, est l'étape la plus importante pour sa conception. Le but principal étant de déterminer la configuration optimale qui offre le moindre coût et qui répond au besoin énergétique de la charge, qui est dans ce cas le pompage de l'eau de la nappe albiennaise.

## IV .2 Evaluation du potentiel énergétique éolien [23]

### IV.2.1 Distribution de Weibull

La vitesse du vent naturel varie en permanence. Pour prévoir la production d'énergie d'une éolienne, il faut connaître la force et la fréquence exactes du vent. On mesure en outre la vitesse moyenne du vent toutes les 10 minutes au moyen d'un anémomètre. Les valeurs obtenues peuvent être réparties en différentes classes variant de 1m/s à 24m/s. On peut alors exprimer le potentiel énergétique d'un site en fonction de la fréquence des différentes classes de vitesse.

La distribution de Weibull permet souvent une bonne approximation de la distribution de la vitesse du vent :

$$f(v) = \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} e^{-\left[\frac{v}{C}\right]^K} \quad \text{IV-1}$$

Où :

$f(V)$  est la fréquence d'occurrence de la vitesse du vent.

$K$  et  $C$  des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull :

- Le paramètre  $k$  (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence, il oscille entre 1 et 3.

Les valeurs les plus petites de ce coefficient correspondent à une courbe très resserrée sur la valeur de  $C$ .

- Le paramètre  $C$  qui a la dimension d'une vitesse, détermine la qualité du vent (facteur D'échelle). Il correspond au point où le vent est le plus important de la courbe.

## IV 2.2 Détermination des paramètres de Weibull [23]

Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires.

Cependant, les études antérieures dans le domaine de l'éolien ont montré que la caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull. Elle s'est révélée

la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien, et en particulier pour les régions semi-arides.

Nous allons choisir la méthode de l'écart type pour la détermination des facteurs  $K$  et  $A$  basée sur le calcul de l'écart type des fréquences de vent et de la vitesse moyenne :  
Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent.

$$K = \left( \frac{\sigma_v}{V_m} \right)^{-1.090} \quad \text{IV.2}$$

$$A = \frac{2V_m}{\sqrt{\pi}} \quad \text{IV.3}$$

$V_m$  : vitesse moyenne (m/s)

$\sigma$  : écart type (m/s)

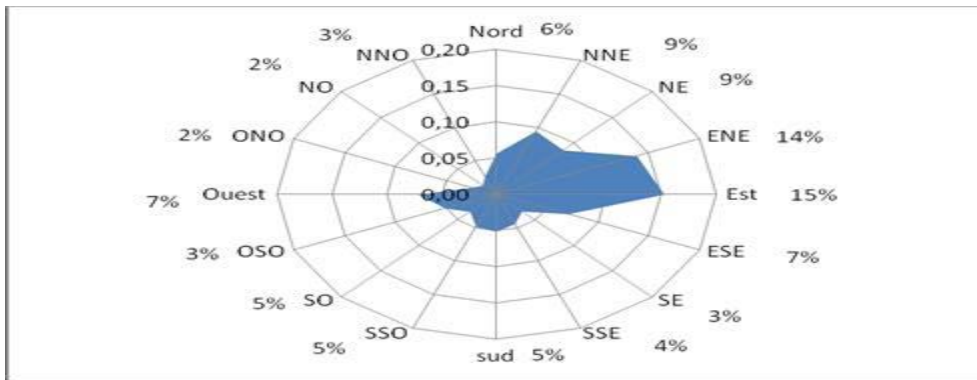


**IV.2.2.1 La rose des vents**

Une rose des vents est un peu comme un compas de navigation qui divise l'horizon en secteurs angulaires. Pour chaque secteur, sont présentés [23] :

- La fréquence du vent, c'est à dire le pourcentage du temps durant lequel le vent souffle dans ce dernier
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence.
- La puissance disponible dans le vent.

La rose des vents joue un rôle très important dans la localisation de sites appropriés à l'installation d'éoliennes. Si une grande partie de l'énergie contenue dans le vent provient d'une direction particulière, il faut chercher à avoir aussi peu d'obstacles et un terrain aussi Peu perturbé que possible dans cette direction.[23]



**Figure IV.1** Rose des vents de la région d'ADRAR [23]

Actuellement, la majeure partie des constructeurs d'aérogénérateurs fournissent la courbe de puissance de leurs machines. Par conséquent, il est facile d'estimer la puissance d'une éolienne quand une série de mesure est effectuée sur le site étudié. Cependant, dans plusieurs cas, seule la fonction de distribution de probabilité est disponible. Dans ce cas, la puissance de sortie pour chaque vitesse du vent peut être exprimée comme suit : [23]

$$P_i = c_p(v) \times \frac{1}{2} \rho \times v^3 \tag{IV.3}$$

Cp (v) représente le coefficient de puissance à la vitesse v et S représente la surface de la voilure de l'éolienne.

Les éoliennes ont différentes courbes de puissance en sortie. De même, le modèle utilisé pour décrire la performance est également différent. Dans la plupart des études présentes dans la littérature, l'équation suivante est utilisée pour simuler la puissance électrique d'une éolienne type.

$$P_i \left\{ \begin{array}{l} 0 \text{ si } V < V_D \\ P_n \times \frac{V^K \times V_D^K}{V_N^K - V_D^K} \text{ si } V_D \leq V \leq V_N \\ P_n \text{ si } V_N \leq V \leq V_A \\ 0 \text{ si } v > V_N \end{array} \right. \quad \text{IV.4}$$

Où

$P_n$  est la puissance électrique nominale de la machine,  $V_D$  est la vitesse de démarrage,  $V_N$  la vitesse nominale et  $V_A$  la vitesse d'arrêt.

Une fois la puissance à la sortie de l'éolienne  $P_i$  à chaque pas de temps  $i$  est calculée, nous estimons la puissance de sortie moyenne  $P_e$  d'une turbine. Ce dernier est un paramètre important d'une éolienne, car il détermine la production totale d'énergie et le revenu total. Son estimation peut se faire en utilisant la relation suivante :

$$P_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N p_i \quad \text{IV.5}$$

#### IV 2.2.2 Puissance fournie par le système éolien :

$$E_{el} = p_e \times \eta_{redresseur} \times \eta_{onduleur} \times \eta_{groupe\ Moto-Pompe} \quad \text{IV.6}$$

#### IV.2.3 Dimensionnement du système :

##### IV 2.3.1 Description de la méthode et Hypothèses :

Le système est destiné à l'irrigation dans un site isolé. Sa conception doit être la plus simple possible afin de réduire au maximum les frais d'investissements et de maintenances. Le stockage se fait par le biais d'un réservoir qui généralement est capable de fonctionner avec deux jours d'autonomie.

Le dimensionnement nécessite les données climatiques mensuelles telles que la profondeur.

La vitesse du vent ainsi que les besoins mensuelle de l'eau et la hauteur manométrique totale HMT de la région considéré.

Les tempêtes, les vents de sables, les catastrophes naturelles et les pannes ne sont pas pris en considération.

Dans cette étude de dimensionnement et d'optimisation, deux méthodes sont utilisées. Elles Sont basées sur **la moyenne mensuelle annuelle** et **la moyenne du mois le plus défavorable** de l'énergie totale incidente.

L'énergie totale produite par le générateur éolien qui alimente la charge est exprimée par :

$$E_{el} \times A_{el} = (1 - f) EL \quad \text{IV.7}$$

Où

La valeur limite  $f = 1$  indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque. Quand  $f=0$ , ceci correspond à une alimentation 100 %éolienne.

#### IV.2.3.2 Méthode des moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille de générateur éolien est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée  $E_{el}$  (pour un mois). De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par conséquent, les surfaces de générateur éolien sont données par : [23]

$$1 - f = A_{el} \times \frac{E^{el}}{E_l} \quad \text{IV.8}$$

Cette méthode est utilisée lorsque les données météorologiques incidentes sont disponibles.

#### IV.2.3.3 Méthode du mois le plus défavorable

Pour cette méthode, le dimensionnement des composants du système (générateurs éolien) se fait en fonction du mois le plus défavorable pour l'éolien. Le mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système. [23]

La surface nécessaire pour le générateur éolien est exprimée par :

$$1 - f = A_{el} \times \max \left( \frac{E_{el,m}}{E_{l,m}} \right) \quad \text{IV.9}$$

#### IV.2.3.4 Détermination de la taille réelle du système

La taille réelle retenue pour le générateur éolien est relativement différente à celle théorique qui est déterminée dans les équations précédemment mentionnées pour les systèmes de petite échelle. Son établissement se fait en deux étapes :

➤ Choisir en premier lieu un type d'aérogénérateur dont les caractéristiques ( $S_{el}$ ,  $P_n$ ,  $V_D$ ,  $V_A$ ,  $V_N$ ) semblent les plus adéquates au site.

Où :

$S_{el}$  : Surface du générateur éolien.

$P_N$  : Puissance nominale

$V_D$  : Vitesse de démarrage

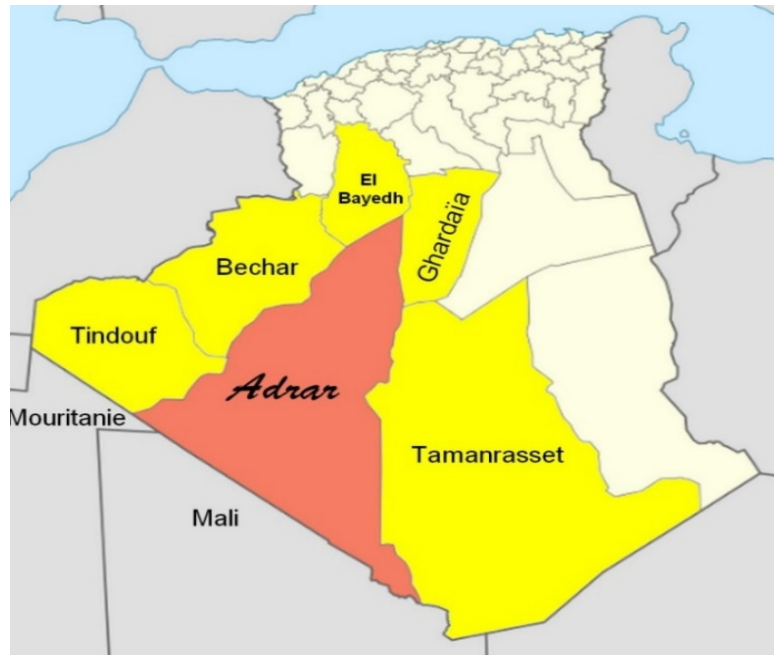
$V_A$  : Vitesse d'arrêt

$V_N$  : Vitesse nominale

➤ Après avoir donné une idée générale sur le système de pompage éolienne, on va passer à une étude de cas permettant de dimensionner un système de pompage à base éolienne pour alimenter une terre agricole située dans la région d'ADRAR, plus précisément à « **Tamantit** ». L'étude porte sur les deux voix techniques et économiques. Une étude comparative entre le système de pompage à base d'énergie éolienne et celui alimenté par le réseau électrique national (SONALGAZ) est présentée. [27]

### IV.3 Choix du site [27]

La Wilaya d'Adrar est située dans le sud-ouest de l'Algérie à une latitude de  $27,88$  ( $27^{\circ} 53'N$ ), une longitude de  $-0,28$  ( $0^{\circ} 17' W$ ) et une altitude de  $269$  m. Elle est en superficie la deuxième plus grande wilaya d'Algérie avec  $427\,368$  km<sup>2</sup>. Majoritairement occupée par le Sahara, la wilaya est peu peuplée avec seulement  $432\,193$  habitants (estimation 1er janvier 2011).



**Figure IV.2 :** situation géographique de la wilaya d'Adrar. [27]

Au nord de la wilaya se trouve les wilayas de Ghardaïa et d'El Bayedh, à l'ouest les wilayas de Béchar et de Tindouf, à l'est la wilaya de Tamanrasset et au sud la Mauritanie et le Mali.

