

Remerciements

La page des remerciements sera donc un peu longue.

Je commencerai donc par remercier les différents intervenants du projet pour le travail accompli et l'ambiance agréable, qui ont su vaincre mes doutes, m'ont communiqué leurs curiosités, et j'espère avoir absorbé une partie de leurs cultures scientifiques.

J'adresse toute ma reconnaissance au professeur N.BIBI TRIKI pour avoir suivi avec autant de rigueur que de sympathie et disponibilité, ce travail.

Je tiens à souligner l'estime que je lui porte pour son soutien et son encadrement scientifique qui m'ont été bénéfiques pour mener à bien ce travail, qui sans lui ce projet n'aurait pu être mené à son terme.

Je tiens à adresser mes plus chaleureux remerciements au professeur, monsieur B.BENYOUCEF d'avoir accepté de présider ce jury de thèse, ainsi que le professeur Mr. Y.KHADRAOUI et les maîtres de conférences Mrs.A.KHERROUS et A.SEDDINI d'avoir accepté de juger ce travail. Je remercie chacun d'eux pour les précieux conseils qui m'ont permis d'améliorer le présent manuscrit.

Dédicaces

A tous ceux qui me sont chers.

Amina, Oumeima,

Selma, Mansouria,

Feyrouz, Youcef,

Sans oublier

la petite Meriem.

Et surtout à Zakaria.

RÉSUMÉ.

Le recours à l'énergie éolienne est primordial dans le cadre de la production de l'énergie électrique. La mise en place de ce système de production nécessite en partie un choix judicieux du site d'implantation des dispositifs composant ce système. Ce choix se base sur la complexité et la multitude d'hypothèses proposées.

Pour une démarche d'aide à la conception de ce système, notre travail consiste à la mise en œuvre d'une méthodologie d'analyse et de structuration du problème de conception préliminaire. Cette démarche permet, par l'utilisation des outils de l'analyse fonctionnelle et par l'analyse des flux fonctionnels, d'acquérir des modèles de solutions à un niveau de description donné du système.

Cette analyse coopère à mettre en place des modèles, liés à des fonctions et à des actions, exploitables pour un traitement par satisfaction de contraintes. Cette base de connaissances sera élaborée en terme de niveau systémique et de niveau de qualification, entraînant ainsi à la résolution et la procréation de solutions potentiellement homologuées pour poursuivre vers la conception détaillée. Cette étude permet de réaliser un outil d'aide à la décision pour la définition d'un système éolien adapté à un site donné et elle prend en compte l'ensemble des coûts du projet et les caractéristiques du site. Elle établit les caractéristiques structurantes et engendre une vision parcimonieuse et économe du problème que nous traduisons sous forme de contraintes.

ABSTRACT

The recourse to wind power is of great importance within the global strategy of the production of electrical energy. The installation of this system of production requires partially a good choice of the site of establishment of the devices composing this system. This choice is based on the complexity and the multitude of assumptions suggested

For a step of assistance to design this system, our work consists with the setting of a methodology that aims analyzing and structuring the preliminary problem of design. This step allows, by the use of the tools of the functional analysis and by the analysis of functional flows, to acquire models of solutions on a level of description given of the system.

This analysis aims to set up models, related to functions and actions, exploitable for a treatment by satisfaction of constraints. This base of knowledge will be elaborated in terms of systemic level and qualification level, thus involving with the resolution and the procreation of solutions potentially approved to continue towards the detailed design. This study makes it possible to produce a tool of decision-making aid for the definition of a wind system adapted to a given site and it takes into account the whole costs of the project and the characteristics of the site. It establishes the structuring characteristics and generates a parsimonious and sparing vision problem which we translate in the form of constraints.

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Chapitre I : Théorie et formulation des systèmes éoliens à axe horizontal et vertical	
I.1.1. Introduction	3
I.1.2. Description d'un parc éolien	3
I.2. Etat de l'art, principes et éléments constitutifs de l'éolien	4
I.2.1. Historique de l'éolien	4
I.2.2. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne	4
I.2.2.1. Etat de l'art et situation de l'éolien dans le contexte des énergies renouvelables	4
I.2.2.2. Génération d'énergie renouvelable	5
I.2.2.3. Production éolienne	5
I.2.2.4. Modélisation du vent	5
I.2.2.5. Origines du vent	5
I.2.2.6. Echelle des mouvements atmosphériques	6
I.2.2.7. Distribution verticale de la température et la pression	7
I.2.2.8. Le vent dans la couche limite atmosphérique	8
I.2.2.9. Gradient de vent	10
I.2.2.10. Présence de la tour	12
I.2.2.11. Champ de vitesse et turbulence	12
I.2.2.12. Changement de vent	13
I.2.2.13. Modélisation du sillage	14
I.3. Equations du mouvement d'une pale	16
I.4.1. Définition de l'énergie éolienne	17
I.4.2. Types de moteurs	18
I.5.1. Machine à axe vertical	18
I.5.1.1. Traînée différentielle	21
I.5.1.2. Variation cyclique d'incidence	21
I.5.2. Vitesse variable et l'éolien	24
I.6. Machine à axe horizontal	24
I.7. Application des éoliennes	27
I.8. Architecture d'une éolienne à axe horizontal	28
I.8.1. Rotor	28
I.8.2. Nacelle	28
I.8.3. Tour	28
I.8.4. la Transmission	28
I.8.5. la Génératrice	28
I.8.6. le Système de contrôle	29
I.8.7. le Système d'orientation	30
I.9. Courbes de puissance	30
I.9.1. Théorie classique et Formule de BETZ	31
I.9.2. Concept du disque actuateur	34
I.10.1. Forces aérodynamiques	38
I.10.2. Couple	39
I.11. Distributions de Weibull	40

Chapitre II : Modèle permettant l'aide à la décision pour le choix d'un projet éolien

II.1. Introduction	49
II.2. Acteurs dans un projet éolien	50
II.2.1. Déroulement d'un projet éolien	51
II.2.1.1. Etude de faisabilité	51
II.2.1.2. Conception préliminaire	51
II.2.1.3. Conception détaillée	52
II.3. Positionnement du problème	52
II.3.1. Enjeux de la phase de conception préliminaire	52
II.3.2. Démarche globale d'aide à la décision	53
II.3.2.1. Adéquation site et système éolien	53
II.3.2.2. Analyse et structuration du problème de décision	55
a/ Analyse du besoin	55
b/ Approche organisationnelle	56
c/ Approche fonctionnelle	58
d/ Approche physique	59
II.4. Loi d'intégralité des parties	60
II.4.1. Architecture fonctionnelle	61
II.4.2. Classification des composants	61
II.4.2.1. Les composants actifs	62
a/ Le moteur	62
b/ Le transmetteur	62
c/ L'opérateur	62
d/ Le contrôleur	63
II.4.2.2. Les composants d'interaction	63
II.4.2.3. Les composants passifs	63
II.5. Fonctions structurantes	63
II.5.1. conception	63
II.5.2. Processus de conception	63
II.5.3. Processus académiques	64
II.6. Organigramme technique (OT)	65
II.6.1. Description	65
II.6.2. Critique de l'organigramme technique	66
II.6.3.1. Milieux extérieurs.....	66
2.6.3.2. Blocs diagrammes fonctionnels (BDF)	67
II.7. Conclusions	68

Chapitre III : Modélisation par contraintes

III.1. Introduction	69
III.2. Modélisation par contraintes d'un problème de décision	69
III.2.1. Formulation des modèles d'aide à la décision	69
III.2.1.1. Modèles pour l'aide à la décision	69
III.2.1.2. Les modèles composants	69
III.2.1.3. Les modèles d'interaction	70
III.2.2. Modélisation par contraintes du problème de décision.....	72
III.2.3. Variables d'aide à la décision.....	72

III.2.3.1. Les variables de conception : (VC_0).....	73
III.2.3.2. Les critères.....	73
III. 2.3.3. Les variables auxiliaires	74
III .3. Les contraintes	75
III.4. Validation et qualification des modèles	75
III.4.1 Validation d'un modèle	75
III. 4.2 Qualification d'un modèle.....	75
III.4.2.1. La parcimonie	75
III.4.2.2. L'Exactitude	76
III.4.2.3. La Précision	76
III.4.2.4. La Spécialisation	76
III.5. Analyse et choix des modèles	77
III. 5.1 Indice de qualité d'une solution	77
III.5.2. Indicateurs de performance et de pertinence	79
III.5.3. Front de PARETO	80
III.6. Conclusions	

Chapitre IV : Variabilité de la conception architecturale des systèmes éoliens

IV.1.1.Introduction	81
IV.1.2. Eléments attendus pour l'aide à la décision.....	81
IV.2. Analyse de la machine éolienne	81
IV.2.1. Analyse du besoin	81
IV.2.2. Approche fonctionnelle	82
IV.2.3. Approche organique	86
IV.2.4. Approche physique	87
IV.3.Systèmes de régulation de la vitesse de rotation des éoliennes	92
IV.3.1.Concepts de contrôle du rotor	92
IV.3.1.1. Eoliennes « stall » et « pitch »	92
IV.3.1.2. Système à décrochage aérodynamique "stall"	95
IV.3.1.3 Système d'orientation des pales "pitch"	96
IV.3.2. Les systèmes à vitesse constante (SVC ou PVC)	98
IV.3.3 Systèmes à vitesse variable	98
IV.4. Formulation de la base de connaissance	99
IV.5. Modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an	99
IV.5.1. Modèles composants du milieu extérieur (niveau 0)	99
IV.5.2. Modèle composant du rotor (niveau 2)	101
IV.5.3. Modèle composant multiplicateur (niveau 2)	102
IV.5.4. Modèle composant génératrice (niveau 2)	103
IV.5.5. Modèle composant de l'éolienne (niveau 0)	103
IV.6. Conclusions	104

Chapitre V : Répartition des coûts d'investissement

V.1.Introduction	105
V.2. Modèles économiques	105
V.2.1. Modèles d'estimation du coût total actualisé du projet	106
V.2.2.Modèles d'estimation du coût investissement total du projet	109
V.2.2.1 Coûts des études	110
V.2.2.2 Coûts du terrain et aménagement du site	110
V.2.2.3 Coût d'assurance	110
V.2.2.4 Coût d'implantation et de mise en route	110
V.2.2.5 Coûts de financement	111
V.2.2.6 Coût du transport	111
V.2.2.7 Coût du système éolien	111
V.3.Conclusions.....	112

Chapitre VI : Production éolienne et le réseau de distribution

VI.1. Prise en compte de la liaison au réseau	113
VI.2. Analyse des flux fonctionnels (Niveau 0).....	113
VI.3.1. Le composant contrôlé est l'éolienne (solutions internes)	115
VI.3.2.Le composant contrôlé est le réseau (solutions externes)	116
VI.3.3.Le composant contrôlé est la charge (solutions externes)	116
VI.4. Objectifs de modélisation	116
VI.5. Pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution	116
VI.5.1. Les critères de qualification de la fonction FC2	117
VI.5.2. Analyse des flux physiques mis en jeux (niveau 2)	120
VI.5.3. Modèle composant du réseau	121
VI.5.4 Modèle d'interaction de l'unité électrique avec le réseau	123
VI.5.5 Modèles composants de l'unité électrique	126
VI.5.6. Evaluation de la variation lente de la tension	128
VI.5.7 Evaluation de la variation rapide de la tension (flickers)	130
VI.6.1. Evaluation de l'intérêt du contrôle de la puissance réactive	130
VI.6.2.Comparaison entre un système à vitesse variable et un système à vitesse constante	131
VI.7. Conclusions	133
Discussions.....	135
Conclusions générales.....	135

Nomenclature

Acronyme des termes utilisés :

APTE : Analyse systématique des milieux extérieurs environnants.

BDF : bloc diagramme fonctionnel.

CdCF :

C_{TA} : Coût total de l'éolienne.

C.L.A : Couche limite atmosphérique.

E_{PA} : Quantité d'énergie produite par an. [KWh/an].

FAST: Function analysis system technique.

FC: Fonction contrainte.

FE: Fonction élémentaire.

FM: Fonction machine.

FS : Fonction service.

FT : Fonction technique.

IT : Intensité de turbulence.

IQ : Indice de qualité.

OT : Organigramme technique.

OTe : Organigramme technique étendu.

VA : Variable auxiliaire.

VCo : Variable de conception.

VCr : Variable critère.

Vtip : Vitesse linéaire à l'extrémité du lobe.

PEPS : Paramètres de qualification du modèle.

Nomenclature

Lettres grecques :

α : Coefficient de rugosité du sol compris entre 0,1 et 0,4.

δ : Distance de C.L.A. est fonction de la vitesse du vent, de la rugosité de la surface et de l'ensoleillement local.

θ : Angle de torsion.

ρ : Masse volumique de l'air. [Kg/m^3].

λ : Vitesse réduite. [m/s].

ϕ : Puissance perdue.

Ω : Vitesse angulaire au bout de la pale. [Tr/min].

Γ : Fonction gamma.

δ' : Distance entre le bout de la pale et le sol. [m].

ω_e : Vitesse de rotation de l'arbre d'entrée du multiplicateur. [Tr/min].

ω_s : Vitesse de rotation de l'arbre de sortie du multiplicateur. [Tr/min].

σ_v : Ecart type.

ζ_β : Excentricité de l'articulation de battement (ramenée au rayon de la pale).

ζ_δ : Excentricité de l'articulation de traînée (ramenée au rayon de la pale).
 δ_h : Efficacité de l'échangeur.
 ΔE_c : Variation de l'énergie cinétique par seconde de la masse d'air.
 η_{mr} : Rendement du multiplicateur.
 η_g : Rendement de la génératrice.
 π_{mr} : Facteur d'efficacité du multiplicateur.
 π_{ng} : Facteur d'efficacité de la génératrice.
 λ_{max} : Vitesse spécifique du rotor à coefficient de puissance maximal. [Tr/min].
 ρ_{sp} : Masse volumique de la structure des pales. [Kg/m³]
 σ_{sp} : Contrainte admissible de la structure des pales. [Pa].

Lettres latines :

a : Facteur d'induction axiale.
 a_F : Facteur d'actualisation.
A : Surface d'échangeur.
Ar : Surface du rotor.
B : Nombre de pales.
c: Facteur d'échelle de la distribution de Weibull [m/s].
Ce : Couple d'entrée du multiplicateur.
 C_E : Coefficient d'efficacité de l'éolienne.
Cs : Couple de sortie du multiplicateur.
Cm : Coefficient de moment.
Cp : Coefficient de puissance (performance).
 $C_{p\max} = C_p^{opt}$: Coefficient de puissance maximale.
 C_{AM} : Coût annuel de maintenance.
 C_{AS} : Le coût de l'assurance.
 C_{Cdf} : Le coût de financement.
 C_{Etude} : Le coût des études.
 $C_{I.Mer}$: Le coût d'implantation et de mise en route.
 $C_{I.T}$: Le coût d'investissement total.
 C_{KWh} : Le coût du KWh produit.
 C_{ref} : Coût de référence.
 $C_{S.Eol}$: Le coût du système éolien.
 C_{TA} : Le coût total actualisé du projet.
 C_{Trsp} : Le coût du transport.
 $C_{T.S}$: Le coût du terrain et d'aménagement du site.
 C_x : Coefficient de traînée du profil de la pale.
 C_z : Coefficient de portance du profil de la pale.

D : Diamètre du rotor [m].
 D_t : Diamètre de la tour à l'altitude z de l'élément de pale.
 dQ : Moment élémentaire d'une section située à une distance r .
 dF_n : Force normale dans le plan de rotation de la pale.
 dF_t : Force tangentielle dans le plan de rotation de la pale.
 e_r : Rapport entre l'épaisseur de la section d'un profil et sa corde.
 E_{inv} : Efficacité de l'investissement (productivité).
 $E_{P,A}$: Energie électrique produite annuellement.
 f : Densité de probabilité de la distribution de Weibull.
 F : Fréquence de rotation.
 F_{cc} : Facteur lié aux charges cycliques. (évalué par expérience).
 F_{cr} : Facteur lié au contrôle du rotor. (évalué par expérience).
 F_{Fol} : Facteur universel de follings.
 F_{smr} : Facteur de service du multiplicateur.
 g : gravité [m/s^2].
 G : Gain.
 h : Hauteur du mat.[m].
 h_{mes} : Hauteur des appareils de mesure [m].
 H_{hub} : Hauteur du moyeu [m].
 I_b : Moment d'inertie en battement.
 I_t : Moment d'inertie en torsion.
 k : Facteur de forme de la distribution de Weibull.
 K : Coefficient global d'échange.
 k_0 : Paramètre de forme à la hauteur de mesure.
 K_β : Raideur de l'articulation de battement.
 K_δ : Raideur de l'articulation de traînée.
 K_θ : Raideur de l'articulation de torsion.
 M_p : Masse d'une pale. [Kg]
 n : Durée de vie du projet. [ans]
 N : Vitesse de rotation du rotor. [Tr/min]
 NUT : Nombre d'unités de transfert.
 p : Nombre de pales.
 P : Pression.
 P_1 : Puissance à la sortie de l'éolienne [KW]
 P_a : Pression au niveau de la mer.
 P_{achat} : Coût d'achat.
 P_d : Pression dynamique du vent.
 P_v : Puissance de la masse d'air traversant une section (vent).
 P_{eol} : Puissance éolienne. [W]
 P_{max} : Puissance maximale (limite de Betz) [KW]
 P_{ng} : Puissance nominale de la génératrice. [KW]
 P_{nrot} : Puissance nominale du rotor [KW].
 P_{rmax} : Puissance relative au coefficient maximal [KW]
 P_{smr} : Puissance à la sortie du multiplicateur [KW]