La Wilaya d'Adrar a pour principale économie l'agriculture avec notamment son système d'irrigation la « foggara ». Elle dispose notamment d'un important potentiel éolien allant jusqu'à une vitesse de 6 m/s. En effet, plus de 80 % du territoire national bénéficie d'une vitesse du vent supérieure ou égale à 4 m/s, vitesse moyenne à partir de laquelle une éolienne démarre. Toutefois ceci reste valable pour de petites applications nécessitant de faibles puissances. Alors que la région d'Adrar offre bien sûr de plus grandes possibilités.

La connaissance de ce gisement éolien est importante pour concevoir, dimensionner et optimiser les systèmes énergétiques éoliens.

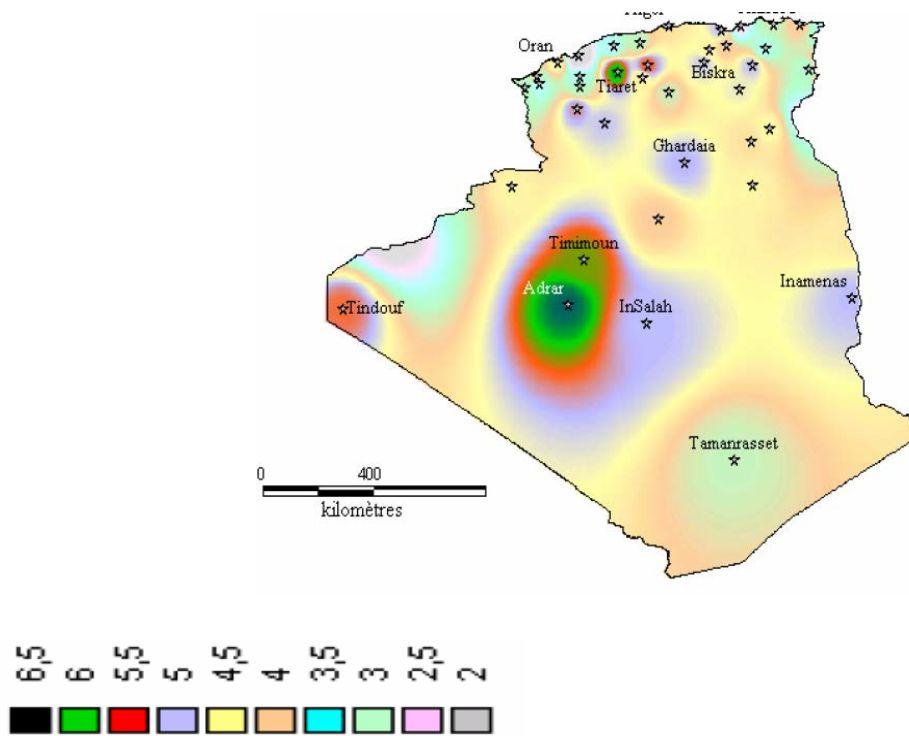


Figure IV.3 carte du vent en Algérie [23]

### VI.3.1 Situation du site

« Tamantit » est une commune de la wilaya d’Adrar, daïra de Fenoughil situé au sud-est le de la wilaya dans une région agricole a une distance de 13 km d’Adrar, elle dispose d’une superficie de 6937Km<sup>2</sup>. [27]

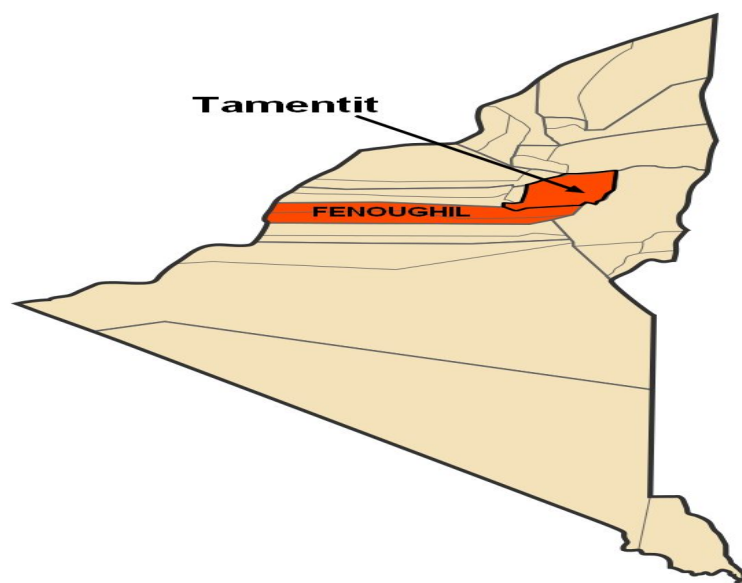


Figure IV.4 : Carte de la Wilaya d’Adrar. [27]

### IV.3.2 Dimensionnement d'un système éolien [28]

Pour la réalisation d'une installation d'un système éolien, le dimensionnement reste une étape indispensable.

Dimensionner un système éolien c'est déterminer en fonction de sollicitations telles que la vitesse de vent et le profil de charge (l'énergie nécessaire pour le pompage d'eau), l'ensemble des éléments de la chaîne de conversion, à savoir, la taille du générateur, la capacité de stockage, le cas échéant la puissance d'un convertisseur, voire la vitesse de vent pendant l'année et la tension d'utilisation.

Une installation surdimensionnée veut dire des surcoûts, tandis qu'une installation sous dimensionnée veut dire manque de fiabilité. Quelle que soit la méthodologie utilisée et la précision avec laquelle sont pris en compte les différents composants de la chaîne, on reste confronté à deux types d'estimations :

- la première sur la demande qui est dans la plupart des cas assez grossièrement définie car elle est souvent mal connue et qui subit des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières.
- la seconde sur le gisement de vent au sujet duquel on se heurte à un manque crucial de données représentatives. Ce problème nous amène à calculer la vitesse de vent selon des données relatives au site de l'installation. Ceci démontre que la fiabilité d'une installation à base éolien est étroitement liée au dimensionnement qui est lié à son tour à la disponibilité de données fiables. Le mérite d'une installation éolien est souvent mesuré par sa capacité à fournir de l'énergie en toute circonstance.

Nous allons présenter dans ce chapitre le dimensionnement, qui nous permette de préciser la consommation des usagers, la taille du générateur et du stockage après la présentation des paramètres d'entrée intervenants dans les calculs.

## IV.4 Étude analytique [28]

### IV.4.1 Bilan énergétique

#### IV.4.1.1 Estimation du besoin en électricité

A partir des besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et des caractéristiques du puits considéré, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne ( $E_h$ ) journalière et mensuelle nécessaire par la relation suivante :

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot HMT \quad \text{IV.10}$$

Avec :

- $E_h$  : l'énergie hydraulique.
- $C_h$  : constante hydraulique.
- $Q$  : débit de l'eau.
- $HMT$  : hauteur manométrique total.

L'énergie électrique nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de HMT requises et est exprimée en Wattheure (Wh). L'énergie Requise pour la pompe :

$$E_{elec} = \frac{E_h}{R_p} = \frac{C_h \cdot Q \cdot HMT}{R_p} \quad \text{IV.11}$$

Où

- $E_h$  : est habituellement exprimé en kWh.
- $R_p$  : Rendement de la moto-pompe.

$$C_h = \rho \cdot g = \frac{9,81 [m.s^{-2}] \cdot 1000 [kg/m^3]}{3600 [s/h]} = 2,725 \left[ kg \cdot s^{-3} \cdot h / m^2 \right] \quad \text{IV.12}$$

Ou :

- $g$  : constante de la gravité.
- $\rho$  : la densité de l'eau.

#### IV.4.1.2 Estimation de la vitesse du vent [29]

L'estimation du potentiel énergétique éolien disponible sur un site donné est sans doute l'étape la plus importante lorsqu'il s'agit d'envisager l'implantation d'un système d'exploitation de ce type d'énergie. Sa dépendance directe du vent nécessite une connaissance des différents aspects, tels que la variation horaire et mensuelle de la vitesse du Vent ainsi que sa distribution en fréquence. Dans cette étude, le site concerné est celui D'Adrar et plus précisément **Tamantit**

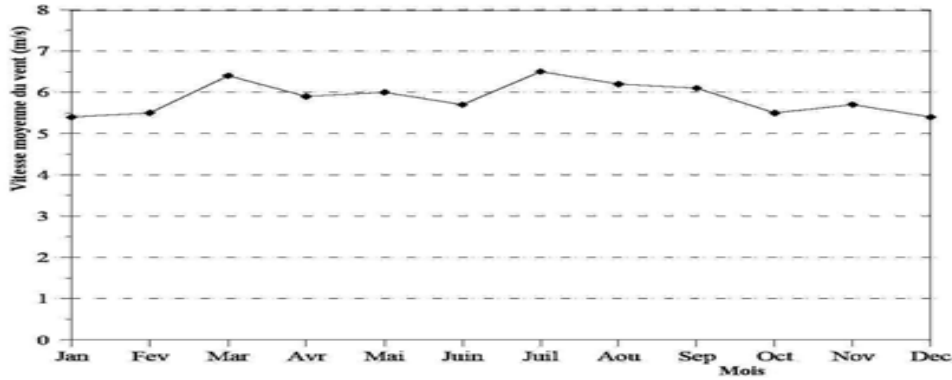
##### IV.4.1.2.1 Données utilisées

Les données utilisées dans cette étude sont obtenues à partir des données tri-horaires des vitesses de vent mesurées à 10 m du sol, publiées par l'Office National de la météorologie et collectées sur la période 1976-1988.

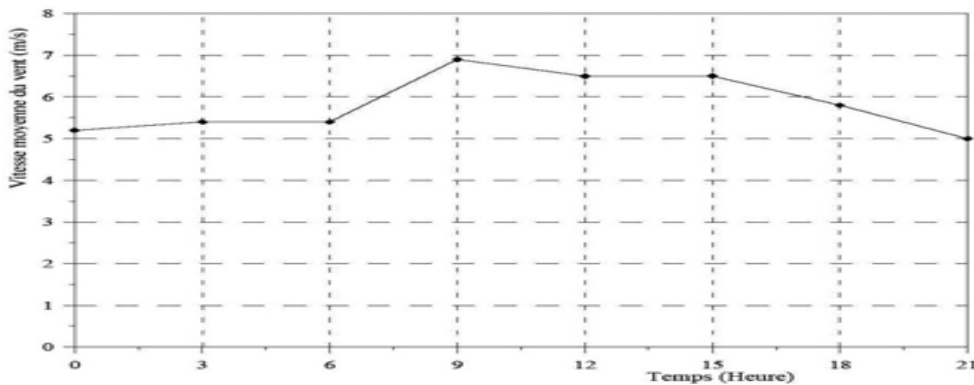


**IV.4.1.2.2 Analyse des données de la vitesse moyenne du vent dans la wilaya d’Adrar**

La vitesse moyenne du vent est le plus simple indicateur de la qualité des ressources éoliennes d’une région. Basées sur les données publiées par l’O.N.M., les moyennes mensuelles de la vitesse du vent et les moyenne annuelles des valeurs tri horaires de la vitesse du vent sont présentées, respectivement, sur les figures IV.5 et IV.6



**Figure IV.5 :** Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site d’Adrar [23]



**Figure IV. 6 :** Evolution de la vitesse moyenne horaire Du vent pour le site d’Adrar (à 10 m du sol) [23]

La figure IV.5 montre la variation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent pour le site d’Adrar. Cette figure montre que ce site présente un maximum de vitesse moyenne des vents pendant la période Juillet-Septembre et le mois de Mars. Quant au minimum, il se produit durant la période hivernale. Ainsi, les données montrent que le site d’Adrar est un site venté durant toute l’année, avec une vitesse moyenne annuelle autour de 6 m/s à 10 m du sol.

L’évolution des moyennes annuelles de la vitesse du vent tri-horaire du site d’Adrar dans cette étude est représentée en figure IV.6. Cette évolution de la vitesse montre, d’une part, une diminution de la vitesse moyenne durant la nuit et une augmentation durant la journée sont Constatées, et d’autre part que le site d’Adrar est plus venté l’après-midi que la matinée.

Ainsi, les données montrent que le site d’Adrar présente un potentiel éolien important du fait que le vent souffle à une vitesse relativement élevée pendant longtemps. En effet, le vent souffle à une vitesse supérieure à 5 m/s durant toute la journée et supérieure à 6 m/s pendant presque 10 heures (plus de 40% du temps) et cela seulement à 10 m du sol.

**IV.4.1.2.4 Distribution de la vitesse du vent**

La distribution des vitesses du vent représente un indicateur pour le potentiel éolien. sa connaissance permet l’estimation de l’énergie éolienne disponible sur le site. La distribution des vitesses du vent peut être représentée par un tableau ou par une fonction mathématique.

Le **Tableau 1** présente la distribution des fréquences des vitesses moyennes mesurées pour une classe donnée en termes de pourcentage pour le site d’Adrar. [23]

**Tableau IV.1** : Distribution fréquentielle de la vitesse de vents à 10 m sur le site d’Adrar

Fréquences des vitesses du vent (%)								
0-3	3-5	5-7	7-9	9-11	11-13	13-15	15-17	> 17
m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s
12	20	32	19	10	4	2	1	0

Ce tableau montre d’une part que sur le site d’Adrar, seulement 12 % des vitesses du vent Enregistrées sont inférieures à 3 m/s, vitesse de démarrage de la plupart des éoliennes, et d’autre part que ces vitesses n’excèdent que très rarement 13 m, vitesse pour laquelle ce type d’éoliennes produit sa puissance nominale. Ce qui veut dire que les petites éoliennes installées sur ce site, à une hauteur de 10 m, peuvent produire de l’énergie pendant 88 % de temps, mais ne fonctionnent que rarement à leur puissance nominale.

Cependant pour les grandes éoliennes qui nécessitent pour leur installation une hauteur beaucoup plus supérieure à 10 m, les vitesses seront plus grandes et ces éoliennes fonctionnent beaucoup mieux dans de larges intervalles de production d’énergie.

Hammouche [28] a publié l’Atlas vent de l’Algérie contenant les résultats statistiques de plusieurs stations météorologiques où la distribution de Weibull représente une bonne approximation de la distribution de la vitesse du vent. La figure IV.7 présente l’histogramme des fréquences de vitesse du vent et la distribution de Weibull pour le site d’Adrar.

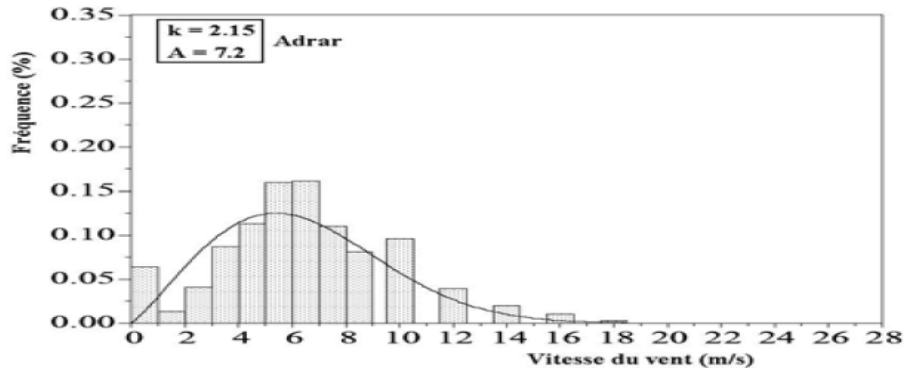


Figure IV.7 : Histogramme et distribution de Weibull des vitesses du vent [28]

**IV.4.1.2.5 Densité de puissance éolienne**

La densité de puissance éolienne est généralement considérée comme un bon indicateur du potentiel éolien disponible. Elle dépend de la distribution des fréquences de la vitesse du vent et elle est proportionnelle à la moyenne du cube de la vitesse du vent,  $\overline{V^3}$ . Son expression est donnée par l'équation suivante :

$$\overline{P} = \frac{1}{2} \rho \overline{V^3} \tag{IV.13}$$

Où  $\rho$  est la densité de l'air supposée.

Basée sur la fréquence d'occurrence des vitesses appartenant aux différents intervalles, la vitesse cubique moyenne peut être exprimée comme suit [IV.14, IV.15] :

$$\overline{V^3} = \sum_i (V_i^3 \times f_i) \tag{IV.14}$$

Aussi, elle peut être déterminée à partir des paramètres de Weibull.

$$\overline{V^3} = c^3 \times \tau \times \left(1 + \frac{3}{K}\right) \tag{IV.15}$$

Par conséquent, la densité de puissance moyenne disponible peut être exprimée par les équations suivantes :

$$\overline{P} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^j (V_i^3 \times f_i) \tag{IV.16}$$

Où

$V_i$  est la vitesse médiane du vent de  $i^{\text{ième}}$  intervalle de vitesse,  $f_i$  est la fréquence d'occurrences des vitesses appartenant au  $i^{\text{ième}}$  intervalle de vitesse (%).  $j$  est le nombre d'intervalles de vitesses. En terme de paramètres de Weibull, elle est exprimée par :

$$\bar{p} = \frac{1}{2} \rho c^3 \tau \left(1 + \frac{3}{K}\right) \quad \text{IV.17}$$

Où

$\Gamma$  est la fonction gamma. Quant à la puissance éolienne récupérable par l'éolienne, elle est inférieure à la puissance disponible, son maximum théorique est autour de 59 % de la puissance éolienne disponible.

L'extrapolation des paramètres de Weibull d'un niveau standard (10 m) à un niveau d'intérêt, tel que la hauteur du moyeu de l'éolienne qui permet de déterminer la densité de puissance éolienne disponible à cette hauteur. Les expressions utilisées sont les suivantes : [28]

$$K(h_m) = \frac{k(10)}{1 - 0.088 \ln(h/10)} \quad \text{IV.18}$$

$$c(h_m) = c(10) \times (h_m/10) \quad \text{IV.19}$$

$$\alpha = 0.37 - 0.088 \times \ln c(10) \quad \text{IV.20}$$

$h$  est la hauteur du moyeu de l'éolienne et  $\alpha$  est un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et de la stabilité atmosphérique.

En utilisant {eq. IV.16}, la densité de puissance éolienne moyenne est déterminée d'après les données relatives à la distribution de fréquence de la vitesse du vent. De même, en utilisant les paramètres de Weibull, la densité de puissance est déterminée à partir de {IV.19}.

Le **Tableau IV.2** montre les résultats relatifs à la densité de puissance éolienne moyenne pour le Site d'Adrar calculée à partir des paramètres de Weibull et des données des fréquences de vitesse du vent. Les résultats obtenus montrent que l'estimation de la densité de la puissance

moyenne à partir des paramètres de Weibull donne des valeurs très proches de celles calculées à partir des données des fréquences de vitesse.

**Tableau IV.2** : Densité de puissance éolienne à 10 m du sol (Adrar) [28]

Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> ) {Eq. IV.16}	Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> ) {Eq. VI.19}
280	283

En utilisant les équations (IV.18- IV.20), la densité de puissance éolienne peut être estimée pour différentes hauteurs. Le **Tableau IV.3** présente la densité de puissance moyenne calculée à partir des paramètres de Weibull extrapolés à 50 m et celle correspondant à la hauteur de 10 m du sol pour le site d'Adrar.

**Tableau IV.3** : Densité de puissance éolienne disponible à Adrar pour deux hauteurs différentes

Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> ) {10 m}	Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> ) {50 m}
683	650

L'analyse des résultats montre aussi que :

- ◆ Le passage de la hauteur de 10 m à celle de 50 m permet d'augmenter la densité de Puissance disponible sur site par un coefficient de 2 à 2,7 environ.
- ◆ Il existe un potentiel éolien important dans le site d'Adrar pour l'exploitation de ce Type d'énergie.

## IV 4.2 Analyse économique [28]

### IV.4.2.1 Cout estimatif du mètre cube d'eau

Pour une estimation du coût relatif du m<sup>3</sup> d'eau pompée par le système, il a été pris en considération l'ensemble des rubriques.

Le coût global actualisé comprend le coût d'amortissement et le coût de fonctionnement pendant toute la durée d'utilisation du système.

- La quantité journalière moyenne d'eau pompée ( $m^3/J$ )
- La quantité d'eau pompée annuellement est estimée ( $m^3/an$ )

La poursuite de l'analyse des chiffres nous conduit de déterminer dans ces cas particuliers un coût du mètre cube d'eau. Nous considérons deux hypothèses :

- Toute l'eau productible est utilisée,
- Compte tenu des variations saisonnières de consommation et du gaspillage, on suppose que seulement 70% de l'eau productible est utilisée.

Le coût d'un système de pompage peut se décomposer en trois parties :

- Le coût de l'électropompe et de l'électronique associée,
- Le coût du générateur d'éolien (aérogénérateur, supports et câblage),
- Enfin celui des accessoires (câble électrique de la pompe, tuyau de refoulement, etc.).

Dans une gamme de pompes, c'est la puissance du générateur qui fait varier le coût. Le type de moteur, de l'électronique et de l'hydraulique n'a que très peu d'influence sur le coût de l'ensemble.

Le pompage à base éolien met en jeu des turbines éoliennes de tailles importantes, et son coût est donc très influencé par le prix de marché du modèle voulue.

Il est à souligner que ce coût peut varier dans de larges proportions, en fonction de l'année. Il dépend en outre de plusieurs paramètres importants :

- Les visites pour le suivi de cette installation peuvent être très fréquentes, à cela les frais de maintenance et d'entretien peuvent être élevés et par conséquent Peuvent faire augmenter le coût réel du mètre cube d'eau.
- Le changement de certains composants du système fait augmenter également le coût du mètre cube d'eau.

#### **IV.4.2.2 Hypothèses et calculs des coûts d'un système éolien**

- Le coût de l'installation du système de pompage éolien sur un site donné tient en compte tous les coûts relatifs au montage de la génératrice et le sous- système de pompage tel que : la structure de génératrice, le béton, le câblage, tuyauteries, coudes, etc. Durant cette durée de vie, le système ne nécessite pas une très grande maintenance. L'ensemble constitutif ne nécessite pas de maintenance sauf quelques interventions de nettoyage. Ainsi donc, la maintenance annuelle du système se limite à la maintenance du sous-système de

pompage. Le calcul du coût d'un système éolien requiert la connaissance des éléments suivants :

- La durée de vie,
- Le coût ou l'investissement initial,
- Les coûts de maintenance annuels relatifs au système éolien,
- Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes,
- Les profits réalisés.

#### ❖ **Equipement et matériels**

Sont les principaux composants du système éolien : c'est-à-dire l'aérogénérateur, les onduleurs, la motopompe et les divers accessoires utilisés dans l'installation (câbles, boîtiers,...).

#### ❖ **Etude technique et réalisation**

Pour tout projet de réalisation et d'installation d'un système de pompage éolien, il faudrait ajouter les frais dû à l'étude, étude de prospection et visite du site.

#### ❖ **Travaux de génie civil**

Les frais relatifs aux travaux de génie civil (réalisation du puits ou du forage, socles Pour les structures, réalisation du bassin ou du réservoir d'eau).

#### ❖ **Installation**

Dans le cadre de l'installation sur site, une équipe de techniciens (installateurs) spécialistes est directement mise en place. Le poste relatif au montage, à l'installation et à la mise en service du système éolien peut être évalué à 8 % du coût global de l'installation, il représente l'ensemble des frais occasionnés à la réalisation et l'installation de la ferme éolien sur le site prévu.

#### ❖ **Le coût de l'entretien**

Remplacement de composants :

- Remplacement de la turbine.
- Remplacement du moto- pompe.
- Réparation de l'onduleur.
- Entretien génie civil.

### IV.4.2.3 Coûts initiaux

L'investissement initial permet à l'utilisateur de savoir quel est le prix qu'il va payer lors de l'installation de son système. Aussi, d'autres informations très importantes constituent des critères de choix, à savoir :

- Le coût du système éolien sur sa durée de vie.
- Le coût de l'énergie consommée par l'utilisateur sur toute sa durée.
- Le coût du kWh consommé dépendra des profits engendrés mais également de l'énergie éolienne consommée par l'utilisateur.

Les coûts initiaux comprennent les dépenses effectuées lors de l'installation du système éolien c'est à dire les composants du système éolien, leur transport et leur installation, ainsi que les coûts de génie civil associés.