P_{srot} : Puissance à la sortie du rotor [KW]
 q : Débit.
 R : Constante massique de l'air considéré comme gaz parfait : [286,9 J/Kg.K]
 r_F : Taux d'actualisation.
 r_g : Rayon du centre de gravité de la pale [m]
 R_p : Rayon de la pale [m]
 s : Surface du disque actuateur de rayon R [m]
 S_1 : Surface du rotor
 S_2 : Surface à l'aval du rotor
 S_{CC} : Puissance de court – circuit. [KW]
 S_{PT} : Paramètre caractérisant la faiblesse du point de connexion d'un système éolien.
 T : Température.
 \bar{T} : Température moyenne
 T_a : Température au niveau de la mer.
 T_e : Température d'entrée.
 T_s : Température de sortie.
 U : Vitesse du vent
 u : Composante longitudinale (direction principale du vent)
 v : Composante latérale de la vitesse instantanée du vent.
 V : Vitesse instantanée du vent.
 V_1 : Vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur [m/s]
 V_2 : Vitesse du vent en aval de l'aérogénérateur [m/s]
 V_f : Vitesse de déconnexion au réseau [m/s]
 V_i : Vitesse de connexion au réseau [m/s]
 v_m : Vitesse médiane ou moyenne du vent [m/s]
 V_n : Vitesse nominale du vent [m/s]
 V_V : Vitesse du vent [m/s]
 V_V^{\min} : Vitesse de démarrage [m/s]
 V_{des} : Vitesse optimale de fonctionnement [m/s]
 V_{ref} : Vitesse de référence [m/s]
 w : Composante verticale de la vitesse du vent.
 W_{eol} : Energie éolienne disponible par an. [KW]
 x : Position axiale (en avant de la tour) de l'élément de pale pour une zone d'influence de $\pm 30^\circ$ autour de l'axe vertical de la tour.
 x' : Paramètre de rugosité du sol [m]
 y : Position longitudinale (en avant de la tour) de l'élément de pale pour une zone d'influence de $\pm 30^\circ$ autour de l'axe vertical de la tour.
 z : Hauteur ou la vitesse est mesurée [m]
 z_1 : Hauteur de référence égale à 10 m au dessus du sol [m]
 z_2 : Hauteur désirée au dessus du sol [m]
 Z_{ref} : Hauteur de référence [m]

Annexe
Listes de figures et tableaux

Liste des figures :

- Figure I.1.** Composante axiale du vent [1]
Figure.I.2 L'atmosphère libre, la direction du vent va subir une rotation vers l'est, correspondant à l'influence croissante de la force de Coriolis. [34]
Figure.I.3.Energie éolienne
Figure.I.4.Schéma d'un tourbillon.
Figure.I.5.Représentation pour une partie de la nappe émise par une des deux pales.
Figure I.6. Conversion de l'énergie cinétique du vent. [30]
Figure I.7. Représentation schématique du rotor Savonius [65]
Figure I.8. Performances du rotor Savonius [65]
Figure I.9. Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes. [1]
Figure I.10. Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent [1]
Figure I.11. Configuration Amont et Aval.
Figure I.12. Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [1]
Figure I.13. Limitation de puissance éolienne. [15]
Figure I.14.Aérogénérateur moderne. [66]
Figure I.15.Courbe de puissance de turbine éolienne. [66]
Figure I.16.Puissance en fonction des dimensions. [66]
Figure I.17.Tube de courant autour d'une éolienne [30]
Figure I.18. Disque actuateur. [66]
Figure I.19. Ecoulement dans un tube. [66]
Figure I.20. Limite de Betz. [66]
Figure I.21. Schéma d'une pale d'éolienne, sollicitée par des efforts aérodynamiques. [66]
Schéma.I.22. Rotation d'une pale
Figure.I.23.Exemples de fonctions de Weibull pour A fixé à 3 m/s et différentes valeurs du paramètre de forme k, variant de 1 à 4.
Figure.I.24. la distribution de Weibull [15]
Figure II. 1. Relations techniques et contractuelles entre les différents acteurs dans un projet éolien.
Figure II. 2. Déroulement d'un projet industriel
Figure II.3. Influence stratégique de la décision préliminaire sur le coût d'un projet éolien.
Figure II.4. Approche globale d'aide à la prise de décision
Figure.II.5. Analyse de besoin
Figure II.6. Organigramme de tâches d'un projet. [8]
Figure II.7. Organigramme technique (système éolien) [17]
Figure II.8. FAST du multiplicateur
Figure II. 9. Analyse systématique des milieux extérieurs environnants (syntaxe APTE)[8]
Figure II.10. Loi d'intégralité des parties du système éolien[8]
Figure II.11. Lois d'intégralité des parties et de conductivité thermique pour le multiplicateur
Figure II.12. Loi d'intégralité des parties [8]
Figure II. 13. Vision organique liée à la fonction de service FS [8]
Figure II-14. Organigramme technique et niveaux systémiques [13]
Figure II.15.Organigramme technique étendu : organigramme technique complété par les milieux extérieurs (lignes en pointillés) [13]
Figure II.16.Organigramme technique et bloc diagramme fonctionnel du bloc fonctionnel 1[13]
Fig.III.1 Niveaux de modélisation [57]
Fig.III.2. Interactions induites, exemple pour n=3 composants [57]
Fig.III.3. Indicateurs de pertinence durant l'analyse et la structuration d'un problème de conception [13]
Fig.III.4. Exemples d'espace des solutions. [8]
Figure IV.2.Diagramme APTE du système éolien

- Figure IV.3.** Organigramme technique étendu d'une éolienne [19]
Figure IV.4. Bloc diagramme niveau 2 de l'éolienne [18]
Figure IV.5. B.D.F du multiplicateur. [51]
Figure IV.6. Bilan des forces sur une pale [30]
Figure IV-7. Flux d'air sur un profil de pale " stall "[30]
Figure IV.8. Variation de l'angle de calage d'une pale [30]
Figure.IV.9. Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable [30]
Figure IV.10. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple [30]
Figure V.1. Exemple d'organigramme technique, milieu extérieur pertinent et variables associées [19].
Figure VI.1 Exemple d'une structure d'un réseau électrique. [8]
Figure VI.2. Possibilités de contrôle du flux d'énergie électrique (niveau 0)
Figure VI.3: Courbe de variation de la tension. [8]
Figure VI.4. Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles.
Figure VI.5. Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau
Figure VI.6. Analyse des flux fonctionnels: flux d'énergie électrique (niveau 2).
Figure VI.7. Modèle du réseau.
Figure VI.8. Diagramme vectoriel
Figure VI.9. Circuit équivalent de la génératrice d'un système à vitesse constante [8]
Figure VI.10. Puissance réactive en fonction de la puissance active pour une génératrice de 600kW.[8]
Figure VI.11. Variation de la tension provoquée par la connexion d'une éolienne de 600kW, en fonction du réseau ($U_1=11kV$, $SSc = 10MVA$).[8]
Figure VI.12. Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau ($U_1=11kV$, $S_{PT} = 10MVA$) [8].
Figure VI.13. Degré maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau. [8].
Figure 6.14. Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau : [8].
Figure VI. 15. Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau Système à vitesse variable ($\cos \Phi = 1$) [8].

Liste des tableaux :

- Tableau I.1.** Echelles des mouvements atmosphériques. [35].
Tableau I-2 : Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement
Tableau IV.1. Itinéraire du flux fonctionnel durant la chaîne de transmission et flux générés. [12].
Tableau IV.2. Fonctions induites, flux fonctionnels et flux générés. [12]
Tableau IV.3. Modèle de composant du multiplicateur au niveau 2. [63]
Tableau VI. 1. Caractéristique d'une génératrice de 600kW pour un glissement nominal.

Introduction générale

Introduction générale

L'organisation des nations unies a examiné dans un débat (mandat de Berlin) un ensemble de décisions vouées et prédestinées à une diminution de 15% des émissions de gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, méthane et protoxyde d'azote) entre 1990 et 2010. Ce mandat n'ayant pas été ratifié par les états unis et le japon, les négociations ont repris au recours de la troisième conférence des parties de la convention cadre des nations unies. Un accord a été atteint, donnant lieu au protocole de kyoto. Ce protocole fixe comme objectif pour la période 2008 à 2012 un niveau d'émission inférieur de 5,2 % par rapport au niveau de 1990. Il s'agit de réduire de 15 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990, grâce en partie à l'utilisation de sources d'énergies renouvelables. Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneau photovoltaïque) ou énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique) en sachant que l'origine et le fondement de toutes ces énergies et l'énergie en provenance du soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre.

Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres. Une des propriétés qui distingue et particularise l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée au fait que la matière première (source d'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui sont extraits des gisements respectifs et acheminés " sans gros problèmes" vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être situées à de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de "l'extraction" de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, les propriétés de la houle ne sont pas favorables partout sur les mers. Dans les zones où le réseau existe, il donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous forme électrique qui est transportable via les lignes électriques. Cependant, le caractère lunatique et ondoyant des sources renouvelables pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique.

L'intense industrialisation des dernières décennies et la diversification des utilisations consommant l'énergie électrique ont conduit à des besoins planétaires considérables en énergie électrique. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage certain de ne pas causer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive. Sans oublier que des événements climatiques récents, comme les dernières canicules à travers le monde, ont soulevé de nouvelles interrogations sur la viabilité du nucléaire, notamment à cause du réchauffement local de la température de l'eau des fleuves utilisée pour refroidir les réacteurs.

Pour faire face à ces problèmes, et minimiser au maximum l'emploi de centrales nucléaires, certains pays sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites "renouvelables" faisant appel, de façon directe ou indirecte, à l'énergie solaire. Parmi celles-ci, l'éolien apparaît clairement en bonne place, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme énergie d'appoint complémentaire à l'énergie nucléaire. En

effet l'énergie potentielle des masses d'air en mouvement représente, au niveau mondial, un gisement considérable.

La technologie éolienne est alors abordée et développée. Les méthodes de description du gisement éolien sont données, ce qui est un des facteurs du choix de la configuration de la chaîne éolienne. Quelques exemples, habituellement utilisés à l'échelle industrielle, d'architectures de chaînes de conversion d'énergie sont donnés en association avec différents types de génératrices. Les turbines à axe vertical qui semblent être adaptées à ces conditions de fonctionnement fortement turbulentes, ont été considérées. La conception d'un produit donne une vue plus claire au vu des besoins exprimés sous forme d'un dossier de définition du produit formalisé à la suite d'une ordonnance exprimant des exigences émises durant le processus de conception. Elle diffère des sciences dites exactes car la nature de la conception de l'objet jouera le rôle de compromis répondant plus ou moins bien aux différentes requêtes antagonistes ou contradictoires.

Le pari économique concernant le développement industriel entraîne la prise en compte du processus de la conception dans sa totalité, depuis les premières réflexions sur le besoin du client en passant par la sortie du produit en phase finale jusqu'à la fin de vie du produit tout en considérant sa durée de vie.

L'option de rationaliser et améliorer le processus de développement de produit afin de répondre au mieux aux exigences simultanées de qualité, de délai et de coût qui y sont liées déduit la maîtrise des coûts de développement de produits tablés par ce pari économique.

Dès que les participants dans la réalisation du produit expriment leurs contraintes, il devient compliqué d'accomplir tous les objectifs du cahier de charges. Fréquemment, on bute sur le critère de coût minimum qui est souvent en étroite opposition par rapport à d'autres exigences.

La recherche de ce consensus est intrinsèque aux démarches des concepteurs et qui dépend de leurs jugements et décisions. Ces décisions tranchent à 70 % des coûts du cycle de vie du système éolien durant les premières de la conception, cette phase de la conception comporte donc des risques, ce qui met les décideurs dans une situation qui les privent de tous les éléments nécessaires pour faire des choix raisonnables et les obligent à être en procession unie d'un nombre limité et non suffisant de données les aidant dans leurs choix,

On s'aperçoit que les phases préliminaires de la conception (phase d'étude et phase de conception) ne représentent qu'une faible part des coûts réels de la création et la réalisation de projet [phases I et II (figII.3)] alors qu'elles conditionnent largement (à hauteur de 70%) le coût final global du développement.

Cette étude présente un outil d'aide à la décision dans le domaine éolien. Cet outil a pour objectif d'aider les différents acteurs à prendre des décisions sur des choix inhérents à leurs activités dans le domaine éolien, il sera utilisé pour :

*/ L'étude de la viabilité des gisements et à la définition architecturale des systèmes éoliens adaptés.

**/ La comparaison entre les machines standard.

***/ L'élaboration des scénarios d'approvisionnement en énergie éolienne dans une région donnée.

Les modèles utilisés prennent en compte les coûts du projet et les caractéristiques du site. Ils intègrent des connaissances d'ingénierie (techniques, financières et environnementales). L'outil génère ainsi des solutions et effectue le dimensionnement, le choix des composants ou le calcul des coûts liés à un projet éolien.

Les informations nécessaires à la prise de décision, produites par l'outil sont: le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite, le coût total actualisé du projet et les paramètres qui définissent l'architecture du système éolien.

Chapitre I

*Théorie et formulation des systèmes éoliens à axe
horizontal et vertical*

1.1.1. Introduction :

Les problèmes de la durée d'exploitation des gisements des ressources énergétiques traditionnelles d'origines fossiles, l'augmentation de consommation d'énergie compte tenu de la massivité de l'industrialisation et de l'évolution démographique en plus du développement de certaines zones géographiques dans le monde, d'autres viennent s'ajouter à ces derniers, comme ceux environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre, les déchets des centrales nucléaires en termes de pollution radioactive.

Les prévisions de la demande énergétique pour l'avenir ne font qu'affirmer, voire renforcer cette inclination compte tenu de l'évolution démographique qui motive l'action pour la recherche d'autres énergies de meilleures durabilités. Les systèmes éoliens grâce au caractère non épuisable, renouvelable et non polluant, connaissent un essor remarquable, l'intégration de ces systèmes est devenue un élément clé pour de nouvelles politiques énergétiques.

Le projet éolien réalise l'adéquation entre un besoin exprimé (aspect sociétal), des possibilités de rentabilité financière (aspect économique), un site (aspects ressources renouvelables et développement durable), un système éolien (aspect technologique) et un réseau (aspect qualité et sûreté de fonctionnement). Depuis l'ère de l'utilisation du moulin à vent, l'évolution de la technologie des capteurs éoliens n'a cessé de développer ses capacités et gagner du terrain. Pour capter l'énergie du vent il a fallu recourir à diverses technologies ayant pour caractéristique la meilleure performance du capteur [28].

En plus des caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreuses technologies existent et, pour la plupart, elles utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

1.1.2. Description d'un parc éolien :

Un parc éolien, (ou une centrale éolienne), est un ensemble de turbines éoliennes, situées sur un site donné, reliées entre elles électriquement et possèdent un propriétaire unique. De nombreux avantages peuvent en résulter. La production totale d'énergie éolienne du site augmenterait avec le nombre de turbines éoliennes, étant donné que les sites commercialement rentables sont peu nombreux. Dans les parcs éoliens de plus de 10 à 20 éoliennes, du personnel qualifié permanent peut être recruté, ainsi des réductions sur les coûts de main d'oeuvre par turbine et des économies financières pouvant résulter. Les coûts de réparation et de maintenance d'équipement diminueraient. Les parcs éoliens modernes possèdent leurs propres systèmes de distribution électrique, routes, et systèmes de contrôle. Les systèmes de distribution électrique opèrent sous des hautes tensions beaucoup plus élevées que les générateurs de tension des turbines elles-mêmes et ce, afin de réduire les pertes d'énergie électrique par effet joule. Les routes d'accès entre les différentes turbines et les routes reliant les principales autoroutes peuvent représenter des coûts importants, particulièrement dans les régions caractérisées par des terrains complexes. Les turbines doivent être ainsi de dimension appropriée (i.e. la longueur des pales et la hauteur de la tour) pour le site donné. Les systèmes de contrôle permettent de contrôler chaque turbine ainsi que le fonctionnement du parc éolien. Les informations recueillies sont visualisées sur des écrans

d'ordinateurs. Des informations sur le parc éolien entier, un nombre de turbines, ou une seule turbine peuvent être visualisées. Typiquement les informations renferment les états de fonctionnement d'une turbine, niveau de puissance, production de l'énergie totale, la vitesse du vent et la direction du vent, ainsi que les commentaires de maintenance et de réparation. Egalement, les courbes de puissance ou des graphes pour d'autres informations peuvent être visualisées [66].

Lorsqu'on désire équiper un site éolien, en vue de produire de l'électricité, on cherche évidemment à extraire le maximum d'énergie du vent. Le choix d'un aérogénérateur devrait s'effectuer sur ce seul critère, mais puisque les éoliennes sont dimensionnées pour un point de fonctionnement nominal, c'est-à-dire pour une vitesse de vent donnée, on finit par substituer à la notion d'énergie réellement produite celle de puissance installée (ou de puissance installée par mètre carré de vent intercepté). Cela incite les opérateurs à préférer les éoliennes de plus fort rendement pour l'équipement des sites éoliens.

Le choix d'une éolienne se fait évidemment à partir de ses performances énergétiques, que l'on représente sous la forme de courbes caractéristiques fournissant le coefficient de puissance C_p (rendement aérodynamique) en fonction du coefficient de vitesse l (rapport de la vitesse en bout de pale à la vitesse du vent incident). Ces courbes caractéristiques montrent indéniablement que les éoliennes rapides à axe horizontal (hélice bi-ou tripale) ont les meilleurs rendements (67), d'où le choix presque systématique de ce type de machine pour l'équipement de sites éoliens.

1.2. Etat de l'art, principes et éléments constitutifs de l'éolien :

1.2.1. Historique de l'éolien :

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau.

Le vent fut une source majeure d'énergie en Europe durant la période juste avant la révolution industrielle. Toutefois, juste après cette période, avec l'invention de la machine à vapeur et des moteurs à combustion interne ainsi que l'arrivée des nouveaux moyens de production d'énergie, l'utilisation de l'énergie éolienne avait reculé d'une façon considérable. Durant le vingtième siècle, l'exploitation du vent fut limitée pendant plusieurs décennies à produire de l'énergie électrique dans des endroits isolés, non connectés à un réseau électrique.

1.2.2. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne :

1.2.2.1. Etat de l'art et situation de l'éolien dans le contexte des énergies renouvelables :

L'enjeu double de par l'épuisement des ressources énergétiques fossiles d'un côté et le respect de l'environnement de l'autre côté mène à de fortes incitations à l'essor des énergies renouvelables.

Actuellement la majeure partie (soit 85%) de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles.

Les variétés d'aspect de production d'énergie non renouvelables occasionnent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre [3], [4] qui cause un changement climatique irréversible.

L'autre argument qui participe activement au profit des sources renouvelables est lié à la continuité et la stabilité des ressources en énergies. Dans le courant de 21ème siècle, le paysage énergétique va changer d'une façon capitale à cause du risque de l'éclipse de plusieurs ressources fossiles [6]. De nouvelles ressources auxiliaires à des technologies performantes et fiables sont indispensables pour essayer de maintenir le rang de la production énergétique mondiale. Dans le contexte économique actuel où l'on ne compte qu'une partie des coûts. Les installations à énergie renouvelable peuvent encore aujourd'hui chiffrer et sont donc plutôt réservées à des pays développés où elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses et peuvent être utilisées dans les pays en voie de développement.

I.2.2.2. Génération d'énergie renouvelable :

La caractéristique primordiale de l'énergie éolienne est que la matière première (vent : source de l'énergie) n'est pas transportable contrairement aux sources traditionnelles et le lieu de l'extraction de l'énergie du vent est décisif pour le lieu de transformation.