De même, des frais généraux couvrant les frais de conception, de surveillance du chantier doivent être pris en considération

### IV.4.2.4 Coûts récurrents

Les charges récurrentes peuvent se diviser comme suit :

- **Les frais de fonctionnement**
  - Dépendent de petites réparations : fuites d'eau, maçonnerie, etc.
- **Les frais d'entretien et de réparation**
  - coût d'intervention du personnel qualifié assurant la maintenance du système,
  - la réparation éventuelle des composants (main-d'œuvre et déplacement).
- **Les frais de renouvellement**
  - Le coût des composants (GSAP, Onduleur, La pompe...) à renouveler durant la durée de vie du système.

### IV.4.2.5 Coût sur la durée de vie du système

Le coût sur la durée vie du système est fonction de l'investissement initial, du coût annuel d'entretien et de maintenance et du coût de remplacement éventuel de certains sous-systèmes.

$$C_{vie} = I_0 + C_{ent/main} + C_{rempl} \quad \text{IV.21}$$

Où

- $I_0$  : Coût initial de système.



- $C_{ent/main}$  : Coût d'entretien et le coût de maintenance.
- $C_{rempl}$  : Coût de remplacement.

#### IV.4.3 Application : Etude de cas [28]

Cette partie est en vue d'alimenter en eau une surface agricole d'environ  $6937m^2$  située à Tamantit (village localisé à 13km de la ville d'Adrar). Les caractéristiques géographiques de la zone sont données par :

Longitude :  $0.28^\circ$ nort

Latitude :  $27.82^\circ$ west

Rugosité : 0.01m

L'altitude par apport au niveau de la mer : 269m

La vitesse de vent : 5.9m/s

#### ❖ Infrastructure hydraulique existante



**FigureIV.8** : Un forage de 27 m de profondeur. [28]

#### ❖ Méthode pratique de dimensionnement

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

- ✓ Evaluation des besoins en eau.
- ✓ Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.

- ✓ Détermination de l'énergie électrique pour le choix de la pompe.
- ✓ Détermination de tension pour le la gsap et la turbine.

#### IV.4.3 .1 Evaluation des besoins en eau

Supposons que le groupe moteur diesel fournit un débit maximum de 15m<sup>3</sup>/h. En prenant en compte les pertes au niveau tuyauterie de refoulement, le débit moyen peut être évalué à :

$$Q_{moyenne} = 13 m^3 / h$$

Avec une hauteur manométrique estimée en : HMT = 25 m.

#### IV.4.3 .2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau ainsi que les caractéristiques du puit sont connus, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne nécessaire à partir de la relation :

$$E_h = C_h \times Q \times HMT \quad \text{IV.22}$$

Ce qui conduit à :

$$E_h = 2,725 \times 13 \times 25$$

$$\Rightarrow E_h = 885,625 \text{ Wh}$$

#### IV.4.3 .3 Estimation de l'énergie électrique

L'énergie électrique nécessaire est liée à celle hydraulique par l'expression suivante :

$$E_{elec} = \frac{E_h}{R_p^*} \quad \text{IV.23}$$

\* Le rendement crête du sous-système moteur-pompe est de 50 %,

$$E_{elec} = \frac{E_h}{R_p^*} \Rightarrow E_{elec} = \frac{885,62}{50\%}$$

$$\Rightarrow E_{elec} = 1771.25 \text{ wh} = 1.77 \text{ kwh}$$

Pour le bon fonctionnement équivalent à cette énergie on choisit ce type de pompe :



Figure IV.9 : Une pompe LORENTZ PS2-1800 C-SJ8-7

#### IV.4.3 .4 Estimation du cout du dimensionnement du cas étudié par voie éolien

La facture suivante montre clairement la part la plus importante dans la structure des coûts

tableauIV.4 : La facture du cas étudiant par éolien

Désignation	QTE	Caractéristique	Prix en €	Prix en dinars
Une pompe <i>LORENTZ</i> PS2-1800 C- SJ8-7	01	*Puissance max 1.5kw *Moteur ECDRIVE 1200-C / ECDRIVE 1800-C 1.7kw *Clapet anti-retour	2174	266 420
Eolien whisper	01	Éolienne Whisper 500 220 V AC 50 Hz 3.2 kW+Onduleur Aurora Magne Tek (DIN VDE0126, CEI, UL 1741...) Entrée 40 Vac à 400 Vac Sortie 230 Vac 50 Hz Puissance 3.6 kW	10770	1 312 490
Câble d'alimentation 4x4	100ml	Sonde 4x4 réf S17070601  Livraison gratuit  Paiement en 4 fois	87	42646,8
Câble de garde	100ml	Bobine de 25 m de câble inox 316 diamètre 4mm	49,92	24470,48
Manomètre	1	<b>50mm Manomètre pression pour réservoir</b>	8	980,387

		<b>pompe radial 12.9mm 0-10bar</b>		
Charpente en kit	1	En version bois	50	6127,42
Compteur	01	<b>Compteur d'énergie triphasée</b>  *Payez en 4 fois, sous réserve d'éligibilité *Profitez de 30% de remise supplémentaire en prenant la Carte Cdiscount	232	28 431,2
Embout PEHD 40	0.3	plastique (polypropylène PN 10)	0,45	16544.04
Rouleau PEHD 40/10 bar	03	<i>POLYETHYLENE Haute Densité</i>  Densité 955 kg/m3 Résistance à la traction 960 MPa Allongement à la rupture % 500	30,7	37622,4
Ciment	5	.....	.....	4050,645
Grillage	60	.....	.....	22035,54
Corner	45	.....	.....	21873.51
Main d'œuvre	.....	.....	.....	43 206,9
Redresseur	01	Pont redresseur Triphasé, 35A 400V, D 63, 5 broches	6,72	7 258,76
TOTAL				1834158,082DA

### IV.4.3 .5 Coûts de la quantité d'eau pompée par notre motopompe

En prenant en considération la durée de vie du système photovoltaïque qui est de l'ordre de 25 ans, on aboutit alors à :

- Le coût de la quantité pompée durant une année :

$$1834158,082 \text{ DA} / 25 \text{ ans} = 73\,366,32 \text{ DA/an}$$

- Le coût de la quantité pompée durant une journée

$$73\,366,32 \div 366 = 200.45 \text{ DA/jour}$$

Il est à noter que la durée de fonctionnement de la pompe par jour est d'environ 10 h avec un débit de 13 m<sup>3</sup>/h.

Ce qui nous permet de trouver le débit journalier :  $Q = 130 \text{ m}^3/\text{jour}$

## IV.4 Estimation du coût par voie classique (sonal gaz)

### ❖ *Taux de desserte domestique et tarifs objectifs*

Le taux de desserte dépend de deux facteurs principaux : la capacité et volonté de payer les frais initiaux de raccordement (raccordement étant ici et plus loin utilisé pour le réseau et le l'éolien) et la capacité et volonté de payer les tarifs mensuels du service.

Les niveaux de servie chez sonal gaz son illustre suivant le niveau du consommateur :

- Grands comptes
- Collectivistes
- Professionnelles
- Résidentiels

Le niveau professionnel le plus répandu au pompage d'eau est caractérisé par deux niveaux de tension (moyenne tension et basse tension) :

#### ✓ **Moyenne Tension (MT)**

- Elevage
- Conditionnement de produits agricoles

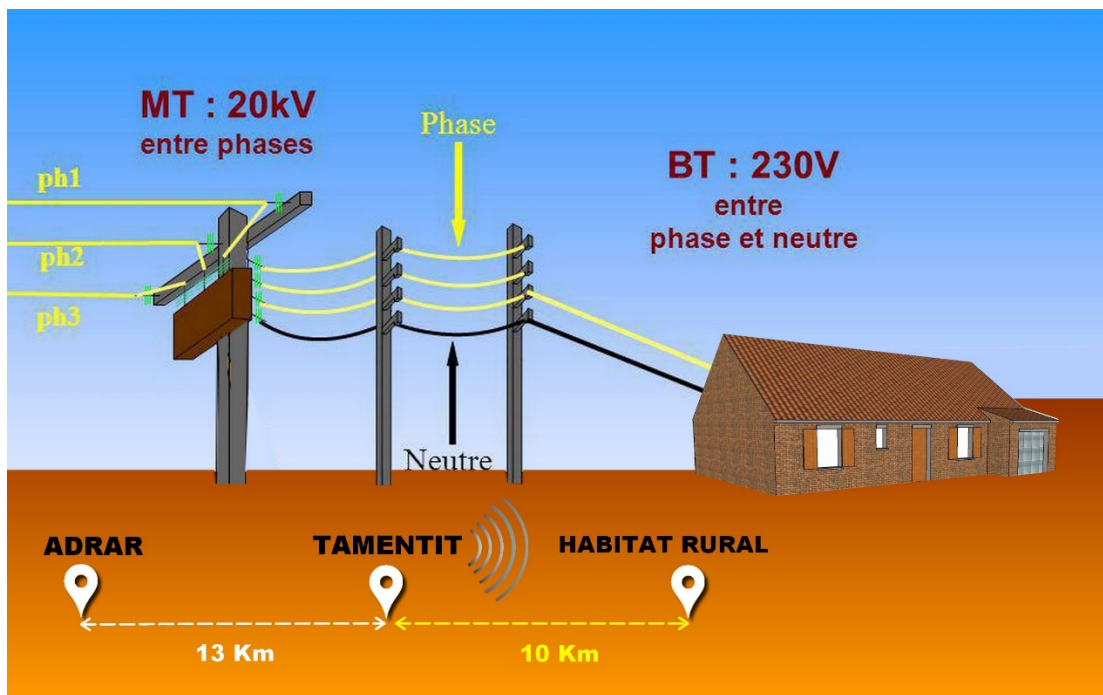
- Distribution des eaux d'irrigation
- Culture
- Etc...

✓ **Base de tension(BT)**

- Alimenter des appareils de force motrice (motopompes) pour des besoins d'irrigation, de pompage.

**Tableau IV.5** Fiche technique [27]

Localité	Commune	Daïra	Consistance physique			
			MT	BT	N° des Transformateurs	N° des Foyers
Adrar	Tamantit	Fenoughil	10	0.2	1	1



**FigureIV.10** : Trajectoire de la Moyenne Tension de la commune de Tamantit à zone rurale souhaitée [27]

**Tableau IV.6** Arrêtée la présente facture à la somme de cout total [27]

N °	Désignation	Quantité	P. Unit HT	Montant HT
1	Câble MT (34,3*3) mm <sup>2</sup>	<b>10 (Km)</b>	2282500,00 (1km)	22825000 ,00
2	Câble BT 70 mm <sup>2</sup>	<b>0.2(Km)</b>	996000,00 (1km)	199200,00
3	Transformateur 160 KVA	<b>1</b>	481400,00	481400,00
4	Disjoncteur	<b>1</b>	207500,00	207500,00
			Total HT	23713100,00
			TVA 19 %	4505489,00
			Total TTC	28218589,00

D'après les Tableau IV.4 et Tableau IV.6 on conclure que le cout l'exploitation de réseau électrique seul est trop cher que l'éolienne sans pris en considération la consommation.

Dans le cas au le réseau électrique est disponible dans la région le cout de consommation soit montré comme ci-dessus :

➤ **Tarif et simulation de facture MT [28]**

✓ **Tarif Général MT-professionnel**

Il est constitué d'une prime fixe pour la facturation de la puissance souscrite et un prix de kWh par poste horaire.

**Tableau IV.7** Les tarifs sont exprimés en DA, avec TVA comprise (TVA est de 11%) [28]

<b>Prime fixe par KVA et par An</b>	381,40
Redevance de consommation par kWh et par mois	
Heures de pointe ( <i>entre 17h et 22h</i> )	8,1147
Heures pleines ( <i>entre 7h et 17h</i> )	2,1645
Heures creuses ( <i>entre 22h et 7h</i> )	1,205

➤ **Tarif et simulation de facture BT :**

✓ **Tarif basse tension BT - Professionnel****Tableau IV.8** Clients force motrice, industriels et agricoles [28]

<b>Tranches de consommation mensuelle</b>	<b>Prix du KWh</b>
0 à 125kWh	1,779
125 à 250 kWh	4,179
250 à 1000kwh	1,412
>1000kwh	5.84

❖ **Le coût énergétique : cas d'alimentation par le réseau électrique :**

Tout d'abord, on constate que la consommation ne dépassera pas la première tranche. Par ailleurs, l'énergie électrique nécessaire pour le fonctionnement de la pompe est d'environ :

$$E_{elec} = 1,77KWh$$

On calcule le coût du volume global pompé par jour :

La consommation journalière de la pompe, fonctionnant 10 h par jour, est donné alors par :

$$1,77 \times 10 = 17,7kwh$$

La consommation trimestrielle :

$$17,7 \times 90 = 1593kwh/trimestre$$

Alors que le cout de la consommation trimestrielle est :

$$1593 \times 5,84 = 9303,12 \text{ DA/trimestre}$$

La consommation annuelle est :

$$9303,12 \times 4 = 37212,48 \text{ DA/an}$$

Le cout de la consommation journalière est

$$37212,48 \div 365 = 101,95 \text{ DA/jour}$$

❖ **Etude comparative entre ces deux sources d'énergies**



**Tableau IV.9** : le coût de chaque source de pompage en fonction du débit

Débit (m <sup>3</sup> /temps)	130 (m <sup>3</sup> /jour)	47 580 (m <sup>3</sup> /an)	475 800 (m <sup>3</sup> /10ans)
Electrique	101,95	37212,48	372124,8
Eolien	200,45	73364 ,7	733647

## IV.5 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à une étude économique comparative entre les deux techniques de pompage d'eau, pompage à base d'énergie éolien et pompage en utilisant le réseau électrique par une étude comparative du coût global d'un m<sup>3</sup> par jour d'eau pompée. Le coût du kWh produit par l'énergie éolienne est composé de plusieurs parties ; les frais d'amortissement et d'investissements présentent la part la plus importante, les frais d'exploitation sont bien évidemment nuls. Il reste, cependant, une partie faible ou moyenne pour les frais d'entretien (maintenance). Cette composition du coût (du kWh produit) est complètement différente dans le cas du réseau électrique où les frais de l'investissement sont important alors que les frais de la facture de la fin du mois est faible.

Enfin, Bien qu'il soit plus claire maintenant que le choix de la technique de pompage d'eau par éolienne est la meilleure, alors il semble que l'avenir est pour l'énergie éolien dans le cas où le site est isolé car l'électrification du site seul ça nous coute cher.

## **Chapitre V**

### **Simulations et résultats**

## V. 1 Introduction

Afin de valider notre étude théorique de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, la réalisation pratique ou, à défaut, la simulation du processus est nécessaire. La chaîne de conversion a été modélisée et simulée à l'aide des logiciels Matlab-Simulink.

Les convertisseurs électroniques présentés précédemment ont besoin, pour fonctionner, de recevoir des ordres de commande.

A l'aide du logiciel de simulation Matlab-Simulink, on transforme les équations qui constituent le modèle du processus à étudier en schémas bloc.

## V.2 Simulation de la chaîne globale du système de pompage

La figure (V.1) représente le schéma bloc du système de pompage. Il comporte :

- la turbine,
- la génératrice synchrone à aimant permanent,
- le redresseur,
- l'onduleur,
- la motopompe.

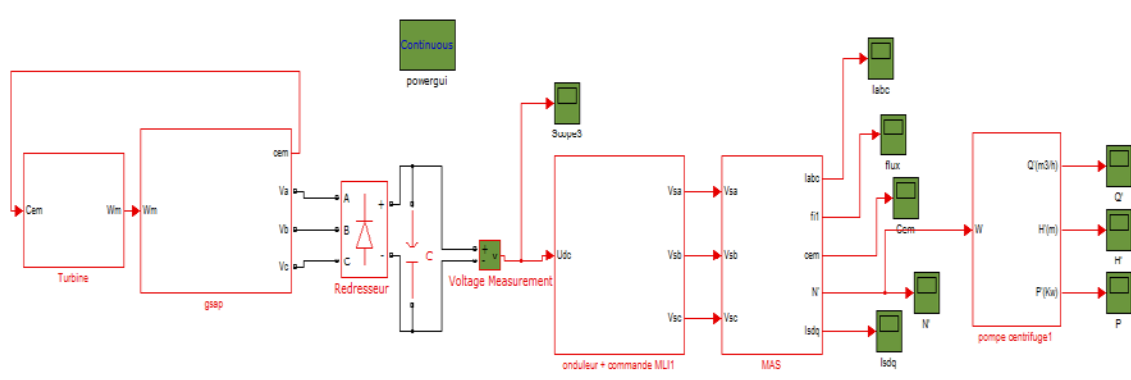


Figure V.1 : Schéma globale de système de pompage

### V.2.1 Simulation de l'aérogénérateur

Le bloc aérogénérateur est composé de la turbine et de la génératrice synchrone.

#### V.2.1.1 Simulation de la turbine

La figure V.2 représente le schéma bloc de la turbine.

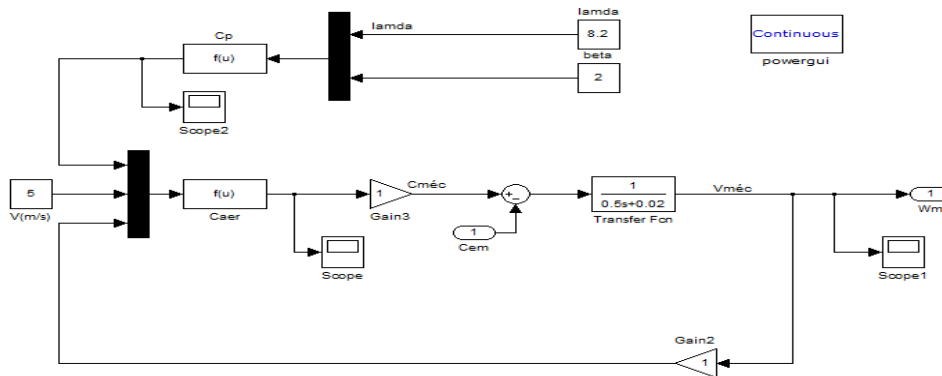


Figure V.2 : schéma block de la turbine

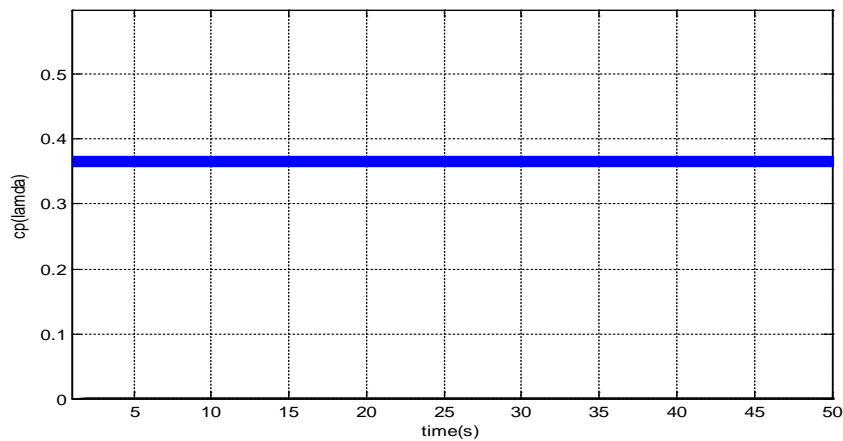
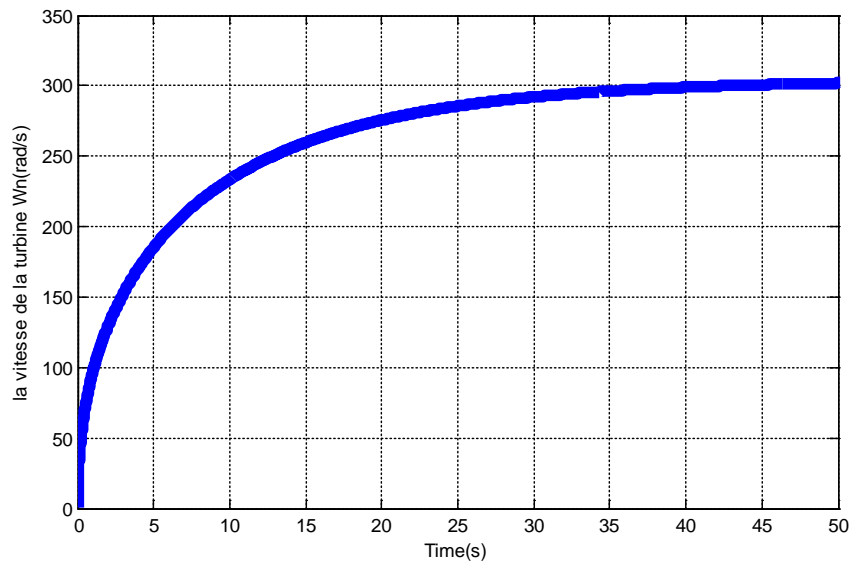


Figure V.3 : Le coefficient de puissance Cp

Le coefficient de puissance atteint la valeur 0.39 (La figure V.3)



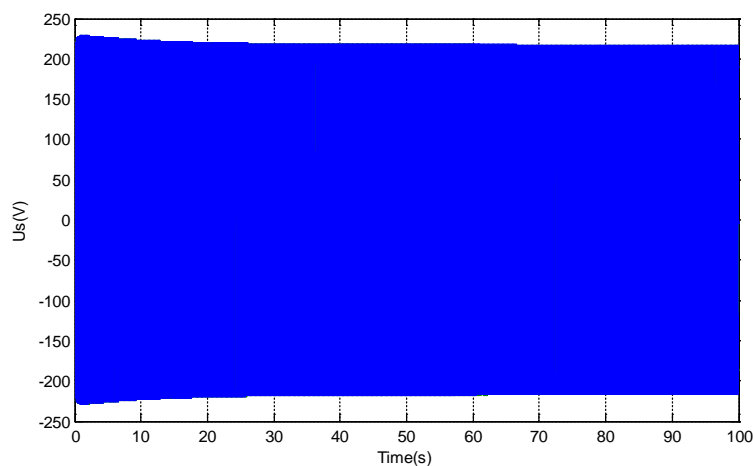
**Figure V.4** : La vitesse de la turbine  $W_n$  (rad/s)

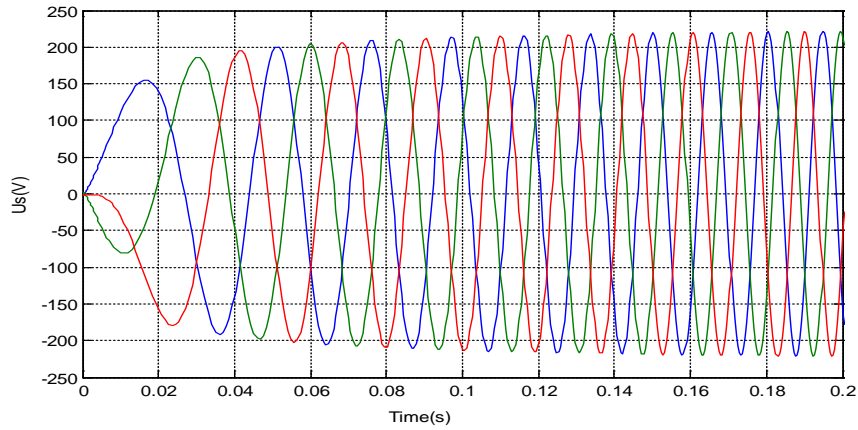
Nous avons connecté notre MSAP à une turbine à vitesse mécanique constante, égale à peu près à 300 rad/s, après un régime transitoire de 40 s (Figure V.4).