Un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés.

I.2.2.3. Production éolienne :

La ressource éolienne provient du mouvement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression aura lieu et les masses d'air sont en déplacement permanent.

I.2.2.4. Modélisation du vent :

La connaissance de la variabilité spatio-temporelle du champ de vent est primordiale dans des domaines variés tels que la simulation des écoulements sur les structures bâties, le transport et la diffusion des polluants, ou l'évaluation du potentiel éolien à des fins énergétiques. A ce titre, nombre de méthodes ont été développées, qui permettent d'avoir la connaissance du comportement du flux atmosphérique sur une zone donnée.

I.2.2.5. Origines du vent :

L'air constituant l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides.

Sa composition est relativement constante jusqu'à une altitude de 85 km et est majoritairement composée d'azote, d'oxygène et d'argon (99,97 %). Les $\frac{9}{10}$ ème de sa masse

sont situés à une altitude de moins de 16 km, dans les basses couches atmosphériques [33].

Au sein de ces couches, le déplacement des masses d'air, appelé vent, est le résultat de la mise à l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont, selon [32] :

- Les forces de pression : ces forces génèrent les déplacements des masses d'air constituant le vent. Elles proviennent des différences locales de pression dues aux différences de température en fonction de la latitude, et des influences continentales et océaniques. Elles sont perpendiculaires aux surfaces isobares et dirigées des hautes vers les basses pressions.
- La force de Coriolis : cette force est liée à la rotation de la Terre sur son axe. Elle est perpendiculaire à la vitesse du vent et orientée vers l'est dans l'hémisphère Nord. Elle n'est significative que pour les déplacements atmosphériques de haute altitude en raison de la faiblesse relative des autres forces en présence.
- Les forces de frottement : ces forces traduisent la friction turbulente de l'air sur le sol.

On peut ainsi diviser la zone dite des basses couches atmosphériques en deux parties distinctes : l'atmosphère libre et la couche limite atmosphérique (CLA). Cette distinction se base sur la nature des forces dominantes [32] :

- L'atmosphère libre est le siège d'un vent uniforme, horizontal et peu turbulent de vitesse constante. C'est le vent dit géostrophique. Les forces de pression et de Coriolis sont prépondérantes et les forces de frottements négligeables.
- La couche limite atmosphérique est le lieu d'application des forces de frottement. Ces forces induisent un comportement complexe du fluide atmosphérique.

La zone utilisée dans ce travail est celle qui tient en compte le vent dans la Couche Limite Atmosphérique.

1.2.2.6. Echelle des mouvements atmosphériques :

L'écoulement global de l'air atmosphérique est constitué d'écoulements interdépendants caractérisés par des tailles allant du millimètre au millier de kilomètres. Chaque écoulement est défini par son extension horizontale et sa durée de vie [32].

- Les mouvements à grande échelle (échelle synoptique) ont une taille supérieure à 100 km et une durée de vie de plusieurs jours. Ils contribuent à la circulation planétaire générale et sont responsables des phénomènes météorologiques à long terme,
- Les mouvements à petite échelle, de taille inférieure au kilomètre, ont une durée de vie de quelques minutes (micro échelles). Ils sont liés à la turbulence et générés dans la couche limite atmosphérique (CLA) par les obstacles et la rugosité du sol,
- Les mouvements intermédiaires (mésos échelles) assurent la transition entre les micro et les grandes échelles.

Le tableau (1.1) indique la correspondance approximative entre la taille moyenne des mouvements atmosphériques, les durées et les échelles d'Orlanski [34] associée.

Taille (km)	0,001	0,01	0,1	1	10	100	1000	10000
Période	1s	10s	1mn	10mn	2h	15h	7j	70j
Echelle	micro échelles	micro échelles	micro échelles	méso échelles	méso échelles	grandes échelles	grandes échelles	grandes échelles

Tableau I.1. Echelles des mouvements atmosphériques. [35].

1.2.2.7. Distribution verticale de la température et la pression :

Dans la zone troposphère, les distributions de température et pression sont respectivement exprimées par les relations suivantes :

$$T = T_a - \beta_z \quad (1.1)$$

Et

$$p = p_a \left(1 - \frac{\beta_z}{T_a} \right)^{\frac{g}{R\beta}} \quad (1.2)$$

Avec T_a et p_a sont respectivement la température et la pression au niveau de la mer, correspondant à $z = 0$, $\beta = 0.00650$ K/m, g la gravité, $R (= 286.9\text{J/kg.K})$ la constante massique de l'air (considéré comme gaz parfait).

La zone dont la hauteur est inférieure à 1 km est appelée couche limite atmosphérique, c'est une région d'interactions entre l'atmosphère et la surface terrestre [36], [37] et caractérisée par :

- Fortes contraintes visqueuses turbulentes;
- Variations verticales de vitesse, température, turbulence, humidité;
- Variations temporelles produites par le soleil, les nuages;
- Hauteur variable selon la période de la journée, le type de recouvrement au sol...

Elle peut être définie comme la portion de l'atmosphère pour laquelle les effets directs de la surface par transfert turbulent sont notables. C'est un lieu d'échanges d'énergie entre la surface et l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau et de quantité de mouvement. Son épaisseur (notée δ) varie de quelques mètres à plusieurs kilomètres, en fonction de la vitesse du vent, de la rugosité de surface et de l'ensoleillement local.

I.2.2.8. Le vent dans la Couche Limite Atmosphérique :

Pour entamer l'étude concernant le fonctionnement propre de l'éolienne, il faut d'abord définir la source d'énergie de l'éolienne qui peut être modélisée par une simple loi exponentielle jusqu'à des distributions spectrales et spatiales très complexes qui rendent compte de sa phénoménologie turbulente.

Cette modélisation est fondamentale pour :

- Définir les conditions de fonctionnement de l'éolienne.
- Définir les différentes sollicitations s'appliquant sur les pales.
- Développer et affiner la modélisation du rotor.
- Evaluer le potentiel énergétique utilisable.
- Fournir une aide à la décision pour instaurer des éoliennes.

La caractérisation du vent sur différents sites permet la réalisation de bases de données nécessaires à la validation des modèles et au développement des règles pour des conditions climatiques variées.

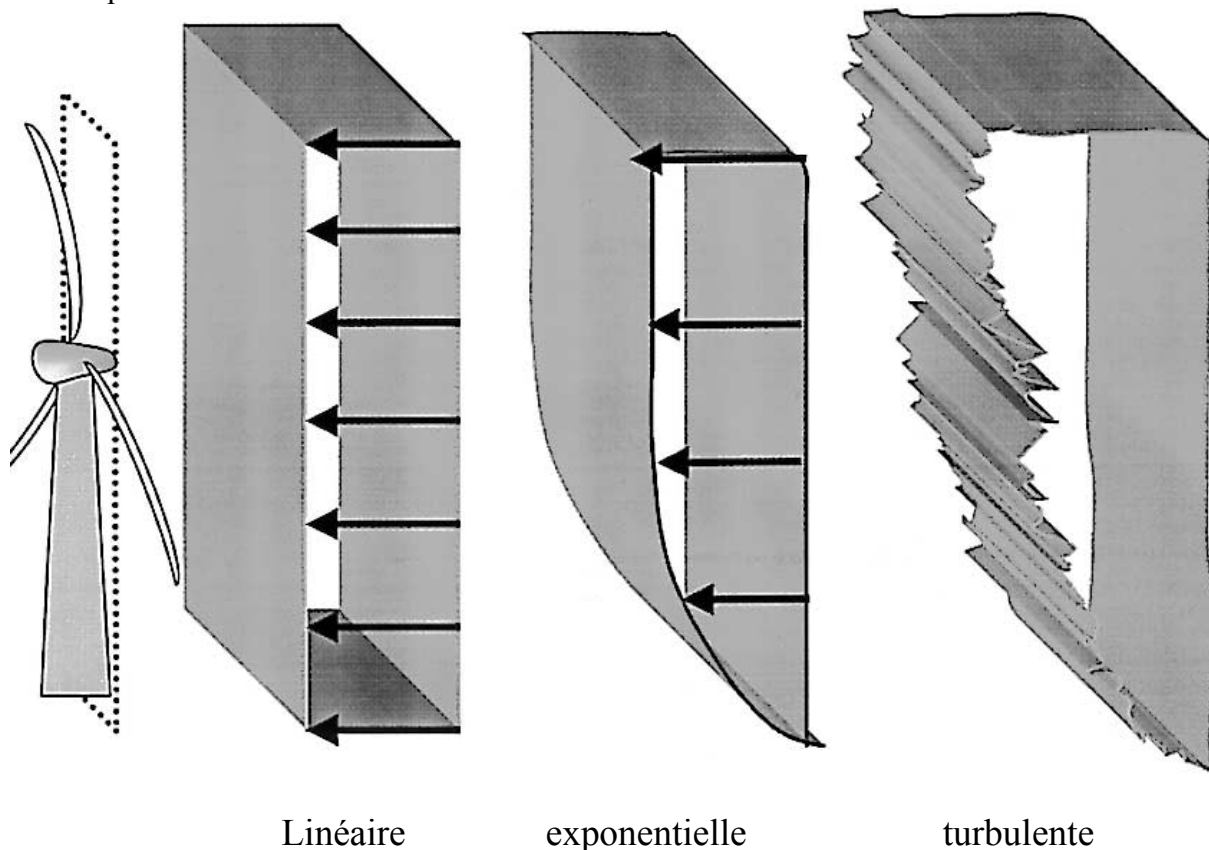


Figure I.1. Composante axiale du vent [1]

La CLA se divise en trois parties distinctes (figure I.1) : [66]

- la couche d'Ekman,
- la couche limite de surface,
- la sous-couche rugueuse.

La couche d'Ekman est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Si l'altitude augmente, les forces de frottements deviennent négligeables devant la force de Coriolis. La direction du vent subit donc une rotation (vers l'est dans l'hémisphère Nord) et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique.

La couche de surface (ou couche limite de surface) est directement en contact avec la surface terrestre. Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques. La structure du champ de vent est donc complexe et variable avec la nature du terrain et sa rugosité.

La sous-couche rugueuse est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer plane à quelques dizaines de mètres en ville. L'écoulement de l'air est alors fortement turbulent non homogène et instationnaire. Ceci est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale z_0 . Ce paramètre est défini par [6] comme étant "la hauteur au dessus du sol à laquelle il convient d'admettre que le vent s'annule pour tenir compte de la présence des aspérités". Plus généralement, cette longueur de rugosité caractérise l'influence globale de la sous-couche rugueuse sur le vent.

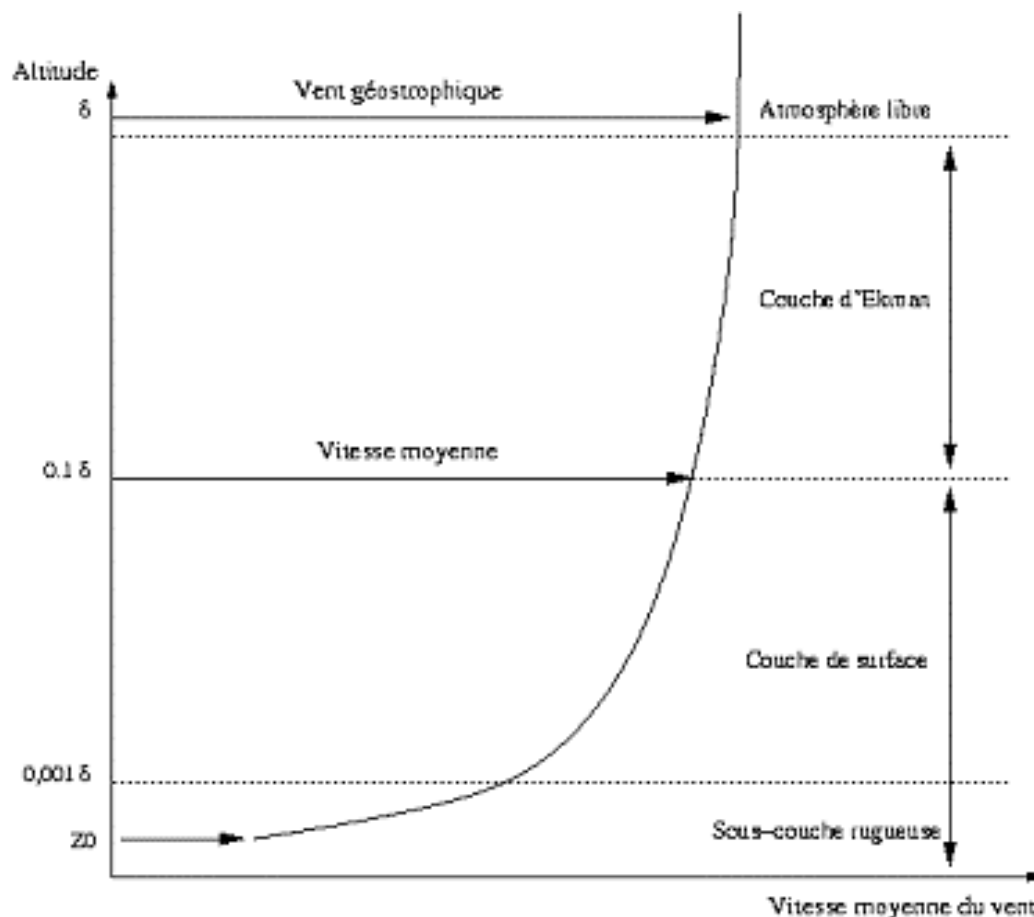


Figure.I.2 L'atmosphère libre, la direction du vent va subir une rotation vers l'est, correspondant à l'influence croissante de la force de Coriolis. [34]

La couche de surface qui représente le domaine d'application pour les éoliennes contemporaines hautes d'une altitude inférieure à la centaine de mètres, Au niveau de cette couche, il existe une forte agitation turbulente du fluide atmosphérique comme conséquence de l'action des forces de frottement provoquées par l'écoulement de l'air sur une surface rugueuse. Ainsi :

- On peut négliger la force de Coriolis, pour sa faiblesse devant les autres forces en agissantes, notamment les forces de frottement,
- Le voisinage du sol transforme le contour du vitesses de vent et occasionne un fort cisaillement.
- La direction sera modifiée par la présence d'obstacles.
- La distribution verticale de température (stratification thermique de l'air) induit des mouvements verticaux de masses d'air chauffées et refroidies à proximité du sol.

On distingue la turbulence d'origine mécanique, produite par le cisaillement et les obstacles, et la turbulence d'origine thermique, produite par la distribution de température. Le rapport entre le gradient de température et le gradient adiabatique (taux de décroissance d'une masse d'air s'élevant adiabaticquement) détermine la sensibilité de l'atmosphère à la turbulence d'origine thermique :

- L'atmosphère est stable si la température de l'air décroît moins vite avec l'altitude que le gradient adiabatique. Dans ce cas, les masses d'air qui s'élèvent se refroidissent plus vite que le milieu environnant et ont tendance par gravité à redescendre. Cet état entraîne l'atténuation, voire la disparition de la turbulence,
- L'atmosphère est instable si la température de l'air décroît plus vite avec l'altitude que le gradient adiabatique. Dans ce cas, les masses d'air qui s'élèvent se refroidissent moins vite que le milieu environnant et ont tendance à continuer leur ascension, tandis qu'elles sont remplacées, près du sol par des masses d'air froides issues des couches supérieures. Cet état est source de turbulence,
- L'atmosphère est neutre si le taux de décroissance de la température de l'air avec l'altitude est égal au gradient adiabatique. C'est le cas par vent fort, lorsque les effets de la turbulence mécanique sont prédominants.

1.2.2.9. Gradient de vent :

Le gradient de vent qui dépend de l'altitude z est considéré pour déterminer d'une façon plus simple la vitesse en toute position du rotor.

Pour cela la vitesse de référence est la vitesse moyenne V_{Ref} observée sur un intervalle de temps bien défini, et à une hauteur z_{Ref} de la nacelle en amont de l'éolienne.

[38]

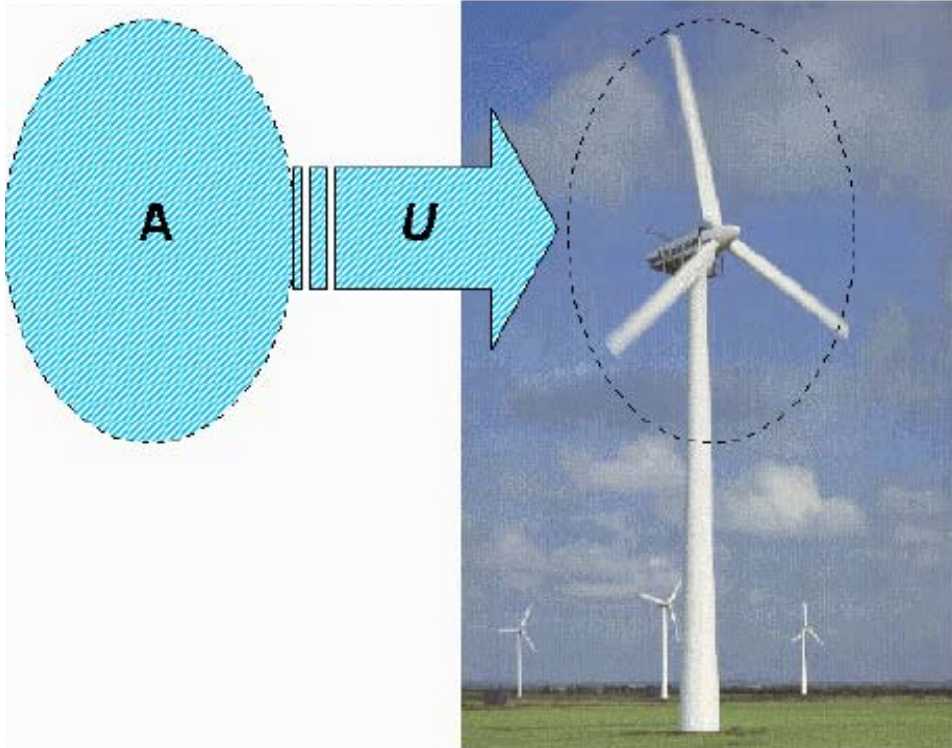


Figure.I.3.

L'énergie du vent ou l'énergie éolienne traversant une surface A perpendiculaire à la direction du vent est l'énergie d'une masse d'air en mouvement, encore appelée énergie cinétique. A un instant donné, la puissance d'un vent à une vitesse U est proportionnelle au cube de la vitesse du vent ainsi qu'à la surface traversée A .

$$P_v \approx AU^3$$

Donc quand la vitesse du vent double, la puissance est multipliée par 8.