### V.2.1.2 Simulation de la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP)

Après simulation de la génératrice synchrone à aimant permanent, on obtient :

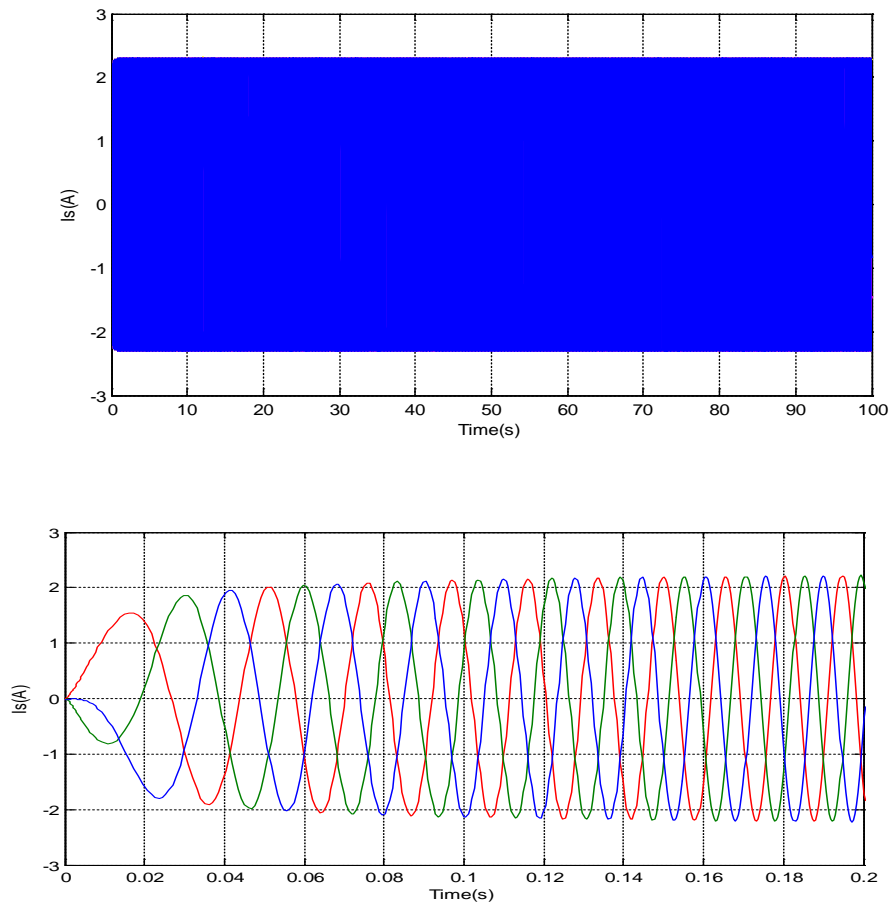
La tension composée de la génératrice est illustrée par la **Figure V.5**. Elle est de forme sinusoïdale avec une amplitude de  $\pm 220$  V (60 Hz).





**Figure V.5:** La tension composée de la génératrice ( $U_s$ )

Elle est de forme sinusoïdale avec une amplitude de  $\pm 220$  V



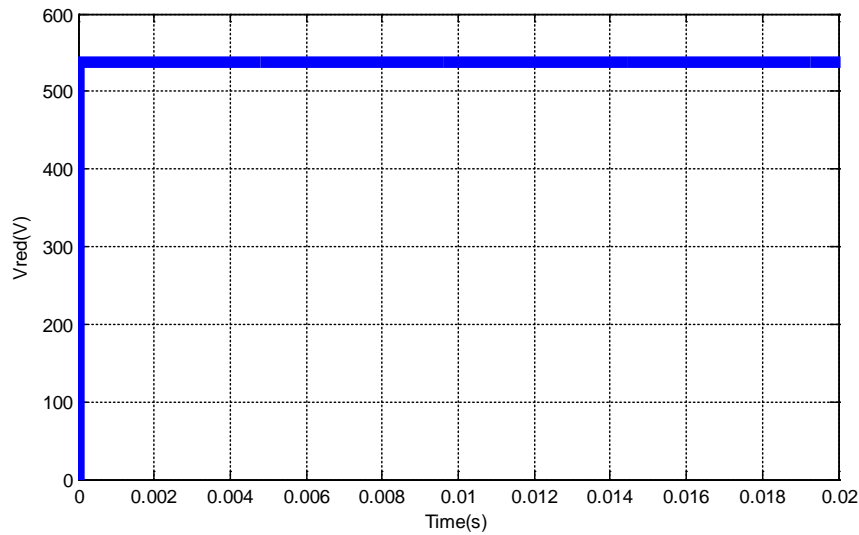
**Figure V.6 :** Le courant de sortie de génératrice ( $I_s$ )

L'allure du courant de phase de la génératrice est illustrée par la figure V.6. Il est de forme sinusoïdale avec une amplitude de  $\pm 2.4$  A,

## V.2.2 Simulation des convertisseurs (redresseur-onduleur)

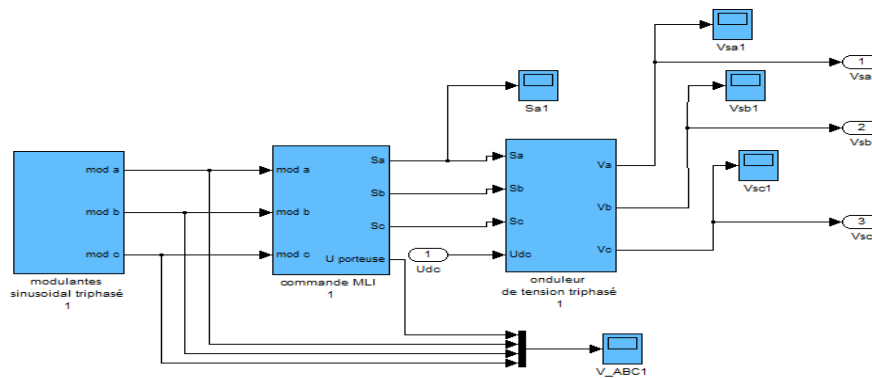
### V.2.2.1 Simulation de redresseur

La **Figure V.7** représente la tension  $V_{red}$  redressée par le pont ( $U_{dc}$  dans le schéma bloc) après le filtrage. On observe que cette tension a une valeur maximale, égale à 545 V



**Figure V.7** : La tension redressée  $V_{red}$  (V).

### V.2.2.2 Simulation de l'onduleur et commande MLI



**Figure V.8** : Schéma blocs globale d'onduleur de tension et la commande MLI

La figure V.8 représente le schéma bloc de l'onduleur et de la commande MLI. La figure V.9 représente le schéma bloc de la commande MLI

• La commande MLI

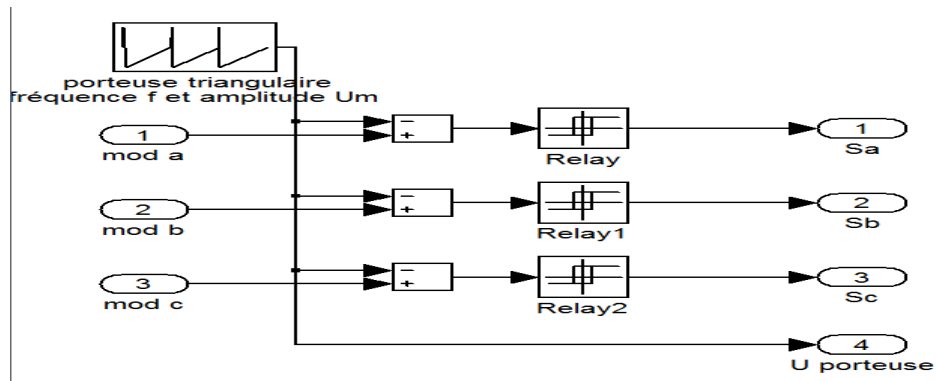


Figure V.9 : Schéma de la commande MLI

La MLI permet de former chaque alternance de la tension de sortie à partir de plusieurs créneaux. La commande MLI régit de la comparaison d'un signal triangulaire unipolaire de fréquence 900Hz et une amplitude égale à 400 avec un signal de référence sinusoïdale à amplitude égale à 300 et une fréquence de 50Hz.

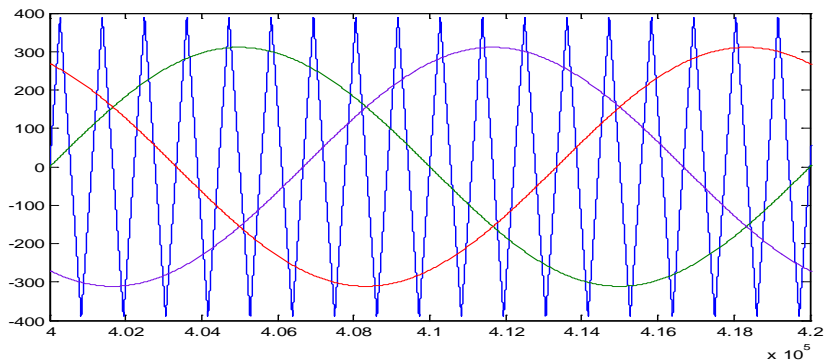


Figure V.10 : Comparaison de signal triangulaire et la référence sinusoïdale.

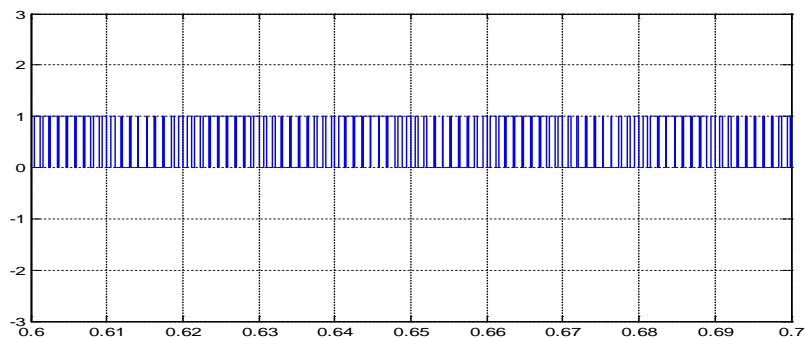
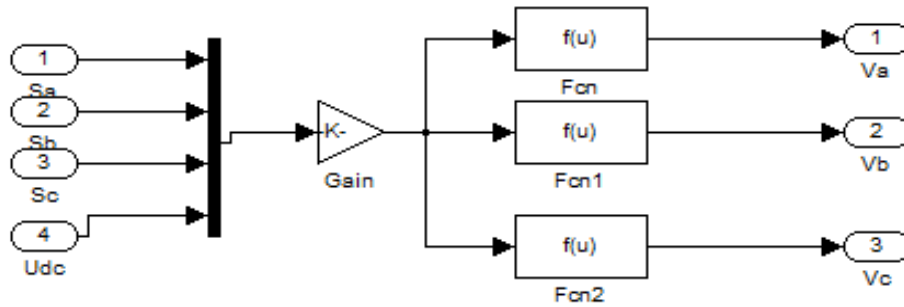


Figure V.11 : Signal de la commande MLI

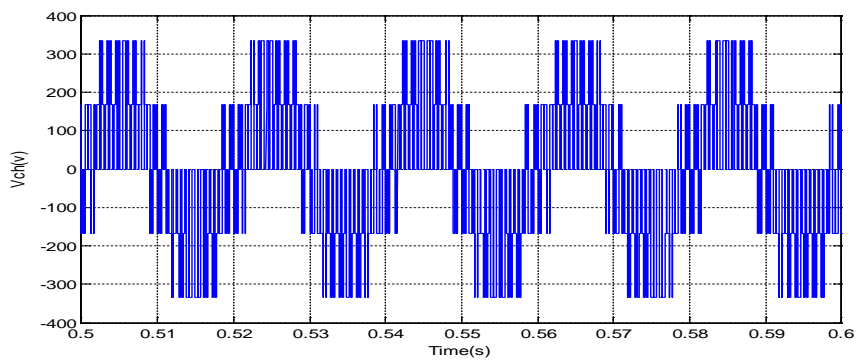


La **Figure V.10**, représente la comparaison entre la porteuse triangulaire et une référence sinusoïdale ; et **Figure V.11** représente le signal de commande résultant

- **Onduleur de tension**



**Figure V.12** : Schéma block de l'onduleur de tension



**Figure V.13** : La tension aux bornes de la charge  $V_{ch}$  (V)

La **Figure V.13**, représente la tension aux bornes de la charge. C'est une tension alternative variant entre  $\pm 345$  V, avec une période de 10 ms (50 Hz).

### V.2.3 Simulation du groupe motopompe

#### V.2.3.1 simulation de moteur asynchrone

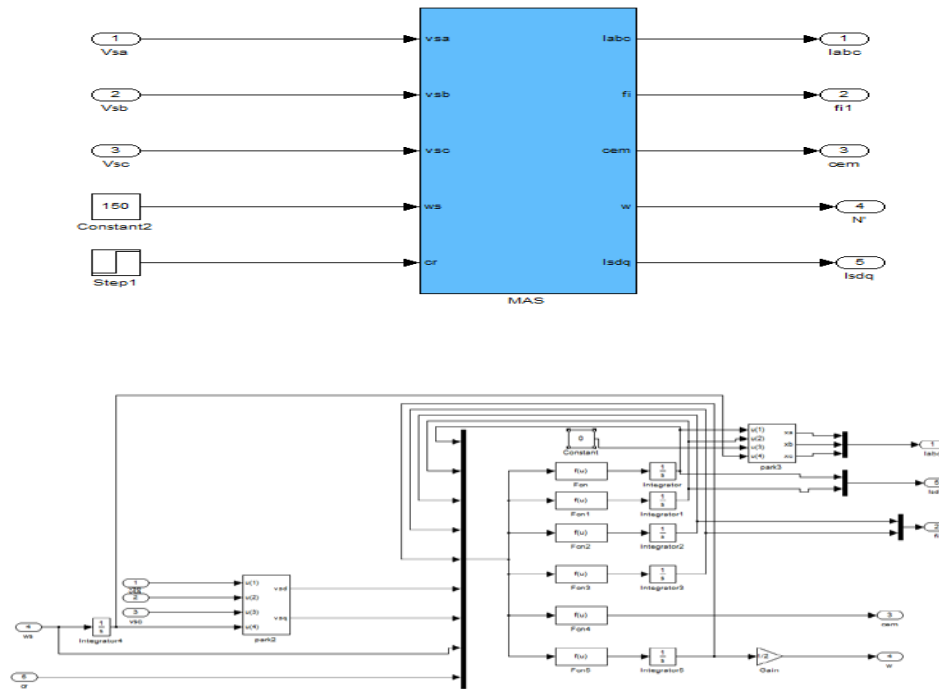


Figure V.14 : Schéma block de moteur asynchrone

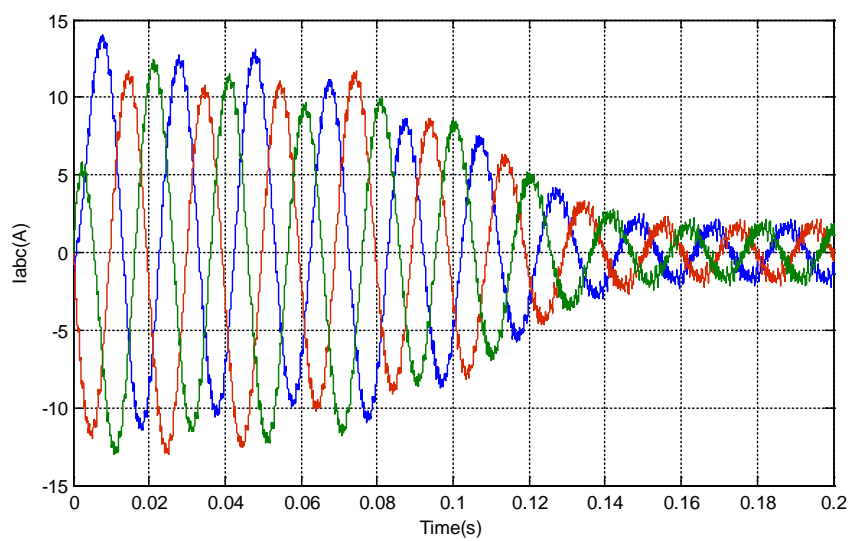
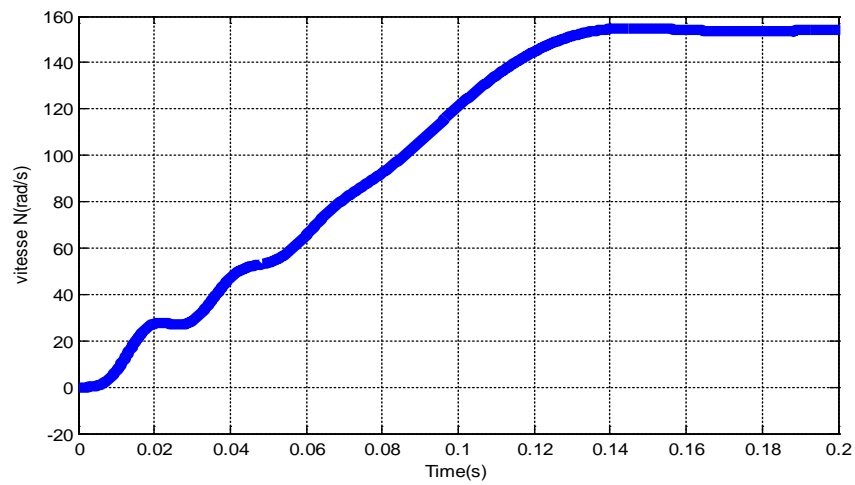


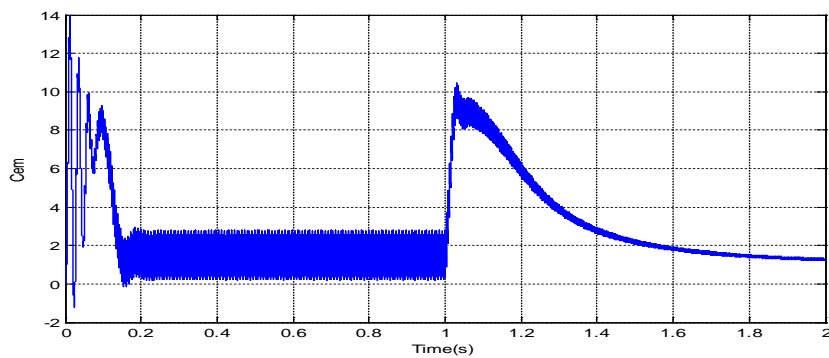
Figure V.15 : Courant de moteur Iabc(A)

La figure V.15 représente les courants triphasés du moteur asynchrone. Le courant atteint une amplitude de 3 A à 0.14 s.



**Figure V.16** : La vitesse de moteur N (rad/s)

La vitesse de rotation du moteur asynchrone atteint 160 rad/s à 0.14s



**Figure V.17** : Couple électromécanique de moteur (Nm)

Le couple s'est stabilisé à 1.8 Nm au bout de 1.8 s

### V.2.3.2 Simulation de pompe

La figure V.18 représente le schéma bloc de la pompe centrifuge.

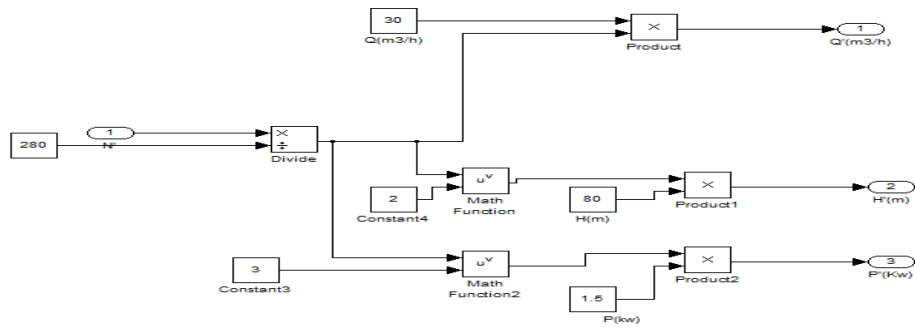


Figure V.18 : Schémas blocks de la pompe centrifuge

La pompe centrifuge a les paramètres suivants ;

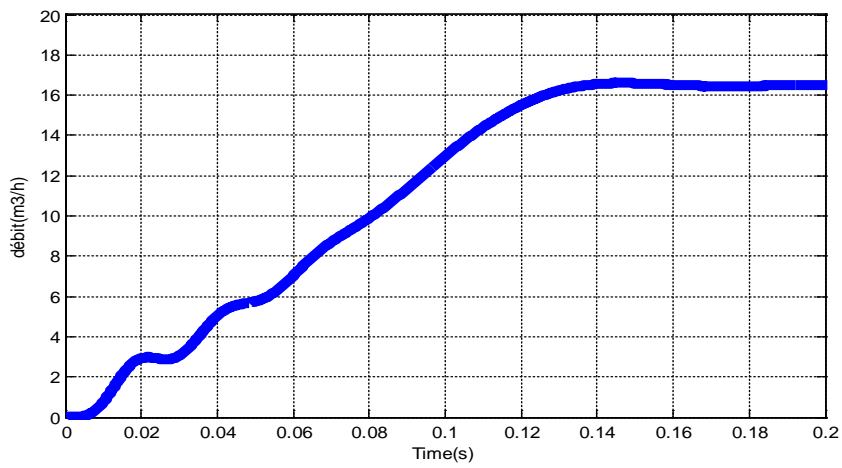


Figure V.19 : Le débit relevé par pompe  $Q$  ( $m^3/h$ )

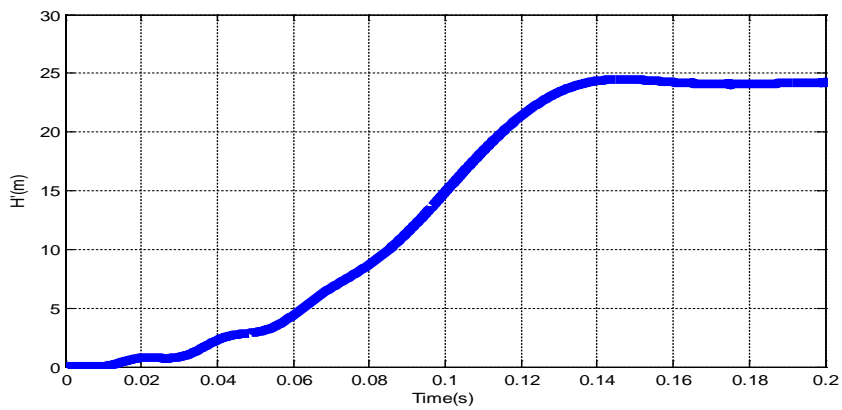


Figure V.20 : La hauteur manométrique de la pompe  $H$  (t)

Les **Figures V.19** ; **Figure V.20** représentent respectivement le débit relevé qui atteint la valeur  $16.2m^3/h$  et la hauteur manométrique de pompe d'une valeur de 25m après un régime transitoire de 0.14s.

### **V.3 Conclusion :**

Un modèle de simulation a été mis au point pour prédire le comportement du système en entier. Nous avons étudié la chaîne de conversion éolienne pour alimenter la charge motopompe, on a décrit les différentes chaînes de conversion d'énergie éolienne en présentant les résultats de simulation avec des commentaires pour chaque courbe obtenue.

## Conclusion Générale

Ce travail a été consacré à une étude technico-économique d'un système de pompage éolienne dans un site isolé de la région d'Adrar. Cette région est située sur la nappe albienne et un fort potentiel de vent. A cet effet nous avons entrepris une étude de faisabilité d'un système de pompage à base éolienne.

Nous avons dans un premier temps fait une étude bibliographique portant sur :

- L'énergie éolienne et toutes les technologies existantes.
- L'énergie éolienne ainsi que les aérogénérateurs les plus fréquemment utilisés.
- Les dispositifs d'électronique de puissance ainsi que les pompes et les moteurs.
- La nappe albienne du Sahara Algérien.

La deuxième partie de notre étude a été consacré à la modélisation, la simulation et le

Dimensionnement d'un système de pompage hydraulique éolien. Pour cela nous avons collecté les données météorologiques (vitesse du vent par heure et à 25m de hauteur). La vitesse du vent a été mise sous forme de classes, puis recalculée par la distribution de Weibull afin de modéliser la vitesse du vent dans la région d'Adrar.

La hauteur manométrique totale (HMT) de la nappe albienne dans la région d'Adrar a été estimée à 25m. Toutes ces données nous ont permis de dimensionner notre système par l'interface Simulink Sous environnement Matlab. Celui-ci nous a permis de dimensionner notre génératrice, l'aérogénérateur, le système de conversion électrique et la pompe hydraulique.

Le système éolien étant choisi et dimensionné, nous avons dimensionné le système de conversion électrique (électronique de puissance) Pour irriguer une surface de terrains agricoles dans la région d'Adrar.