La distribution de la vitesse moyenne V , dans la couche limite de surface, suivant la direction verticale z , est décrite par une expression simplifiée sous forme de la loi de puissance : [66]

$$V_z = V_{Ref} \left(\frac{z}{z_{Ref}} \right)^\alpha \quad (1.3)$$

Où, V_{Ref} est la vitesse de référence mesurée à la hauteur z_{Ref} , et l'exposant α est donné par la relation (1.4).

V_z, V_{Ref} : Paramètres d'échelle aux hauteurs $z(H_{hub})$ comme hauteur du moyeu et z_{Ref} comme hauteur de mesure du vent.

De ce fait, plus z est grande, plus l'énergie susceptible d'être captée sera importante (proportionnelle au cube de la vitesse) et moins l'éolienne sera affectée par l'effet de la rugosité en amont de l'éolienne.

α : Coefficient de rugosité du sol compris entre 0,1 et 0,4 donné par la relation.

$$\alpha = 0,096 \log(z_0) + 0,016 [\log(z_0)]^2 + 0,24. \quad (1.4)$$

I.2.2.10. Présence de la tour :

Le phénomène « masque » provoqué sur la tour d'une éolienne « aval » est la perception par la pale à chaque révolution d'une perturbation aérodynamique qui se traduit par : [38]

- Réduction du rendement purement aérodynamique.
- Des sollicitations alternées qui peuvent être préjudiciables en terme de durée de vie (phénomène de fatigue).

Le phénomène « barrage » provoqué sur la tour est lié au cas « amont » et qui est moindre par rapport au masque. On en tient compte en modifiant la vitesse axiale $V(z)$, vue par un élément de pale : [38]

$$V(x, y) = V(z) \cdot \left[1 + \left(\frac{D_t}{2} \right)^2 \frac{y^2 - x^2}{(y^2 + x^2)^2} \right] \quad (1.5)$$

D_t : diamètre de la tour à l'altitude z de l'élément de pale.

x, y : position axiale (en avant de la tour) et longitudinale de l'élément de pale pour une zone d'influence azimutale de $\pm 30^\circ$ autour de l'axe vertical de la tour.

I.2.2.11. Champ de vitesse et turbulence :

Les mesures anémométriques montrent que la vitesse instantanée du vent varie continuellement et grandeur et en direction. La vitesse du vent peut être exprimée dans un repère cartésien par :

$$\vec{V} = u\hat{i} + v\hat{j} + w\hat{k}. \quad (1.6)$$

Où, u est la composante longitudinale (direction principale du vent), v la composante latérale et w la composante verticale.

Chaque composante peut être présentée sous la forme d'une grandeur moyenne et une grandeur fluctuante.

$$v = V + \tilde{v} \quad (1.7)$$

V : est la vitesse moyenne durant une période de temps Δt .

\tilde{v} : est la vitesse turbulente ou fluctuante. La vitesse V est donnée par :

$$V = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} v \cdot dt = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N v_i \quad (1.8)$$

La période du temps Δt considérée est souvent de 10 minutes.

La turbulence du vent est associée à la production et à la destruction progressivement de plus petits tourbillons (ou coups de vent) résultant de la dissipation de l'énergie cinétique du vent en énergie thermique. Pour des périodes de temps d'une heure ou plus, la turbulence du vent peut avoir des valeurs moyennes quasi constantes. Mais pour de courtes périodes (minutes ou secondes), les variations de la turbulence sont plus importantes. La mesure de turbulence est souvent déterminée par l'intensité de turbulence. Elle est définie par le rapport de l'écart type, σ_v , sur la vitesse moyenne, V , et dénotée IT : [66]

$$IT = \frac{\sigma_v}{V} \quad (1.9)$$

L'écart type est donnée par :

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - V)^2} \quad (1.10)$$

1.2.2.12. Changement de vent :

La conception, le choix du rotor et la simulation de son fonctionnement doit prendre en considération les changements d'intensités et de directions du vent.

Le profil de ces changements est modélisé d'une forme simpliste mais acceptable en conditions normales.

Ces changements d'intensités et de directions, lors des conditions extrêmes varient à grande vitesse et auront de fortes amplitudes et conduiront à des variations de charge. Le profil à ce stade donne un caractère très pointu. [38].

1.2.2.13. Modélisation du sillage :

Modéliser une hélice revient à la considérer comme un disque rotor afin de réaliser des approches rapides mais inexactes.

Différents modèles analytiques, numériques, avec des corrections empiriques ou semi-empiriques ont été développés, que ce soit pour les hélices, les rotors ou les éoliennes en utilisant une méthode dans le cas général basée sur la théorie tourbillonnaire.

La méthode la plus répandue se base sur la **théorie tourbillonnaire**.

Un tourbillon résulte de la compensation naturelle provoquée par la discontinuité de vitesse entre l'intrados et l'extrados d'un profil. On peut alors calculer des circulations puis des vitesses induites qui modifient les caractéristiques locales du vent vu par le profil.

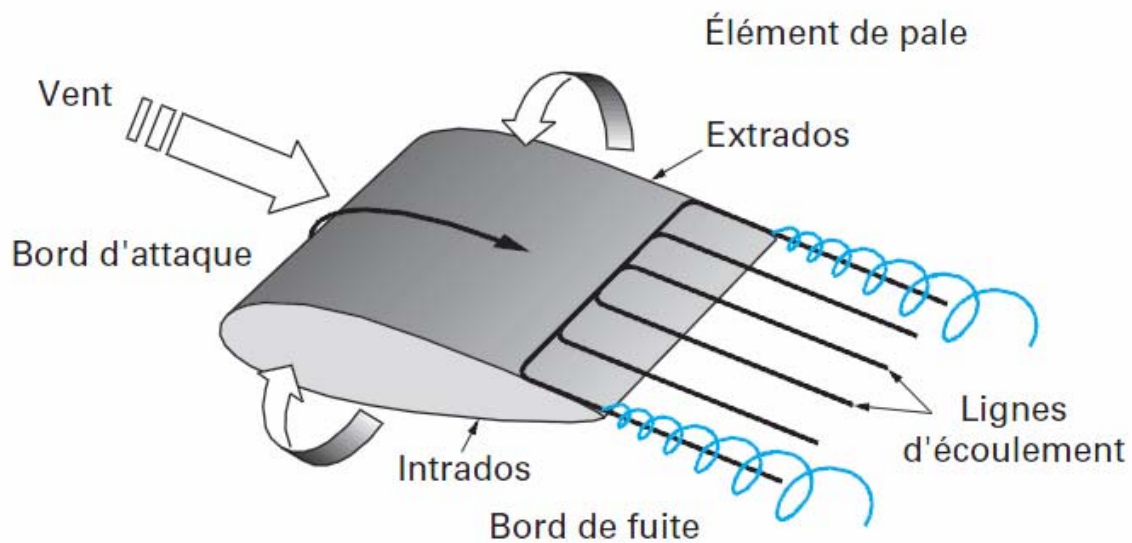


Figure.I.4. Schéma d'un tourbillon.

Le tourbillon d'extrémité de pale est très important. C'est un effet 3D qui est responsable de la chute de portance en extrémité.

Dans son ensemble, le sillage comporte des phénomènes de convection, d'expansion et de déviation ainsi que des interactions de pales avec les tourbillons émis auparavant.

Il est donc très complexe de le modéliser complètement. Le plus simple est de considérer un sillage dit « prescrit » où la géométrie de l'ensemble est figée sur les premiers tours (Figure I.5).

Enfin, certains développements utilisent maintenant un sillage dit libre.

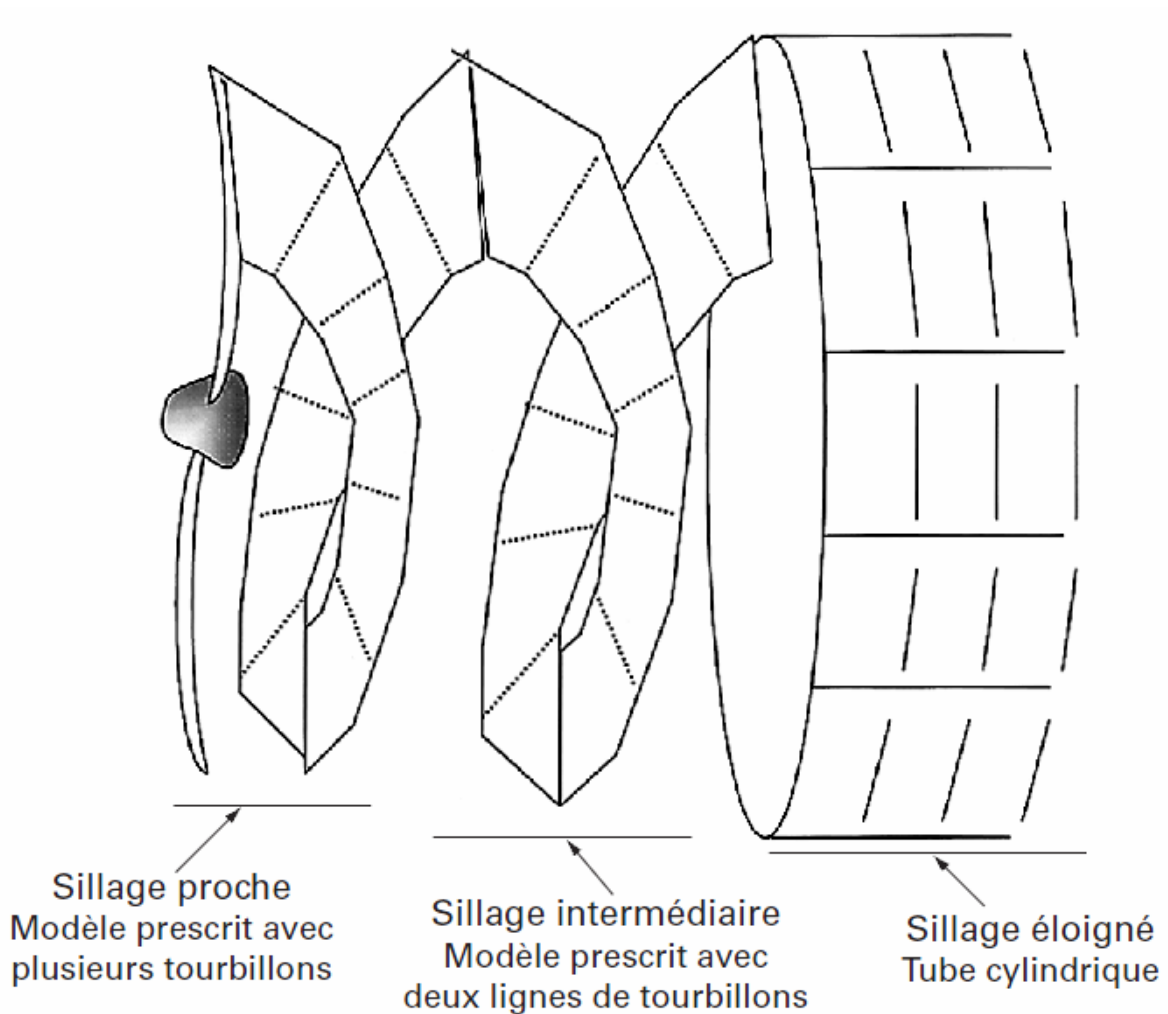


Figure.I.5. Représentation pour une partie de la nappe émise par une des deux pales.

I.3. Equations du mouvement d'une pale :

En plus de l'effet aérodynamique des efforts dans la phase d'étude d'une pale éolienne on considère les mouvements de battement, traînée et torsion qui sollicitent un élément de pale en battement.

En considérant les moments réduits au niveau de l'articulation ce qui mène à supposer que l'angle de battement soit petit, l'expression décrivant le mouvement de battement de la pale, soit :

$$\ddot{\beta} + \Omega^2 \left[1 + \varepsilon_1 + \frac{G}{\Omega^2} \cos \psi \right] \beta + \frac{K_\beta}{I_b} \beta = 0$$

$$G = \frac{g M_p r_g}{I_b}$$

$$\varepsilon_1 = \frac{3 \varepsilon_\beta}{2 (1 - \varepsilon_\beta)}$$

β, Ω et ψ Définis sur la figure.

K_β : Raideur de l'articulation de battement.

I_b : Moment d'inertie en battement.

g : accélération de la pesanteur.

M_p : Masse d'une pale.

r_g : Rayon du centre de gravité de la pale.

ε_β : Excentricité de l'articulation de battement (ramenée au rayon R de la pale).

De la même manière l'équation du mouvement de la traînée :

$$\delta + \left[\varepsilon_2 \beta \Omega^2 + G \cos \psi + \frac{K_\delta}{I_b} \right] \delta - 2 \Omega \beta \dot{\beta} + G \sin \psi = 0$$

$$\varepsilon_2 = \frac{3 \varepsilon_\delta}{2 (1 - \varepsilon_{\beta\delta})}$$

K_δ : Raideur de l'articulation de traînée.

ε_δ : Excentricité de l'articulation de traînée (ramenée au rayon R de la pale).

Finalement l'équation du mouvement en torsion :

$$\ddot{\theta} + \left[\Omega^2 + \frac{K_\theta}{I_t} \right] \theta = 0 \quad (1.11)$$

θ : Angle de torsion.

K_θ : Raideur de l'articulation de torsion.

I_t : Moment d'inertie en torsion.

I.4.1. Définition de l'énergie éolienne :

Un aérogénérateur, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure I.6).

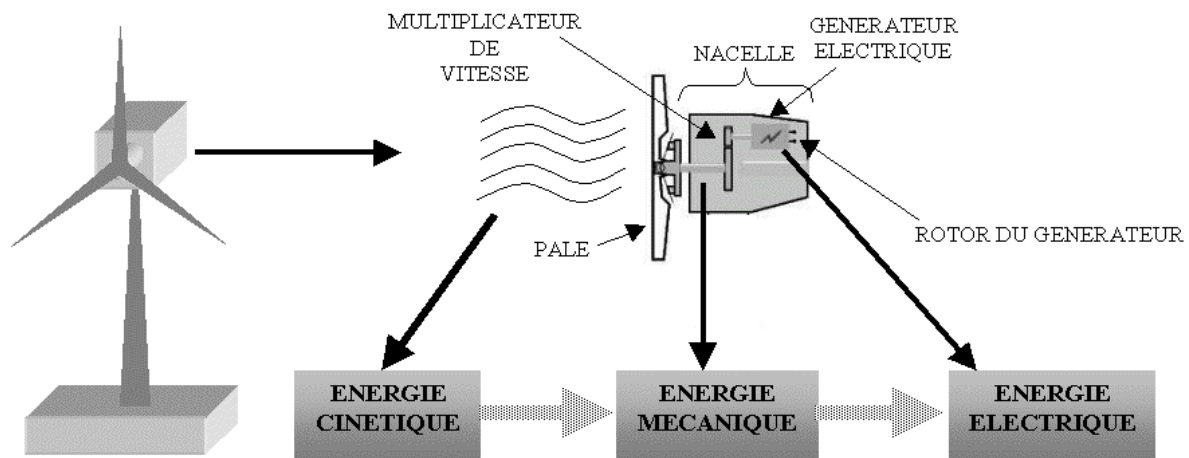


Figure I.6. Conversion de l'énergie cinétique du vent. [30]

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [29].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments constitutants doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative durable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible).

Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. On distingue les grands types d'éoliennes :

1.4.2.Types de moteurs :

Les moteurs éoliens utilisés pour capter l'énergie du vent peuvent être classés en :

- a/ Machines à axe vertical.
- b/ Machines à axe horizontal.

Dans les machines à axe horizontal on a :

- */ Eoliennes à vent classiques.
- **/ Eoliennes lentes.
- *** / Eoliennes rapides.

Dans les machines à axe vertical on a :

- */ Eoliennes à traînées différentielles.
- **/ Eoliennes à écran.
- *** / Eoliennes à clapets battants.
- **** / Eoliennes à pales tournantes.
- *****/ Eoliennes à variations cycliques d'incidences, à aubes fixes et aubes mobiles.

Dans le contexte du développement durable, en s'opposant au double enjeu planétaire imposé par l'aspect non renouvelable des gisements de combustibles fossiles, et les inconvénients dus au non respect de l'environnement, la nécessité oblige à améliorer l'utilisation des énergies renouvelables.

A cause des problèmes cités, et qui sont généralement liés à l'économie mondiale, obstacles environnementaux et à la sécurité, la production de l'énergie électrique est réalisée souvent par des centrales de grandes envergures qui peuvent atteindre des centaines de mégawatts, et qui sont installées dans des régions non démographiques.

1.5.1.Machine à axe vertical :

Les éoliennes à axe vertical : Plusieurs recherches ont été lancées pour réaliser un performant type de ce modèle qui aurait l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et d'englober une partie mécanique composée d'un multiplicateur et d'une génératrice au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et de ce fait le mat, souvent pesant, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs

à pratiquement abandonner ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit d'éoliennes à axe horizontal [29].

Il existe deux principes pour ce type de machines :

a/ Traînée différentielle.

b/ Variation cyclique d'incidence.

Avec le coefficient de vitesse d'une éolienne vaut suivant le schéma de la figure (1.2):

$$\lambda = \frac{\omega.R}{U} \quad (1.12)$$

Pour un rotor Savonius de hauteur H soumis à un vent incident de vitesse U , la puissance mécanique P et le couple sur l'axe M s'écrivent respectivement :

$$P = C_p \cdot \rho \cdot R \cdot H \cdot U^3 \quad (1.13)$$

Et
$$M = C_m \cdot \rho \cdot R^2 \cdot H \cdot U^2 \quad (1.14)$$

où C_p et C_m sont respectivement les coefficients de puissance et de moment.

Dans la suite, nous appelons *rotor Savonius conventionnel* le rotor pour lequel les paramètres géométriques a et e valent respectivement 0 et $d/6$. Ce rotor a été largement étudié (64). Les courbes caractéristiques donnant les valeurs de C_p et C_m en fonction de l sont reportées sur la figure (1.8). Les valeurs nominales sont déjà largement supérieures à ceux du rotor Savonius « originel ».