Nous pouvons rapidement comprendre et justifier l'intéressement à l'énergie éolien pour pomper l'eau. D'abord, l'énergie éolienne est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite. C'est d'ailleurs ce explique que son utilisation connaît une croissance significative dans le monde. D'autre part, la demande d'énergie électrique, essentiellement pour les besoins des zones rurales et les sites isolés, ne cessent d'augmenter, en particulier, les systèmes de pompage d'eau. Classiquement sur ce type de site, on utilise l'énergie conventionnelle par groupe électrogène ou l'énergie fournie par le réseau (ONE).

## Conclusion générale

Une étude économique comparative détaillée entre les deux techniques de pompage d'eau, pompage par énergie éolienne et pompage en utilisant le réseau électrique, nous a montré que la technique de pompage par éolienne est la moins coûteuse. La balance devient clairement en faveur de la solution de pompage par énergie électrique dans le cas où le réseau existe déjà, même au bout de 10 années d'exploitation.

Alors, bien qu'il semble que l'avenir est pour l'énergie éolienne, le développement de ce type d'énergie décentralisée, en particulier dans le sud de notre pays, est très recommandé puisqu'il permet l'accès à l'eau facilement et à moindre coût dans n'importe quel endroit.

Etude perspective : faire une comparaison entre le pompage à base éolienne et photovoltaïque ; MPPT mécanique et électrique.

## Bibliographie

- [1] **H.HASSINI née BELGHITRI** « *Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolienne-photovoltaïque* » Mémoire de Magister, UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID DE TLEMCEM, FACULTE DE SCIENCES.
- [2] **O. BENALI** « *Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région sud-est du Sahara algérienne* » Master Académique, Domaine : sciences et techniques, Spécialité : Energies Renouvelables, /08 / 06 / 2015
- [3] **M. BERRACHED Sid Ahmed** « *Analyse Technico-économique des Systèmes de Conversion d'Energie Eolienne Appliquée sur la Région de Tlemcen.* » Mémoire Master en Electrotechnique, Option : Réseaux Electriques et Réseaux Electriques Intelligent, 14 /06/2015
- [4] **A.GUEZZEN et A.AOUANE** « *Etude et Simulation de Deux Eoliennes Petite et Moyenne Puissance* » MASTER en Electrotechnique Spécialité : Réseaux Electriques et Réseaux Electriques Intelligents, 22/ 09/ 2015
- [5] **M. BOUDIA Sidi Mohammed** « *Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie* » Mémoire Doctorat en Physique Energies Renouvelables, Université de Tlemcen Abou-Bakr Blekaïd Faculté des Sciences, 23/01/2013
- [6] **R.REDJEM** « *Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne* » Mémoire magistère en Electrotechnique, Option : Modélisation et commande des machines électrique, Université Mentouri de Constantine, 04/07/2009
- [7] **T.LATRECHE Mohammed** « *Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien* » Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas De Setif –ALGERIE, 24 /06 /2012
- [8] Livre « *Introduction à la climatologie* » /ISBN 2-7637-7783-X/Distribution de livres univers 845, rue Marie-Victorin/Saint-Nicolas (Québec) Canada G7A3S8 <http://www.ulval.ca/pul>
- [9] DOC «*Etude de l'effet compensatoire d'un parc éolienne à vitesse fixe* », First Mekkaoui Ali<sup>(1)</sup>, Second Dr Laouer Mohamed<sup>(2)</sup>, <sup>(1)</sup> Département d'Electrotechnique, Université de Saida, [mekkaouialisaida@yahoo.fr](mailto:mekkaouialisaida@yahoo.fr) <sup>(2)</sup> Département d'Electrotechnique, Université de Saida, [laouer@yahoo.fr](mailto:laouer@yahoo.fr)
- [10] **K. MESSAITFAT. CHERGUI** « *L'eau, L'énergie & le vent à travers la région d'Adrar, Algérie* »/ (URER/MS) BP 478 ADRAR 01000



- [11] Livre « *les certificats verts et l'électricité renouvelable* », Aspects technico-économiques et environnementaux dans un marché belge libéralisé /Pépin Magloire TCHOUATE HETEU (ISBN2-930344-70-9), L'édition universitaire en ligne
- [12] Livre système énergétiques « Offre et demande d'énergie ; méthodes d'analyse » Gérard Sarlos, Pierre-André Haldi, Pierre verstrate /ISBN2-88074-464-4/9 782880744649
- [13] livre « *L'énergie au futur: propositions pour une politique responsable* » /ISBN 2-8290-0224-5/9 782829002243
- [14] P.LECONTE DispPdf.PDF « *Éoliennes* » educypedia.karadimov.info/library/DispPdf.pdf
- [15] <http://www.windpower.org/fr/tour/wtrb/comp/index.htm>
- [16] Webbey De keyser, Ilse Laureysens, Alex Polfiet, Toon Possemiers, Energies renouvelables « produire et économiser », publication spéciale, decembre2012-P309277
- [17] D. GUÉRETTE « Comme exigence partielle du programme de maîtrise en ingénierie Pour l'obtention du grade de maître en sciences appliquées », MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI, NOVEMBRE 2010
- [18] L. ZAROOR « *Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolienne hors réseau* » Doctorat en science en Electrotechnique, Option : MACHINES ELECTRIQUES, UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE, 10 / 07 / 2010
- [19] W. HIBER « *Analyse harmonique dans un réseau électrique avec une production d'énergie éolienne* » Magister En Electrotechnique/ Option : Réseaux électriques/ UNIVERSITE SETIF1UFAS (ALGERIE)/ 19/03/2013
- [20] M. ADDOU et A. BEDDIAF « *Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'une ferme* » MEMOIRE de MASTER En : Electrotechnique ; Spécialité : Réseaux Electriques & Réseaux Electriques Intelligents/14/06/2016
- [21] <http://www.ucadjds.org> « *Modélisation et simulation sous matlab/simulink de la chaîne d'alimentation d'une station relais de télécommunications en énergie solaire photovoltaïque dans une zone isolée du réseau électrique* » S. NDOYE, L.Ibrahima, Fabé Idrissa BARRO, Ould Habiboulahi LEMRABOTT, Grégoire SISSOKO
- [22] MSR. MECHERNEN ABDELKADER « *TP 02 Modélisation et simulation d'un onduleur de tension à 2 niveaux piloté par MLI Sinus-Triangle* »/Université Abou-Bekr Belkaïd - Tlemcen, Faculté de Technologie, Département : GEE

[23] **H.MAMMAR** « Pompage de l'eau par des systèmes hybrides photovoltaïques-éoliens en zones rurales isolées du sud algérien : Cas de la région d'Adrar », Mémoire de Master, 02 Juillet 2013

[24] **A.MEFLAH** « *Modélisation et commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque* » *Mémoire de Magister* ; Université Abou-Bekr Belkaïd - Tlemcen, Faculté de Technologie, Département des sciences - Département de physique, Unité de recherche matériaux et énergie renouvelable ,14/11/2011

[25] **J.M.ZINZALO** note de cours : «*pompes et station de pompage*» université d'abomey calavi école polytechnique d'abomey calavi

[26] Histoire de la technologie des pompes [www.wilo.com](http://www.wilo.com) pumpen intelligenz

Wilo AG Notkirchenstra BE 100044263 dortmund germany

[27] **C.GHAFFOUR, Y. BENCHIDA** « Etude technico-économique de l'alimentation en électricité d'un habitat isolé au sud de l'Algérie par un système photovoltaïque "étude de cas" » ; Université Abou-Bekr Belkaïd - Tlemcen, Faculté de Technologie ; Mémoire master Réseau Electrique et Réseau Electrique Intelligent 2017

[28] **A.HMIMAD ; L. ZOUYGHY** « Etude d'un système de pompage photovoltaïque » ; Ecole supérieure de Technologie-GUELMM ; 12 avril 2014

[29] **S. DIAF** « Estimation de la production éolienne d'électricité dans la région d'Adrar »

Centre de développement des énergies renouvelable B.P.62, Route de l'Observatoire, 16340 Bouzaréah, Alger

[30] [perso.crans.org/gherault/Cours/Costa/Chapitre\\_2.pdf](http://perso.crans.org/gherault/Cours/Costa/Chapitre_2.pdf) /18/09/2017 « Les onduleurs de tension en commutation »

## ANNEXE

### Paramètres

#### 1. *La turbine*

Puissance nominale :  $P_n = 3.5 \text{ kW}$ .

Rayon de l'éolienne :  $R = 2.04 \text{ m}$ .

Angle de calage:  $B=2$

Gain du multiplicateur de vitesse :  $G = 10$ .

Inertie de l'arbre :  $J = 0.5 \text{ kg.m}^2$ .

Vitesse du vent :  $V = 6 \text{ m/s}$

#### 2. *Génératrice synchrone à aimant permanent*

Puissance nominale  $P_n = \text{kW}$ .

Résistance statorique  $R_s = 0.5 \Omega$ .

Inductance directe  $L_{ds} = 0.75 \text{ H}$ .

Inductance transversale  $L_{qs} = 0.75 \text{ H}$ .

Nombre de paires de pôles  $p_s = 2$ .

Flux  $f$  ( $\phi = 2.1$ ).

#### 3.

#### 4. *Moteur asynchrone*

$P \text{ (kW)} = 1.5$

$R_a(\Omega) = 5.72$

$R_r(\Omega) = 4.2$

$L_s(\text{H}) = 0.642$

$L_r(\text{H}) = 0.462$

$L_m(\text{H}) = 0.44$

$J(\text{Kg/m}^2) = 0.0049$

$f(\text{Nm/m}^2) = 0.0098$

$\omega_n(\text{rad/s}) = 150$

$P = 2$

#### 5. *La pompe centrifuge aux paramètres suivants ;*

Le débit maximum :  $Q_{\text{max}} = 30 \text{ m}^3/\text{h}$  ;

Relevage maximum :  $H_{\text{max}} = 80 \text{ m}$  ;

## Résumé

Dans le cadre du développement rural en Algérie et dans ce travail, nous nous sommes intéressés plus particulièrement par l'énergie éolienne comme source d'énergie d'un système de pompage destiné pour l'irrigation d'une terre agricole de la région de la ville d'ADRAR. La disponibilité d'une importante énergie du vent dans cette zone peut rendre l'application du pompage de l'eau par l'intermédiaire des pompes comme une solution très séduisante pour l'irrigation des surfaces agricoles de la région et même pour l'alimentation en eau potable.

Le travail que nous présentons dans ce notre mémoire traite plus particulièrement les aspects techniques et économiques d'une solution de pompage d'eau par l'énergie éolienne. Une étude comparative avec les méthodes classiques appliquées est présentée.

Le système éolien étant choisi et dimensionné, nous avons dimensionné le système de conversion électrique (électronique de puissance).

**Mots clés :** l'énergie éolienne ; système de pompage ; aspects technique et économiques; électronique de puissance.

## Abstract

Within the framework of the rural development in Algeria and in this work, we were more particularly interested in the wind energy as the source of energy of a system of pumping intended for the irrigation of a farmland of the region of the city of ADRAR. The availability of an important wind energy in this zone can return the application of the pumping of the water through pumps as a very attractive solution for the irrigation of the agricultural surfaces of the region and even for the drinkable water supply.

The work which we present in this report handles more particularly the technical and economic aspects of a solution of pumping of water by the wind energy. Comparative study with the applied classic methods is presented.

The wind system being chosen and sized, we sized the system of electric conversion (electronics of power).

**Keywords:** the wind energy; system of pumping; technical and economic aspects; electronics of power.

## ملخص

في إطار التنمية الريفية في الجزائر، أولينا الاهتمام في هذا العمل بطاقة الرياح كمصدر لنظام الضخ المخصص لري الأراضي الزراعية في منطقة مدينة أدرار. توفر طاقة الرياح بنسبة عالية في هذه المنطقة يسمح بتطبيق ضخ المياه عبر مضخات بحيث يعد حلاً ناجحاً من أجل الري الزراعي للمنطقة أو حتى لمياه الشرب. العمل الذي نقدمه في هذه المذكرة يعالج الجوانب التقنية والاقتصادية لحل ضخ المياه بطاقة الرياح. ودراسة مقارنة مع الاساليب الكلاسيكية.

إن نظام الرياح مختار ومحسوب كما قمنا بحساب نظام التحويل الكهربائي (الالكترونيات الطاقة).

**الكلمات المفتاحية:** طاقة الرياح، نظام ضخ، الجوانب التقنية والاقتصادية، الالكترونيات.