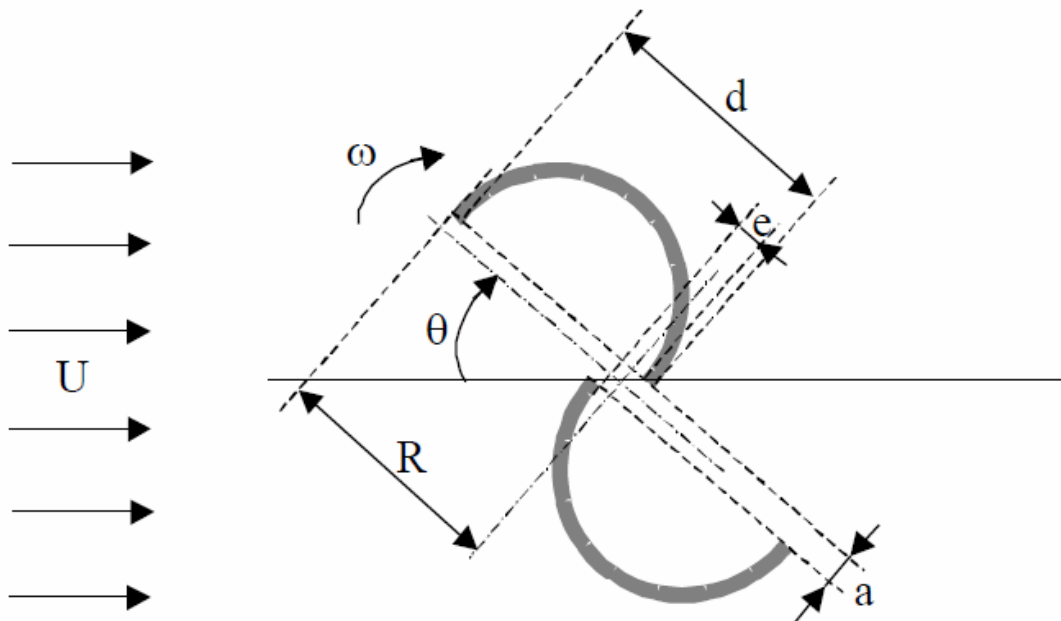


Figure I.7. Représentation schématique du rotor Savonius [65]

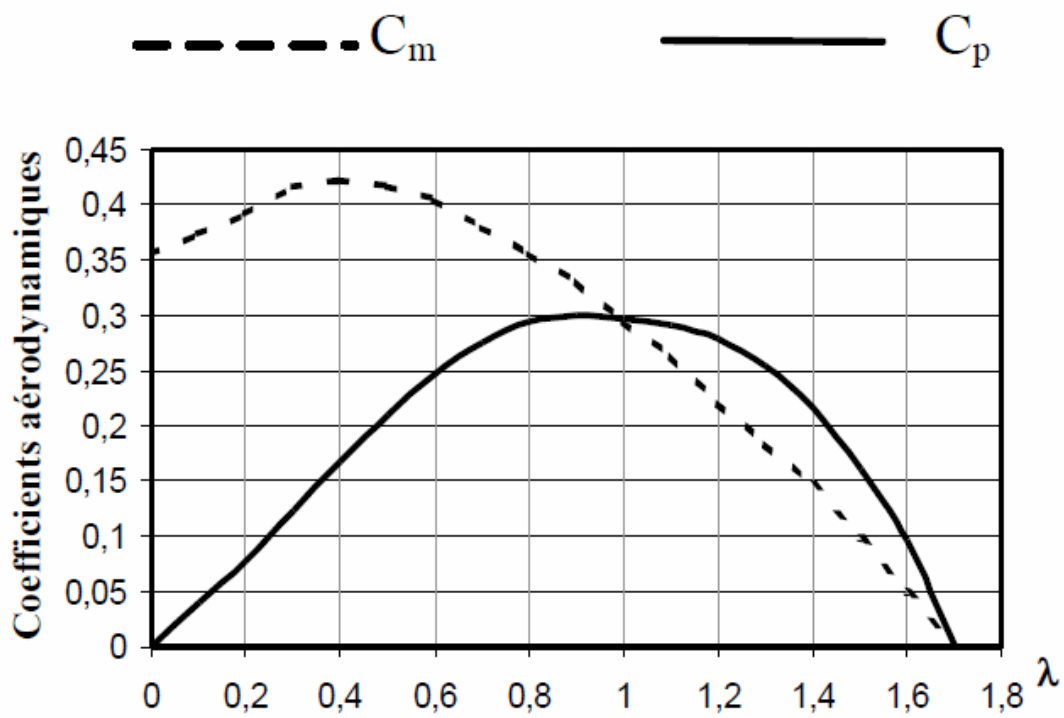


Figure I.8. Performances du rotor Savonius [65]

I.5.1.1. Traînée différentielle.

Le principe de mise en mouvement de cette machine consiste dans le fait que les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entraîner un générateur électrique, ou un dispositif mécanique (pompe).

Le fonctionnement est amélioré par la circulation de l'air rendue possible entre les deux demi cylindres ce qui augmente le couple moteur. C'est le rotor appelé rotor de Savonius.

Lors du démarrage de ce type de machines en phase d'établissement du vent, les cylindres sont orientés par rapport au vent tel que le couple moteur soit nul. De ce fait la machine ne peut pas démarrer spontanément.

Pour rendre cette machine autonome, les constructeurs étaient obligés de superposer plusieurs rotors identiques décalés d'un certain angle l'un par rapport à l'autre.

I.5.1.2. Variation cyclique d'incidence.

Un tel modèle placé dans un écoulement d'air, sous différents angles est soumis à des efforts d'intensités et directions variables. La combinaison de ces efforts donne naissance à un couple moteur.

Cette combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil qui est en rotation autour de l'axe vertical et de la vitesse du vent donne naissance aux différents angles auxquels sont soumis les profils.

La machine ne peut pas démarrer spontanément, donc un système de lancement est primordial.

L'avantage principal de ce type de machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique, ou mécanique (pompe) repose sur terre, ne demandant l'établissement d'une tour.

Cette éolienne fonctionne quelque soit la direction du vent, pouvant être équipée d'un dispositif d'orientation.

En revanche, l'avantage de cette éolienne d'être placée près du sol mène à réduire son efficacité par une situation peu favorable due au gradient du vent et turbulences provoquées par la nature et la planéité des terrains.

I.5.2. Vitesse variable et l'éolien :

Il est fondamental de réguler la puissance éolienne et que les courbes caractéristiques des voilures éoliennes ne sont pas linéaires (Figure I.9), surtout dans le cas des voilures de type Savonius dont la forme de cloche est très « pointue ». En ce qui concerne la puissance éolienne (section (B) de la figure (I.12), est une conséquence de la vitesse de rotation de l'arbre mécanique de l'éolienne et de la vitesse du vent (donc de la vitesse réduite) et de caractéristique $C_p(\lambda)$. Elle peut être optimisée dans le but de maximiser l'énergie captée par l'éolienne. La Figure (I.10) donne l'image de la famille des courbes de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent (pour une turbine Savonius) ainsi que la courbe optimale qui relie leurs sommets selon une fonction cubique de la vitesse de rotation. En suivant cette courbe continuellement, la puissance éolienne recueillie

sera toujours maximale. De nombreuses études ont montré l'intérêt de la vitesse variable en éolien sur le plan énergétique, y compris dans le petit éolien [68] où le surcoût entraîné par la vitesse variable (du fait de l'électronique de puissance et de réglage supplémentaire) est compensé par le surplus de production.

Mais c'est aussi et surtout sur le plan de la durée de vie des systèmes que se situe l'avantage de la vitesse variable. En effet, les chaînes à vitesse variable sont moins « raides » que les chaînes à vitesse fixe ou presque fixe rigidement couplées au réseau : cette liaison rigide se solde par de fortes oscillations de puissance engendrées par les turbulences. Ces variations sont à la longue nuisibles pour les éléments mécaniques : la vitesse variable permet de mieux lisser la production à travers l'énorme moment d'inertie que constitue la voilure.

Deux procédés, chacun diffère par rapport à l'autre par le type de voilure et qui se présentent comme solutions techniques parmi une variété pour amasser l'énergie du vent :

Les aérogénérateurs à axe vertical et à axe horizontal. Le graphique de la figure caractérisant les Courbes caractéristiques des aérogénérateurs donne un aperçu sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse réduite λ pour différents types d'éolien

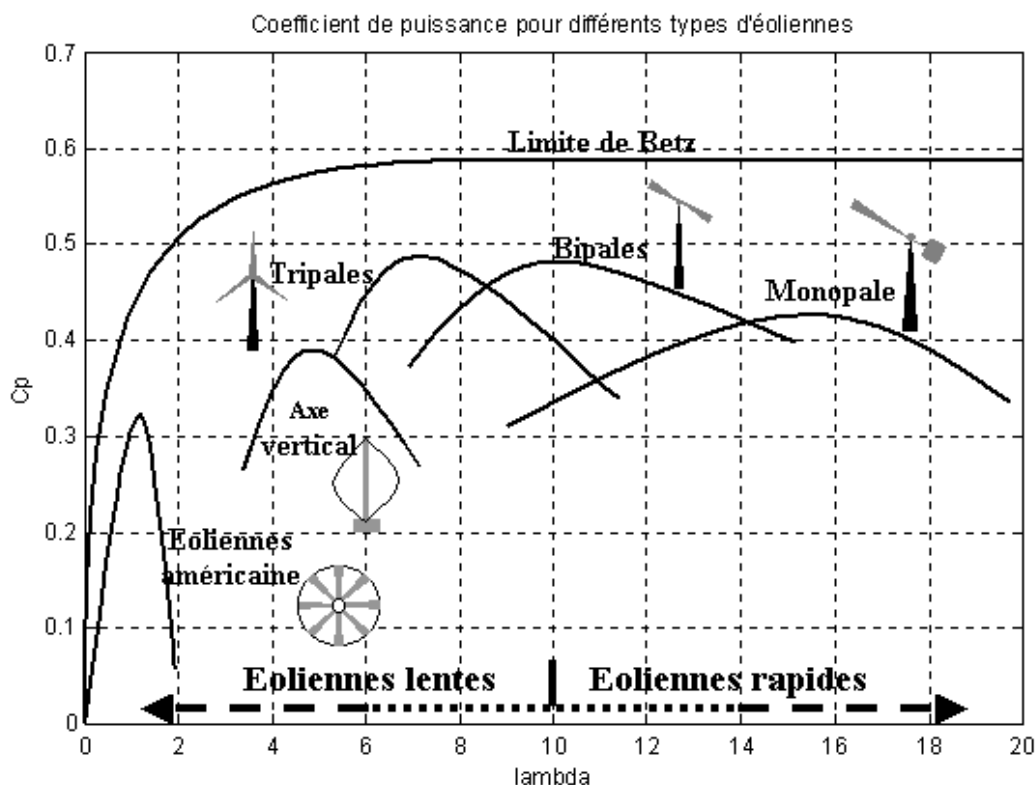


Figure I.9. Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes. [1]

Les éoliennes lentes sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leurs diamètres sont généralement limités à pas plus de 8m à cause de leurs inerties importantes.

Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes rapides sont beaucoup plus généralisées et pratiquement toutes consacrées à la production d'énergie électrique.

Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

Les éoliennes tripales sont les plus utilisées car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (Figure I.10) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s [31].

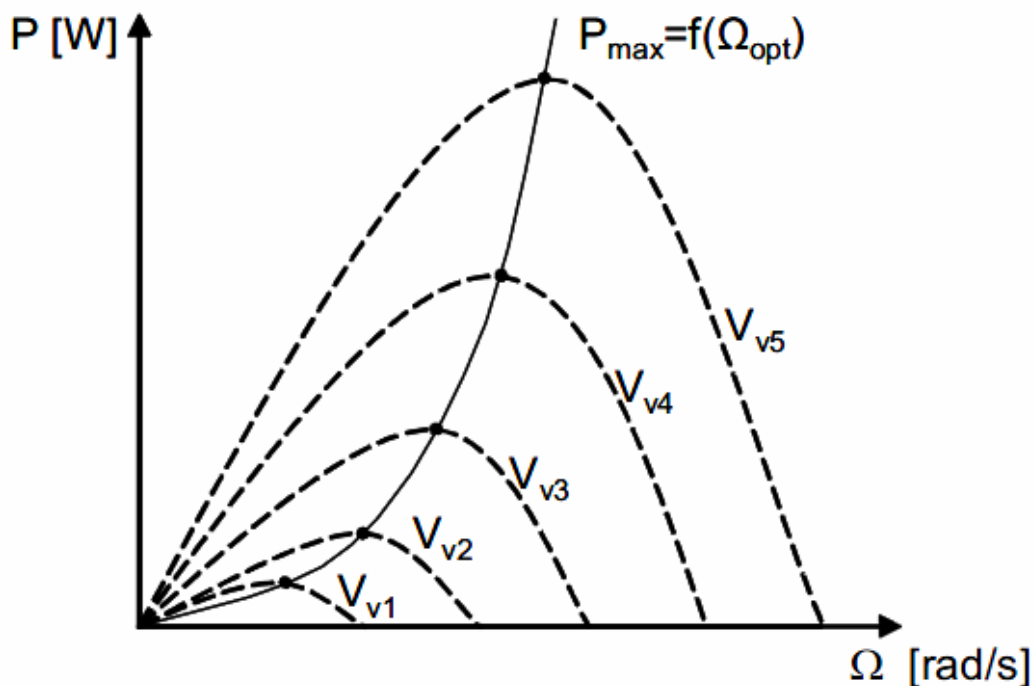


Figure I.10. Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent [1]

I.6.Machine à axe horizontal :

Les éoliennes à axe horizontal beaucoup plus employées, malgré l'incorporation d'un mécanisme d'orientation des pales, et qui présentent un rendement aérodynamique plus élevé, démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol .

Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. En effet, le niveau sonore d'une éolienne est de 50dB à 150 mètres et devient imperceptible au delà de 400 mètres. Dans la plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale [30]:

- * Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- * Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- * Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

Ces machines sont les descendantes des moulins à vent équipées d'ailes ressemblantes à des ailes d'avions qui génèrent un couple moteur destiné à entraîner une génératrice électrique ou une pompe. .

Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre 1 et 3 pales et peuvent développer des puissances élevées et sont de deux types :

- * Eoliennes amont.
- * Eoliennes aval.

Chacune des deux types présente des avantages et des inconvénients.

Pour la formule « amont » compte sur des pales rigides pour éviter tout risque de collision avec la tour.

La configuration « aval » utilise des rotors plus flexibles.

Dans le cas de la machine « amont » l'écoulement de l'air sur les pales est peu perturbé par la présence de la tour. L'effet de masque est plus important dans le cas de la machine « aval ».

Une machine « aval » est auto-orientable dans le lit du vent, alors qu'une « amont » est orientée à l'aide d'un dispositif spécifique.

Les machines de grandes puissances adoptent généralement la formule « amont ».

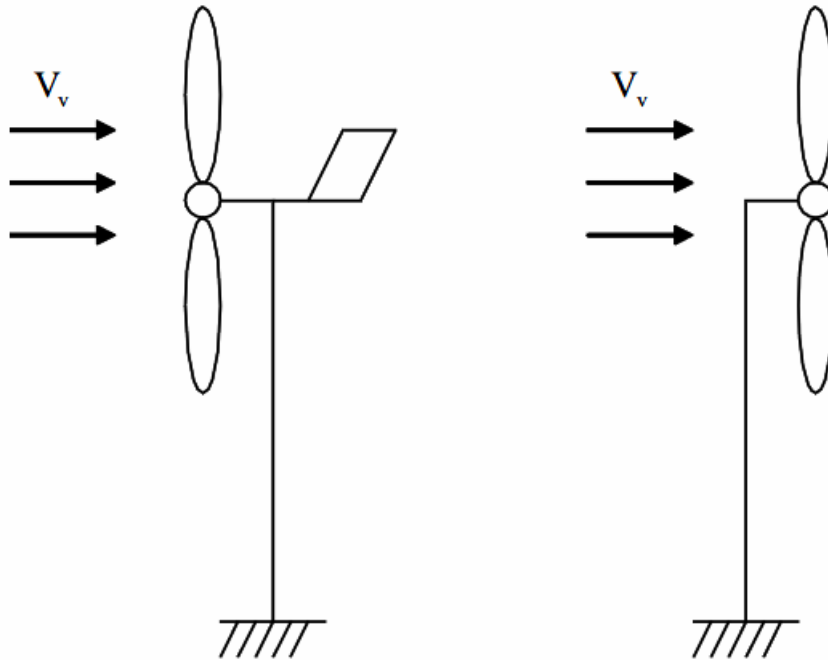


Figure I.11. Configuration Amont et Aval.

La Figure (I-10) donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

Après une partie (A) où aucune puissance n'est délivrée pour des vitesses du vent inférieures à la vitesse du démarrage V_v^{\min} une section de fonctionnement normal existe. Si on extrait alors la puissance maximale de la turbine celle-ci évolue alors selon le cube de la vitesse du vent (B). Quand la puissance nominale P_n est atteinte, elle doit être limitée (C). Au delà d'une certaine limite de vitesse du vent la turbine doit être arrêtée. Figure (I.12).

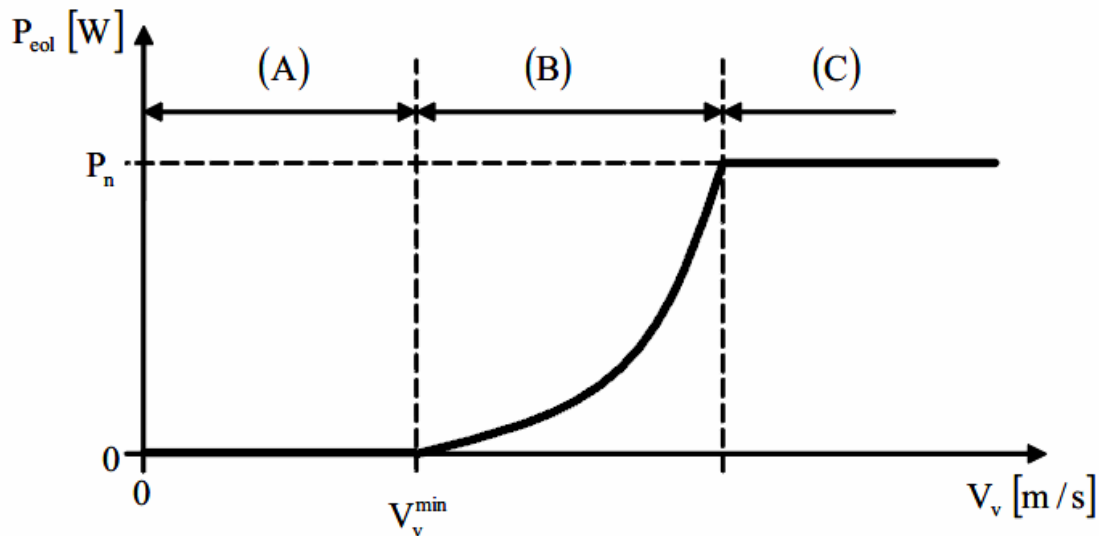
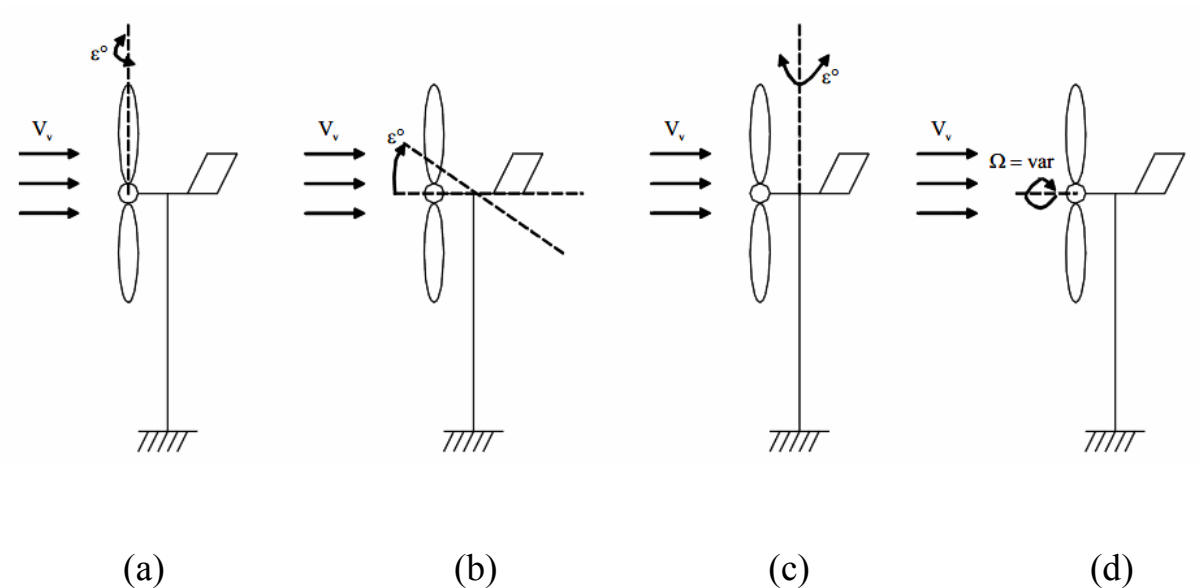


Figure I.12. Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [1]

Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent (fig.I.13). La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure. La seconde technique est passive « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées. La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue. La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation par une action électrique. Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall).



- a) pitch
 b) déviation verticale de l'axe de rotation
 c) rotation horizontale de l'axe de rotation
 d) vitesse de rotation continûment variable.

Figure I.13. Limitation de puissance éolienne. [15]

I.7. Application des éoliennes :

Une éolienne est une machine capable de récupérer l'énergie cinétique présente dans le vent. Cette énergie sera transformée en mécanique de rotation en tenant compte du rendement de la machine. Cette dernière sera exploitée de deux manières :

- directement pour entraîner une pompe.
- Pour entraîner une génératrice électrique.

Dans le cas de production d'énergie électrique deux cas d'énergie se présentent :

- * Stockée dans des accumulateurs.
- * Utilisée directe sur le réseau de distribution.

L'énergie éolienne sert d'un côté de complément aux moyens traditionnels de production, d'un autre côté à la production pour alimenter les sites non raccordés.

I.8. Architecture d'une éolienne à axe horizontal :

La conception d'une éolienne est réalisée par l'assemblage de trois corps constituant une machine et sont:

I.8.1.Rotor :

C'est l'élément qui a pour but de capter l'énergie du vent et qui la transforme en énergie mécanique.

Le rotor est constitué d'un nombre variable de pales qui sont montées sur l'arbre primaire par l'intermédiaire d'un moyeu.

Actuellement les turbines sont souvent à 3 pales, avec un contrôle à calage variable (pitch control). Les pales sont fabriquées en matériaux composites.

I.8.2.Nacelle :

C'est l'abri où loge le mécanisme de génération de l'énergie électrique.

C'est un couvercle permettant de protéger les pièces mécaniques et électromécaniques des conditions atmosphériques.

I.8.3.Tour :

C'est le support qui porte l'ensemble formé du rotor et de la nacelle, et qui permet d'éviter tout contact entre les pales et le sol, et permet aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante pour le préserver du gradient du vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie.

La hauteur de la tour est souvent de 1 à 1.5 fois le diamètre du rotor.

I.8.4. la Transmission :

Consiste en les pièces rotatives de la turbine (à l'exception du rotor) : l'arbre à faible vitesse (côté rotor), la boîte à vitesse, l'arbre à haute vitesse (côté génératrice), frein mécanique.

I.8.5. la Génératrice :

Est de type asynchrone ou synchrone. Souvent les machines asynchrones sont les plus couramment utilisées à cause des avantages suivants :

- (i) raccordement facile aux réseaux électriques,
- (ii) capacité d'opération avec des vitesses de vent variables (grâce aux composants d'électronique de puissance),
- (iii) coûts moins chers

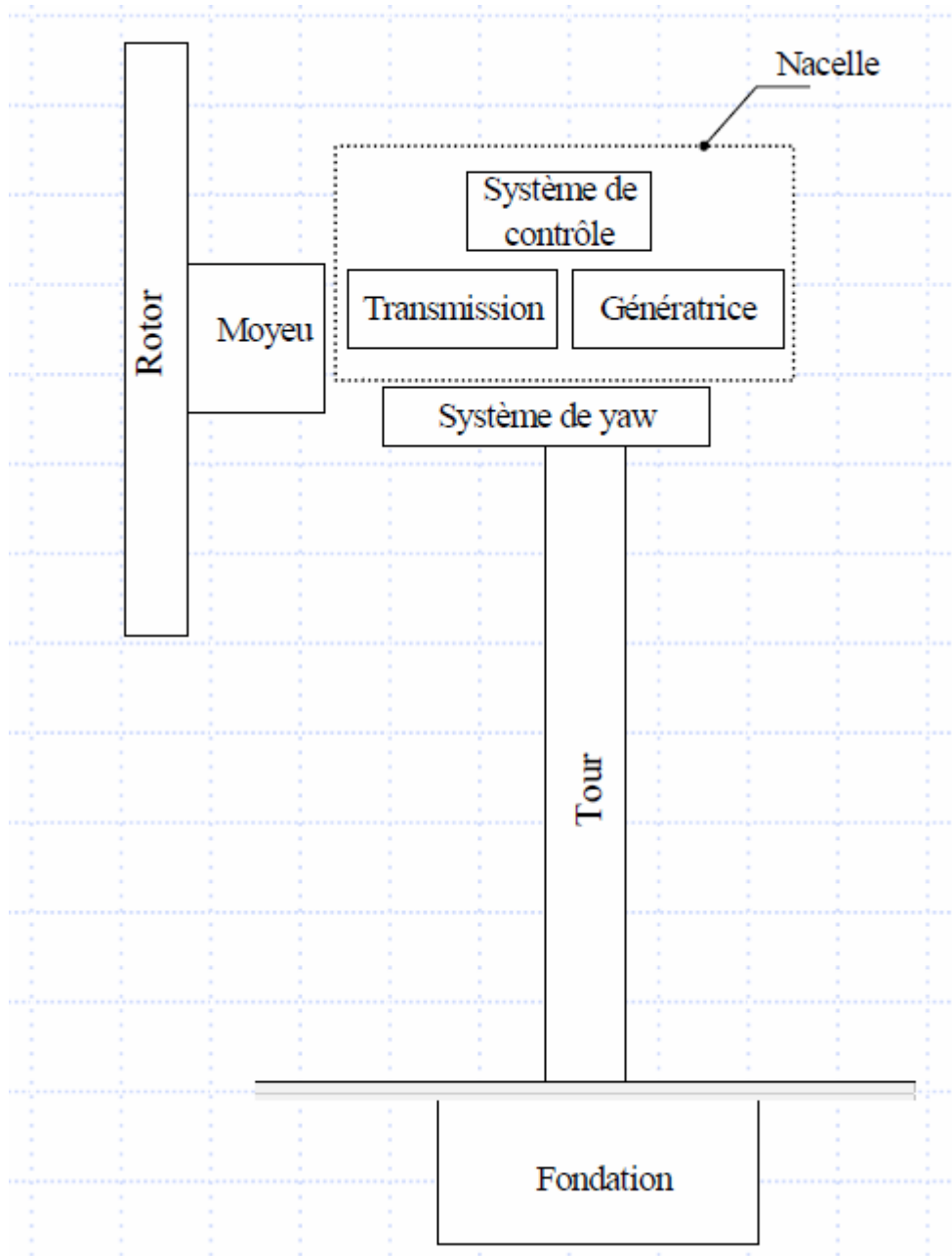


Figure I.14. Aérogénérateur moderne. [66]

I.8.6.1e Système de contrôle :

Joue un rôle primordial pour le fonctionnement de la machine et la production de puissance.

Les éléments suivants sont essentiels pour un système de contrôle donné : appareillages de mesure (vitesse du vent, température, pression, ...), contrôleurs mécaniques, électriques, et ordinateurs, ... Il concerne trois aspects majeurs suivants :

- (i) délimiter les valeurs maximales à ne pas dépasser pour le couple et la puissance,
- (ii) maximiser la durée de vie de fatigue du rotor et les composants mécaniques sous les effets des changements de la direction du vent et la turbulence,
- (iii) maximiser la production d'énergie.

I.8.7.1e Système d'orientation :

Le dispositif d'orientation permet de maintenir le rotor aligné avec le vent.

I.9. Courbes de puissance :

La puissance produite par une turbine éolienne varie avec la vitesse du vent. Chaque turbine est caractérisée par sa courbe de puissance. A partir de celle-ci, il est possible de prédire la production d'énergie d'une turbine éolienne sans considérer les détails techniques de ses divers composants.

La Figure (I.15) présente un exemple typique de courbes de puissance de turbines éoliennes modernes.

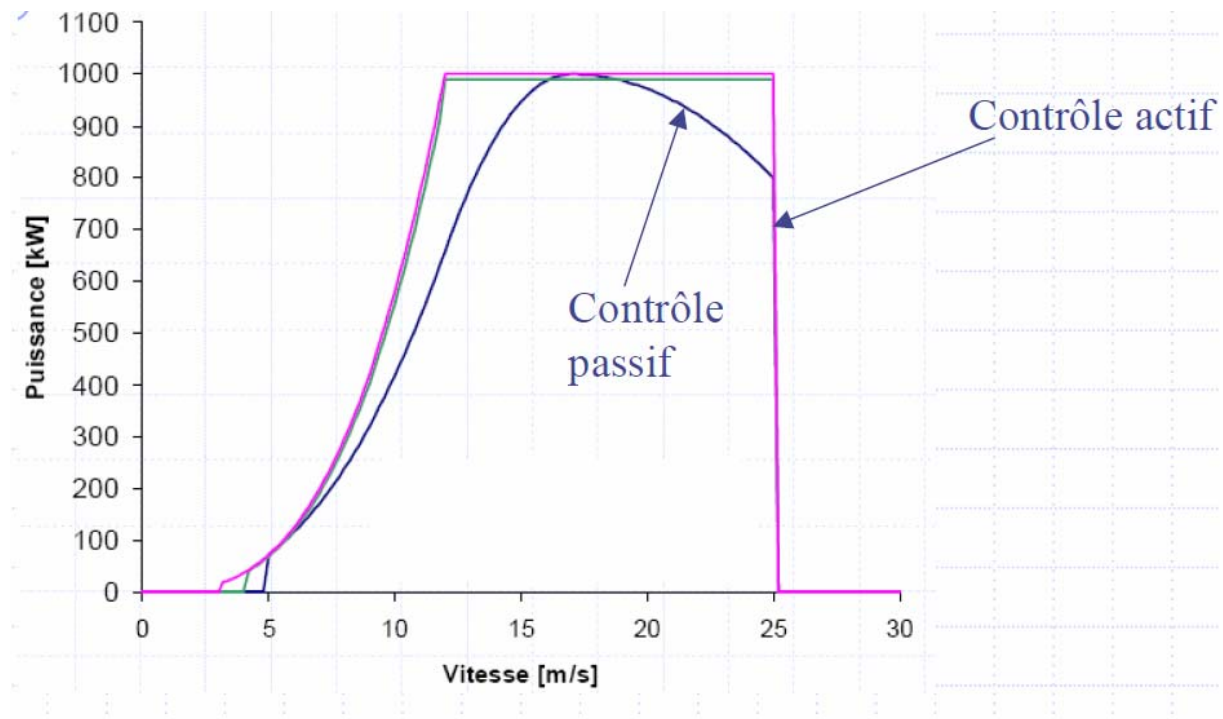


Figure I.15. Courbe de puissance de turbine éolienne. [66]

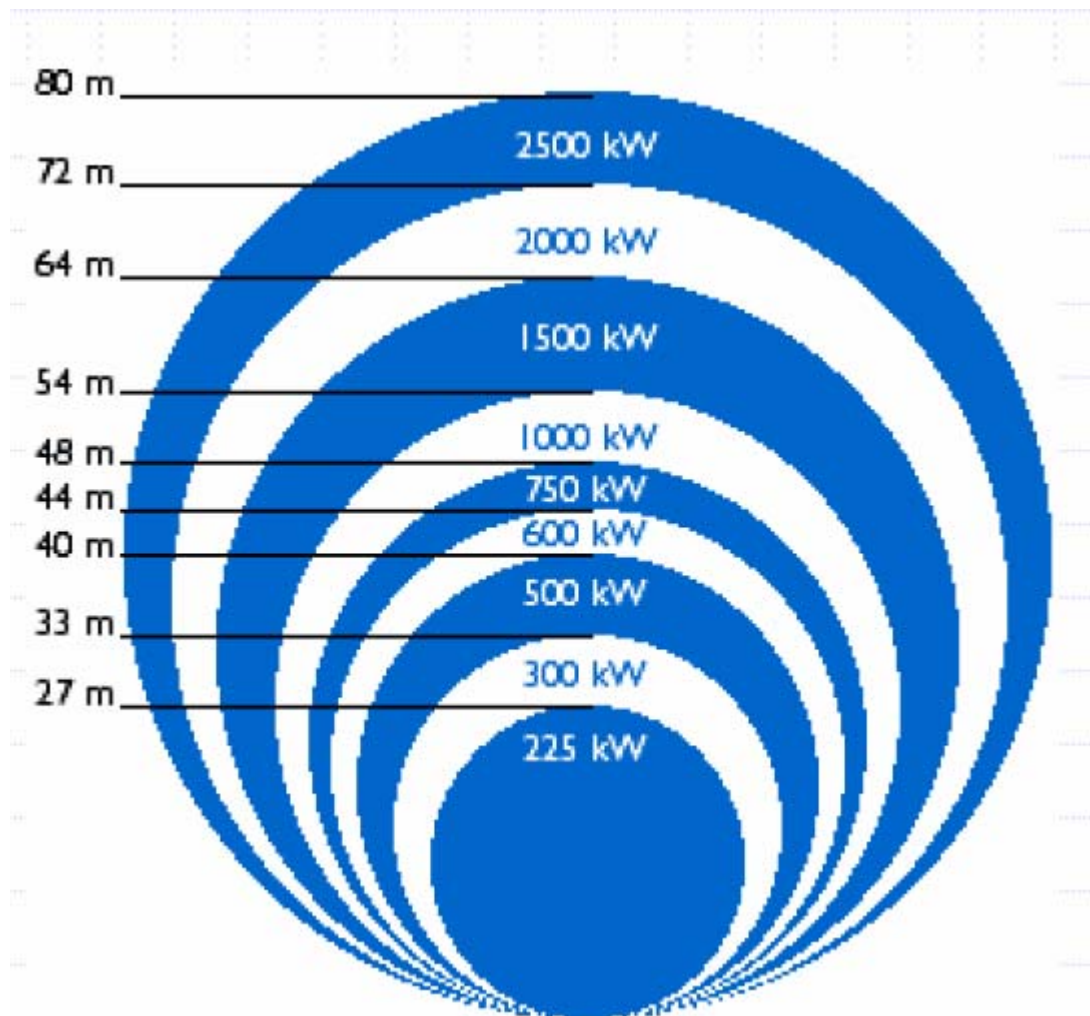


Figure I.16. Puissance en fonction des dimensions. [66]

I.9.1. Théorie classique et Formule de BETZ :

Il sera question ici de présenter la théorie de base permettant d'estimer les performances d'une éolienne idéale, et de présenter certaines notions d'aérodynamique afin de comprendre le fonctionnement d'une telle machine. Cette théorie est basée sur la méthode de quantité de mouvement et le concept du disque actuateur (sur la section S) pour prédire la performance des machines à hélice.

Comme illustre la [figure \(I.18\)](#) et [figure \(I.19\)](#), la turbine (ou le rotor) est représentée par un disque actuateur qui génère une discontinuité en pression dans le tube de courant (écoulement d'air délimité par les lignes de courant).

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

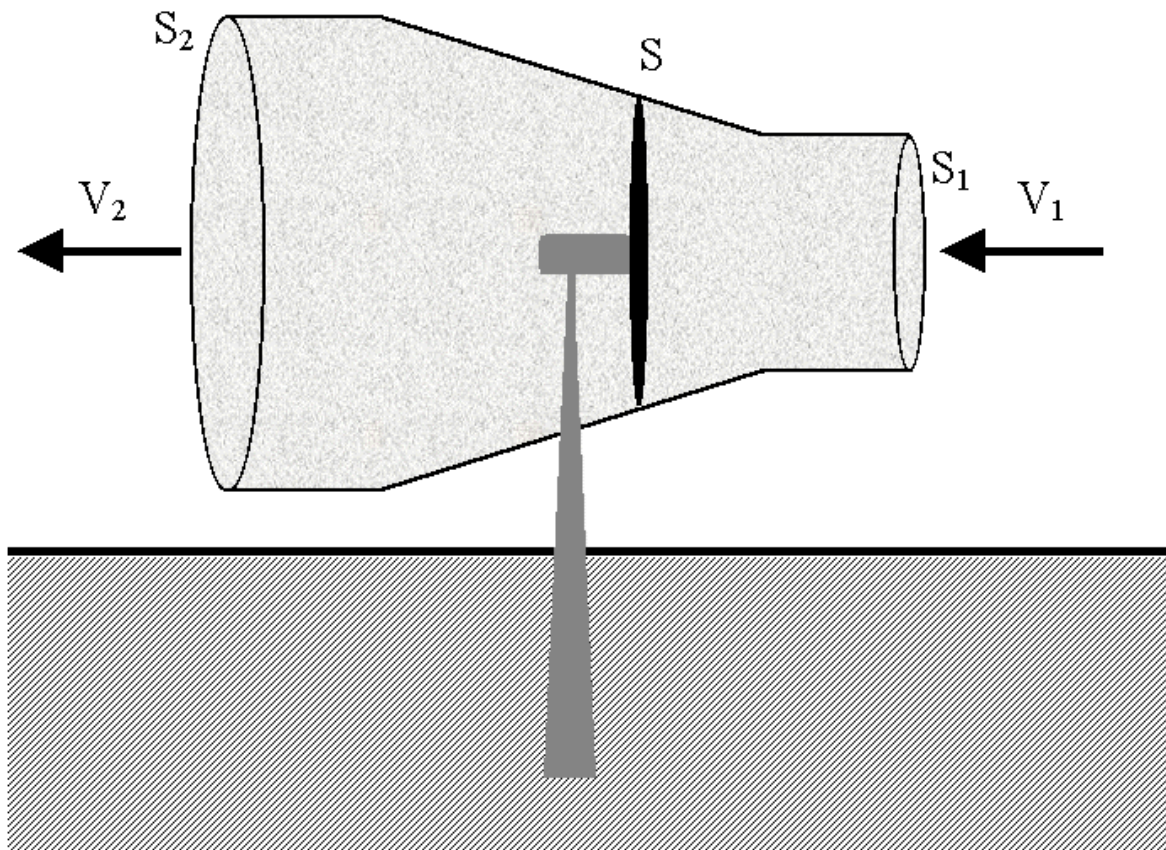


Figure I.17. Tube de courant autour d'une éolienne [30]

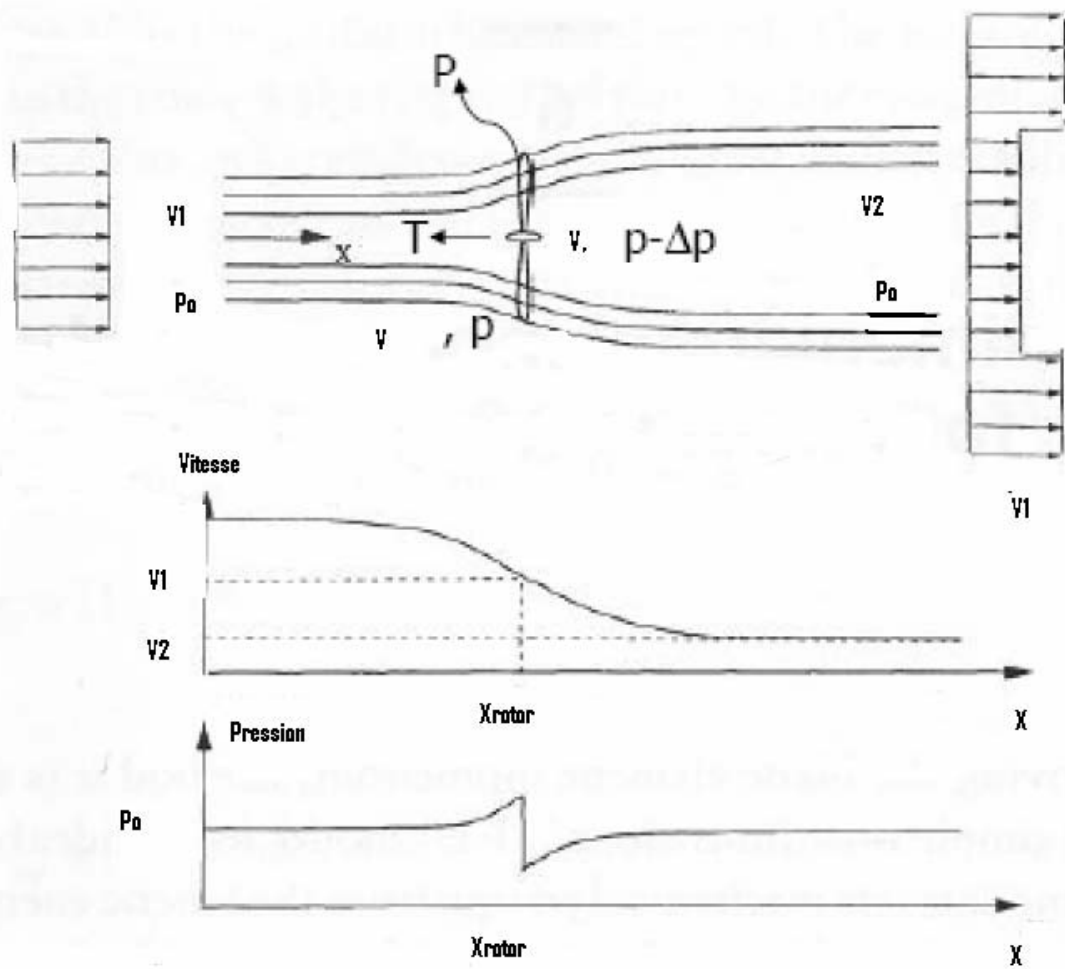


Figure I.18. Disque actuateur. [66]

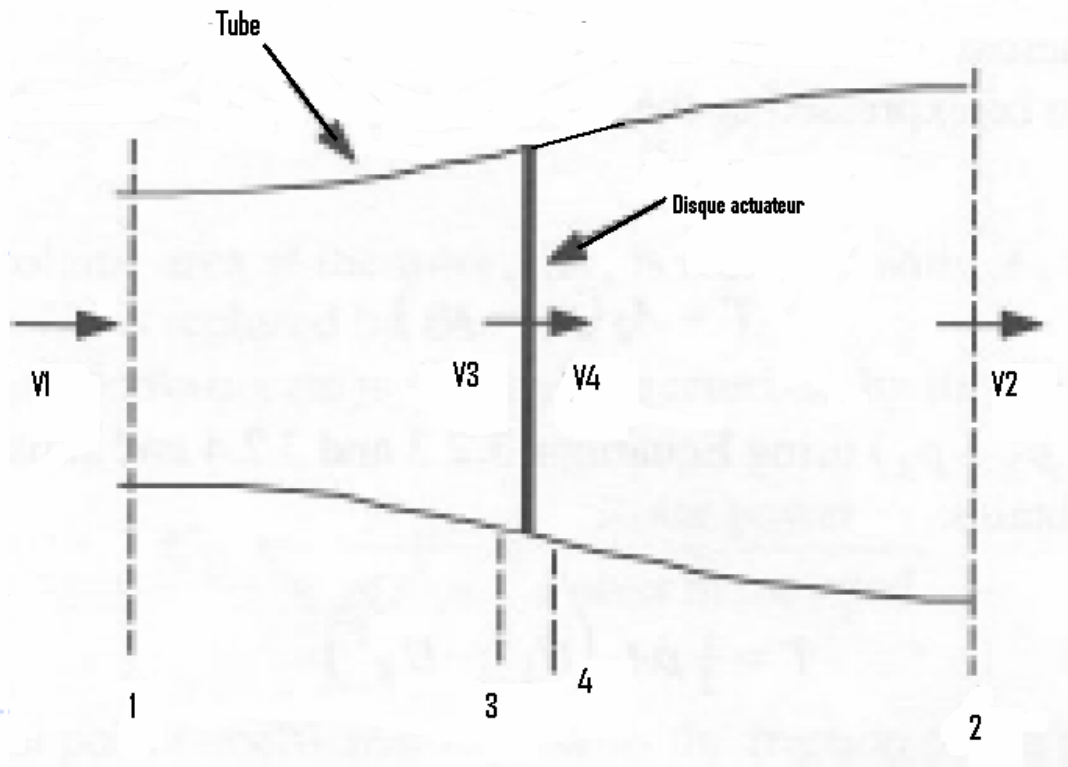


Figure I.19. Ecoulement dans un tube. [66]

1.9.2. Concept du disque actuateur :

La performance d'une turbine éolienne est souvent mesurée à l'aide d'un coefficient dit de performance, dénoté C_p et défini comme suit :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho V_1^3 \cdot S} = 4.a.(1-a)^2 \quad (1.15)$$

P : puissance (W) produite par l'éolienne.

$\frac{1}{2} \rho V_1^3$: Densité de puissance (W/m²) disponible dans le vent.

$a = \frac{V_1 - V_2}{V_1}$: Facteur d'induction axiale.

$S = \pi.R^2$: Surface du disque actuateur de rayon R .

On peut démontrer que le maximum de puissance théoriquement pouvant être produit est donné par :

$$C_{P_{\max}} = \frac{16}{27} \cdot = 0,59 \quad (1.16)$$

Quand le facteur d'induction $a = 1/3$. Ce que l'on appelle la limite de Betz.

Dans la pratique, des pertes additionnelles autour de 20% de la puissance du vent, ainsi le maximum de puissance pouvant être produit par une éolienne se réduit autour de 40% de la puissance du vent.

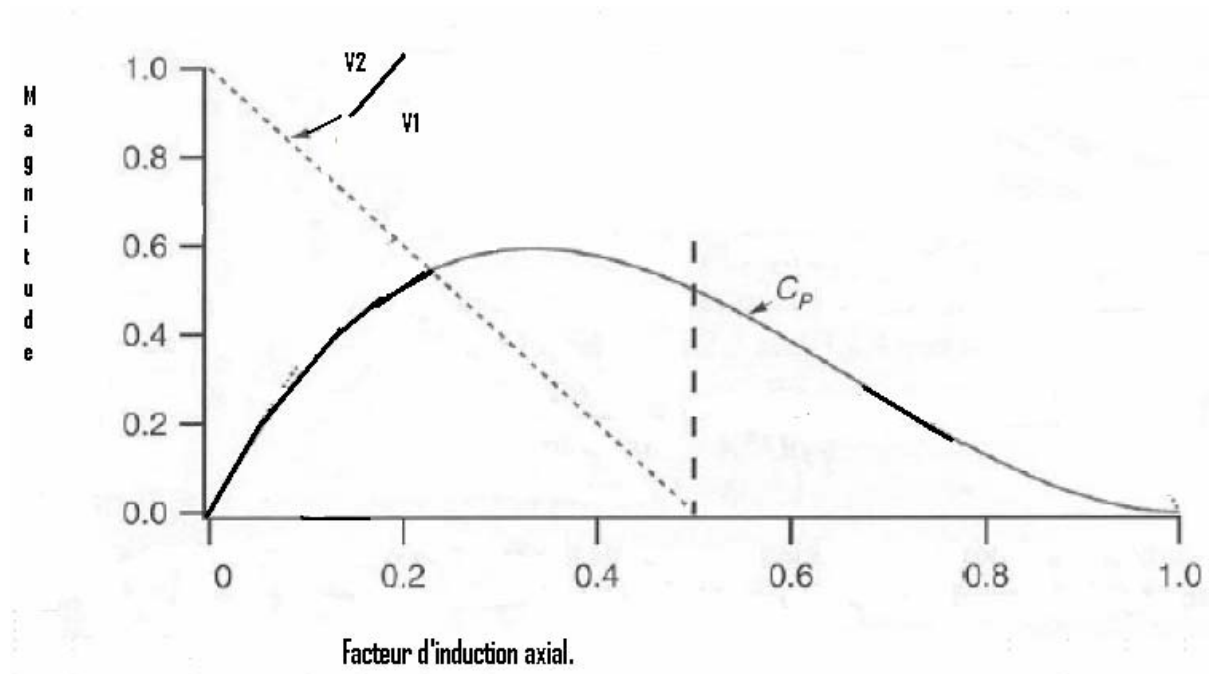


Figure I.20. Limite de Betz. [66]

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 soit $\frac{V_1 + V_2}{2}$ la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est:

$$m = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \quad (1.17)$$

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

$$P_m = \frac{m}{2}(V_1^2 - V_2^2) \quad (1.18)$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (1.1)

$$P_m = \frac{\rho \cdot S}{4} \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (1.19)$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 .

Au passage à travers le disque rotor (fig.I.17.), le flux est ralenti dans le cas d'une hélice aéromotrice :

$$V_1 > V > V_2$$

La théorie de FROUDE et les hypothèses associées donnent :

$$P = \rho \cdot S_1 \cdot V_1^2 (V - V_2) \quad \text{Puissance absorbée par le moteur.} \quad (1.20)$$

ρ : masse volumique de l'air. ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$).

V : vitesse axiale initiale du vent.

S : surface à l'entrée du tube de courant.

V_1 : vitesse du vent dans le plan du rotor .

S_1 : surface du rotor.

V_2 : vitesse du vent à l'aval du rotor.

S_2 : surface à l'aval du rotor.

Pour la variation de l'énergie cinétique par seconde de la masse d'air :

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} \rho \cdot S_1 \cdot V_1 (V^2 - V_2^2) \quad (1.21)$$

La machine éolienne est un appareil qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement

passant par la section de la surface active S de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (1-22)$$

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_v = 0,59 \cdot P_v \quad (1-23)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini à partir de (1.16) :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0,59 \quad (1-24)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{eol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (1-25)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne comme une grandeur spécifique on utilise : La vitesse réduite λ , qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent qui est donnée aussi sous la forme générale en (1.12):

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V_v} \quad (1-26)$$

I.10.1. Forces aérodynamiques :

L'élément principal d'une turbine éolienne est la pale (Figure I.21).

Le rotor se met en rotation grâce aux forces aérodynamiques générées sur la pale, résultant essentiellement des différences de pression entre l'intrados et l'extrados de la pale. En chaque section élémentaire on distingue deux types d'efforts : (fig.I.21./coupe A-A')

- (i) une force dans le plan de rotation de la pale dite force tangentielle, dF_t ,
- (ii) une force perpendiculaire au plan de rotation dite force normale, dF_n .

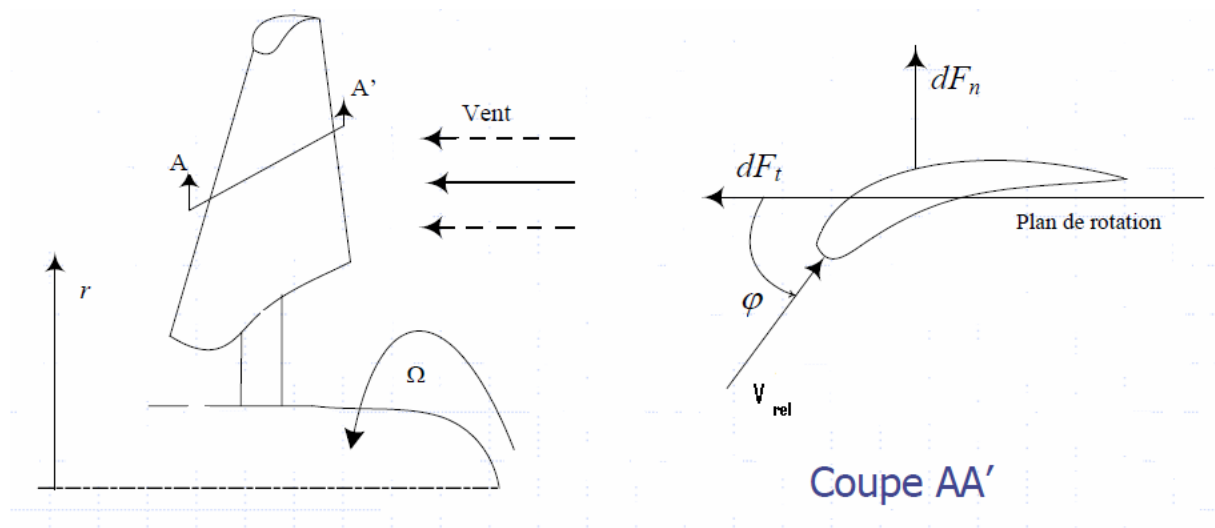


Figure I.21. Schéma d'une pale d'éolienne, sollicitée par des efforts aérodynamiques. [66]

I.10.2. Couple :

La rotation de la pale est produite par le moment total résultant de la somme des moments élémentaires des forces tangentiels exercées à différentes distances r le long de la pale. Pour un nombre de pales B , le moment élémentaire dQ , d'une section située à une distance r , de largeur dr et de corde c , est donné par

$$dQ = \frac{1}{2} \rho \cdot B \cdot V_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c \cdot r \cdot dr \quad (1.27)$$

C_L et C_D : respectivement coefficient de portance et de traînée.

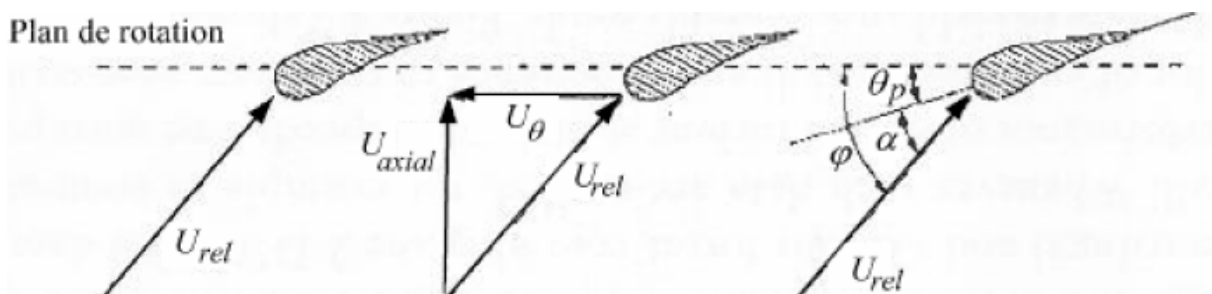
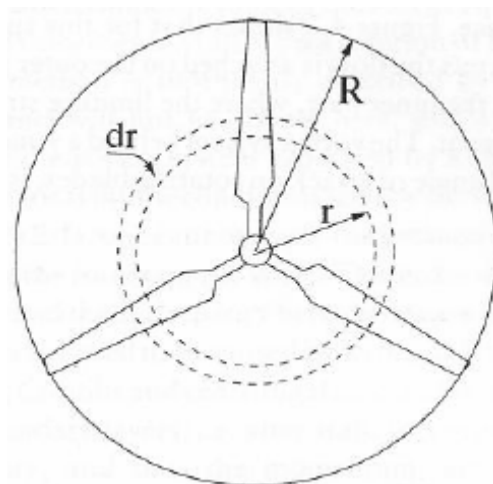


Schéma.I.22. Rotation d'une pale.

I.11. Distributions de Weibull :

L'adoption d'un lieu géographique le plus venté pour un site éolien est primordiale dans un projet de production d'énergie.

Les spécificités du vent vont trancher sur la quantité de l'énergie qui pourra être véritablement extraite du gisement éolien. Pour connaître les particularités d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont indispensables (allant d'une à une dizaine d'années).

Pour la caractérisation d'un site éolien, il est péremptoire de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur du mat de l'éolienne. La vitesse du vent augmente en fonction de la hauteur ce qui s'explique par l'expression (1-28) les valeurs de rugosité α en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche. On précise que h est la hauteur du mat et h_{mes} la hauteur des appareils de mesure.

$$V_v(h) = V_v(h_{mes}) \cdot \frac{\ln(h/\alpha)}{\ln(h_{mes}/\alpha)} \quad (1-28)$$

L'expression (1-29) de la fonction de distribution statistique de weibull aide à tracer cette courbe. Les paramètres k et c sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s.

Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à $k=2$ (distribution de Rayleigh). Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V_v .

$$f(V_v) = \frac{k}{C} \left[\frac{V_v}{C} \right]^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{V_v}{C} \right)^k \right] \quad (1-29)$$

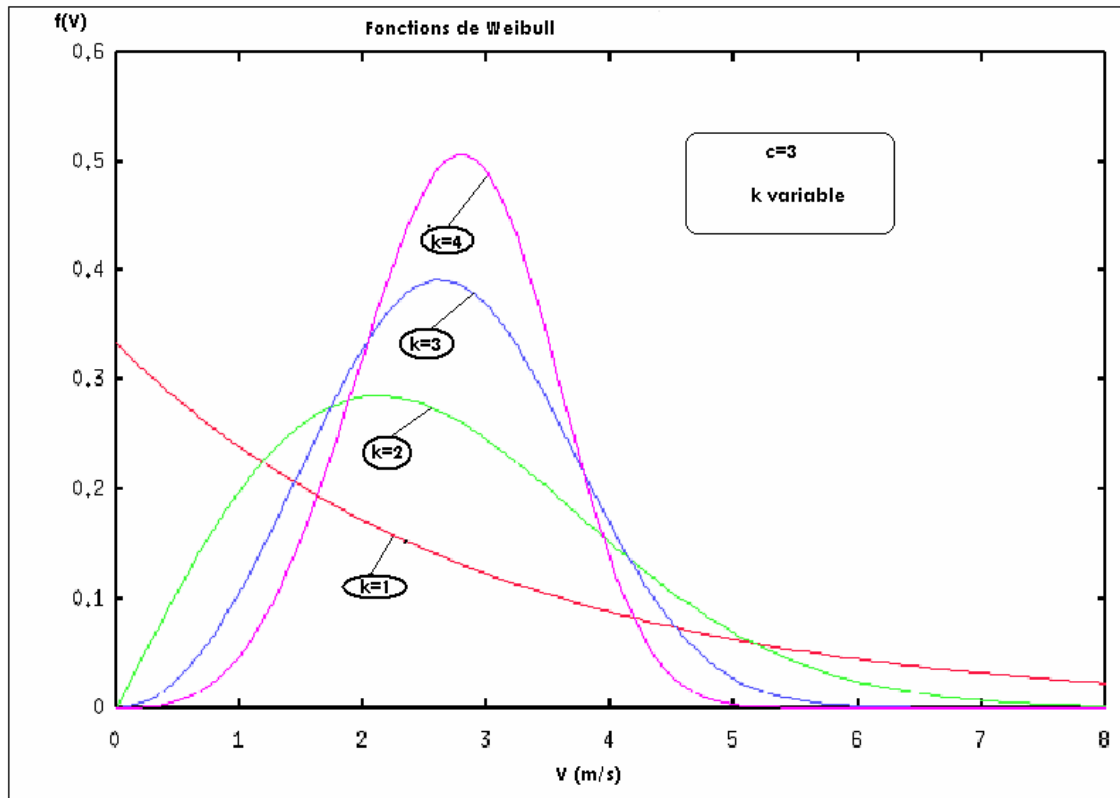


Figure.I.23. Exemples de fonctions de Weibull pour c fixé à 3 m/s et différentes valeurs du paramètre de forme k , variant de 1 à 4.

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. le Tableau (I-2) donne les valeurs de rugosité α en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche. On précise que h est la hauteur du mat et h_{mes} la hauteur des appareils de mesure.

<u>Nature du sol</u>	<u>paramètre de rugosité</u> (α)
<u>Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel.</u>	1,6
<u>Grandes villes avec bâtiments hauts</u>	0,8
<u>Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés.</u>	0,4
<u>Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m.</u>	0,2
<u>Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m.</u>	0,1
<u>Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.</u>	0,055
<u>Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.</u>	0,03
<u>Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.</u>	0,0024
<u>Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu,...)</u>	0,0002
<u>Surface d'un plan d'eau</u>	

Tableau I-2 : Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante.

En regard de cela, elle est variable comme la valeur de la vitesse du vent.

Pour le calcul du potentiel éolien d'un site donné il est courant de représenter la distribution des fréquences de vitesses par la distribution statistique de Weibull, qui est la caractéristique la plus importante. Pour de nombreux auteurs cette distribution est la meilleure approximation de la plupart des histogrammes des vitesses de vent.

Elle s'est annoncée la plus appropriée et la plus adaptée pour l'usage de l'éolien. Elle modélise avec réussite la probabilité dans ce cas des vitesses de vent du gisement éolien.

L'expression (1-29) de la fonction de distribution statistique de weibull aide à tracer cette courbe.

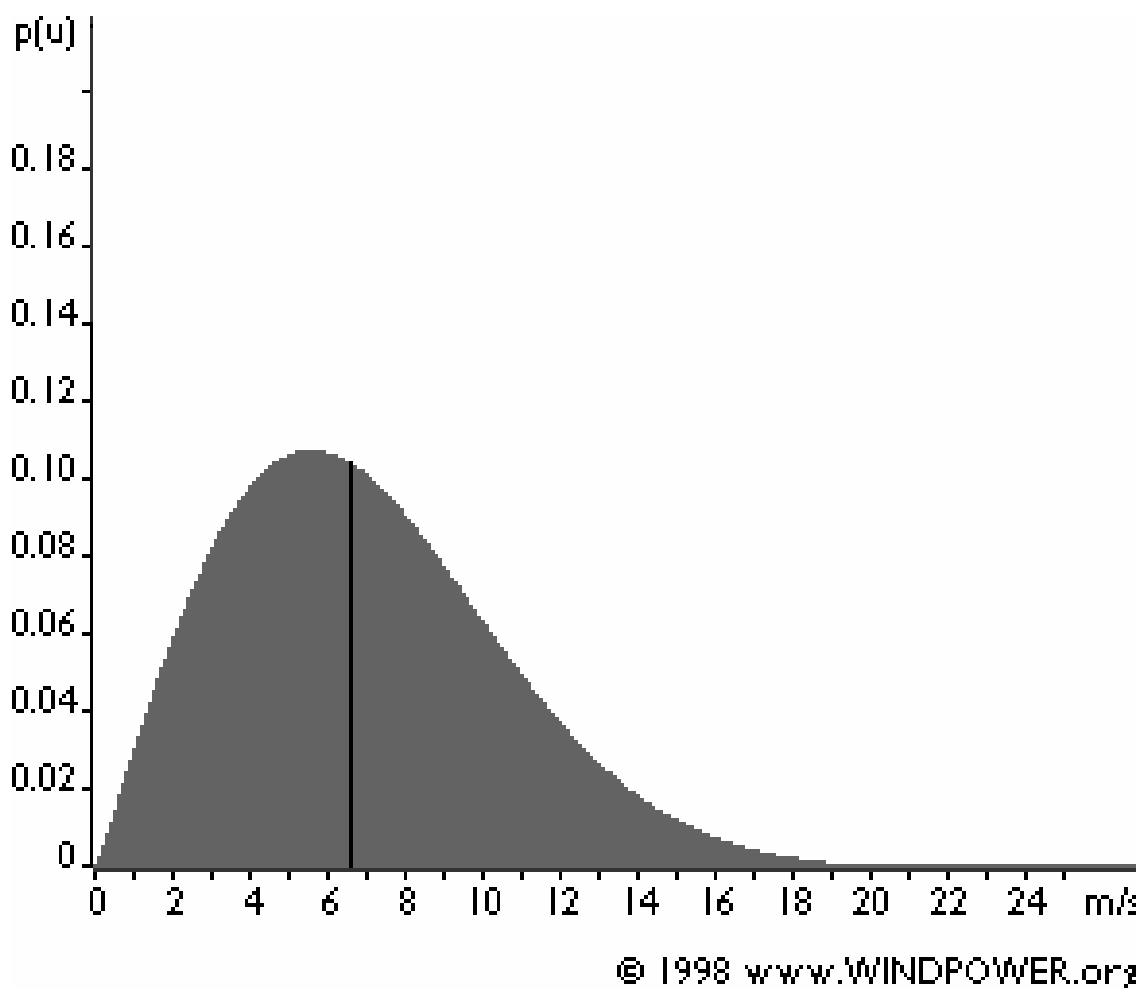


Figure.I.24. la distribution de Weibull [15]

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (Figure I-24).

Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien.

Cette figure est obtenue grâce à l'expression (1-29) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull.

Cette distribution est un cas particulier de la loi de distribution gamma généralisée.

La fréquence cumulée ou probabilité pour que la vitesse soit au dessous d'un seuil V_x donné, est :

$$f(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V).dV = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right] \quad (1.30)$$

La probabilité pour que la vitesse soit au dessus du seuil donné V_x , est :

$$f(V \geq V_x) = \int_0^{\infty} f(V).dV = \exp\left[-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right] \quad (1.31)$$

La probabilité pour que la vitesse V soit comprise entre deux valeurs V_x et V_y est :

$$f(V_x \leq V \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} f(V).dV = \exp\left[-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_y}{C}\right)^k\right] \quad (1.32)$$

La vitesse moyenne du vent est:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} f(V).dV = C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.33)$$

Γ : Fonction Gamma, définie par la relation suivante :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t).t^{x-1}.dt \quad (x).0.) \quad (1.34)$$

La vitesse cubique moyenne du vent est comme suit :

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} V^3 \cdot P(V) \cdot dV = C^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (1.35)$$

L'écart type de la distribution est donnée par :

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 \cdot P(V) \cdot dV = C^2 \cdot \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (1.36)$$

D'où les rapports $\frac{\bar{V}}{C}$, $\frac{\sigma}{\bar{V}}$, le coefficient d'irrégularité $\frac{\langle V^3 \rangle}{V^3}$ et le rapport $\frac{V_m}{\bar{V}}$ qui sont fonction seulement de k, et qui définissent le centrage de la distribution.

$$\frac{\bar{V}}{C} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.37)$$

$$\frac{\sigma}{\bar{V}} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.38)$$

$$\frac{\langle V^3 \rangle}{V^3} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right] \quad (1.39)$$

$$\frac{V_m}{\bar{V}} = \frac{(Ln2)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (1.40)$$

V_m : vitesse médiane.

Les valeurs de la vitesse du vent V_0, V_1, V_2 qui influent sur la loi de distribution ainsi que la vitesse moyenne peuvent être calculées en cherchant le maximum de la fonction.

$$\frac{V_0}{\bar{V}} = \frac{\left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}$$

$$\frac{V_1}{\bar{V}} = \frac{1}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}$$

$$\frac{V_2}{\bar{V}} = \frac{\left(\frac{k+1}{k}\right)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}$$

$$\frac{V_3}{\bar{V}} = \frac{\left(\frac{k+2}{k}\right)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (1.41)$$

La caractéristique du vent à une hauteur quelconque du rotor est donnée par la méthode de Justus. (1.42)

$$\bar{V} = V_1 \cdot \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (1.42)$$

Avec :

$$\alpha = \frac{x' - 0,088 \ln(V_1)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (1.43)$$

Ou :

Z_1 : Hauteur de référence égale à 10m au dessus du sol. [m]

Z_2 : Hauteur désirée au dessus du sol. . [m]

x' : Paramètre de rugosité du sol. . [m]

V_1 : Vitesse moyenne du vent à la hauteur Z_1 . [m/s]

L'exposant α dépend de la configuration du terrain et varie de 0,1 à 0,4.

Un abord remarquable de l'appréciation de la fonction de distribution des vitesses de Weibull conformément à une hauteur au dessus du sol donnant la loi de puissance modifiée par le facteur d'échelle C_1 et de forme k_1 à une hauteur Z_1 (10 mètres au dessus du sol) C_2, k_2 à une hauteur plus grande.(1.42).

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{(ak)} \quad (1.44)$$

Avec
$$ak = \frac{x' - 0,088 \cdot \text{Ln}(C_1)}{1 - 0,088 \cdot \text{Ln}\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (1.45)$$

D'où
$$k_2 = \frac{k_1 \left[1 - 0,088 \cdot \text{Ln}\left(\frac{Z_1}{10}\right) \right]}{\left[1 - 0,088 \cdot \text{Ln}\left(\frac{Z_2}{10}\right) \right]} \quad (1.46)$$

Finalement, on aura :

$$k_2 = \frac{k_1}{\left[1 - 0,088 \cdot \text{Ln}\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right) \right]} \quad (1.47)$$

La modélisation de Weibull est générale, en ce sens qu'elle englobe les distributions exponentielles ou de Rayleigh qui ne sont que des cas particuliers de cette fonction [69]. La fonction de Weibull peut être décrite par deux ou trois paramètres.

Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par [70] et [71]. Un modèle de Weibull à trois paramètres est une généralisation de la fonction de Weibull à deux paramètres. Cette fonction est plus souple que la fonction de Weibull à deux paramètres, mais les paramètres sont beaucoup plus complexes à déterminer

[72]. Afin de nous conformer aux standards de l'industrie éolienne, nous utilisons la fonction de Weibull à deux paramètres. L'expression mathématique de la distribution de Weibull à deux paramètres est :(1.29) avec $f(u)$ la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent u .

Les deux paramètres de Weibull sont le paramètre d'échelle c , représentatif de la valeur pour laquelle la fonction admet un maximum, et le facteur de forme k , représentatif de la dissymétrie de la fonction. La figure (I.23) montre que la distribution de Weibull donne lieu à la distribution exponentielle pour $k=1$ et la distribution de Rayleigh pour $k=2$.

Chapitre II

*Modèle permettant l'aide à la décision pour le choix
d'un projet éolien*

II.1.Introduction :

L'économie de l'échelle avec les contraintes liées à l'environnement d'un coté et à la sécurité de l'autre oblige une conception des systèmes de production d'électricité sous forme de grandes centrales sises dans des régions non peuplées.

Un réseau électrique ou un système est conçu selon trois phases : production, transmission et distribution.

Pour garantir la sécurité et la disponibilité, l'utilisation du maillage est indispensable pour fournir le cheminement alternatif en cas d'aléas. Les réseaux sont protégés contre les défaillances critiques et les phénomènes naturels, tels que les coups de foudre, avec des équipements électroniques et mécaniques.

La compétitivité du marché a fait que pour respecter les normes de qualité, les entreprises doivent être sans cesse innovantes, flexibles et réactives dès qu'un besoin produit émerge [51], des méthodologies d'analyse et de management du produit se sont développées, par contre, les méthodes d'aide à la conception et à l'innovation n'ont pas suivi la même évolution. Plusieurs travaux de recherche tentent actuellement de lever ce verrou, et proposent des démarches et outils permettant de rendre performante la tâche de conception. Ces travaux sont d'autant justifiés que les coûts générés par la phase d'étude d'un produit sont importants.

Pour la production décentralisée à base de systèmes éoliens, on projette de réaliser un outil d'aide à la décision qui a pour but d'aider à prendre des décisions sur les choix immanents et inhérents à leurs activités dans le domaine éolien.

Grâce à ses caractéristiques d'énergie renouvelable non polluante, l'intégration de ce type d'énergie est devenue un élément clé pour des nouvelles politiques énergétiques dans de nombreux pays. Les gouvernements sont intéressés par le développement durable au travers d'une large intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes de production de l'énergie électrique. Les investisseurs voient le profit qui peut être réalisé, tandis que les concepteurs, les fabricants et les maîtres d'oeuvre définissent l'architecture du système et son adéquation au site d'installation. Les distributeurs s'intéressent à la viabilité du système, au coût et à la qualité de l'énergie produite.

Un système éolien est complexe. Différents types de systèmes ont été conçus et construits. Ils utilisent des technologies et des concepts différents. La multiplicité, des choix possibles, des interactions entre les différents paramètres du problème, et des points de vue à prendre en compte rend la définition des systèmes éoliens difficile. Pratiquement, les conséquences d'un choix sont souvent difficiles à percevoir et à quantifier par le concepteur. Il est aussi difficile de prédire la différence de comportement du système pour des sites différents [54].

Pour entamer la réalisation de n'importe quel projet, un projet éolien est marqué par des phases successives, aux objectifs précis. A chaque phase, correspondent des tâches à effectuer et des décisions à prendre par les différents acteurs [52]. Les enjeux économiques et politiques incitent chaque partie à argumenter leur démarche décisionnelle et à rechercher des moyens et des outils d'aide à la décision [52].

Les acteurs principaux qui sont impliqués dans le processus de prise de décision pendant la phase d'étude préliminaire sont le gouvernement, les investisseurs, les distributeurs et les exploitants. Pour prendre une décision, ces quatre acteurs, doivent faire appel à des connaissances qui sont extérieures à leurs organisations [53]. Ces connaissances existent principalement chez le maître d'oeuvre, le fabricant, l'exploitant et le scientifique et, pour être utilisables dans le processus de décision préliminaire, elles sont traduites sous forme de

tendances ou d'estimations. De surcroît, les caractéristiques des informations et des modèles recherchés dépendent de l'environnement de la décision et des besoins non exprimables [53].

L'étude que nous présentons a pour objectif de réaliser un outil d'aide à la décision pour la définition d'un système éolien adaptée à un site donné. L'approche globale prend en compte l'ensemble des coûts du projet et les caractéristiques du site. Cet outil pourra être utilisé en étape préliminaire par les différents décideurs concernés. Pour atteindre cet objectif nous avons mis en oeuvre une démarche de conception architecturale: analyse et structuration, modélisation et formulation par contraintes, et résolution de problèmes.

Cet outil cherche à maximiser les performances et/ou réduire le coût de l'énergie produite.

II.2. Acteurs dans un projet éolien :

Le processus de la prise de décision est un ensemble de relations techniques et contractuelles entre les différents animateurs d'un système éolien.

Ces animateurs qui participent dans le cours de cette prise de décision sont :

- */ Le maître d'ouvrage. (Investisseur)
- */ Le distributeur de l'énergie électrique. (D.E)
- */ Le maître d'oeuvre. (Fabricant)

Pour un meilleur agencement du projet éolien, un expert doit être désigné par le maître d'ouvrage pour garantir une bonne coordination et faciliter les tâches pendant la réalisation du projet.

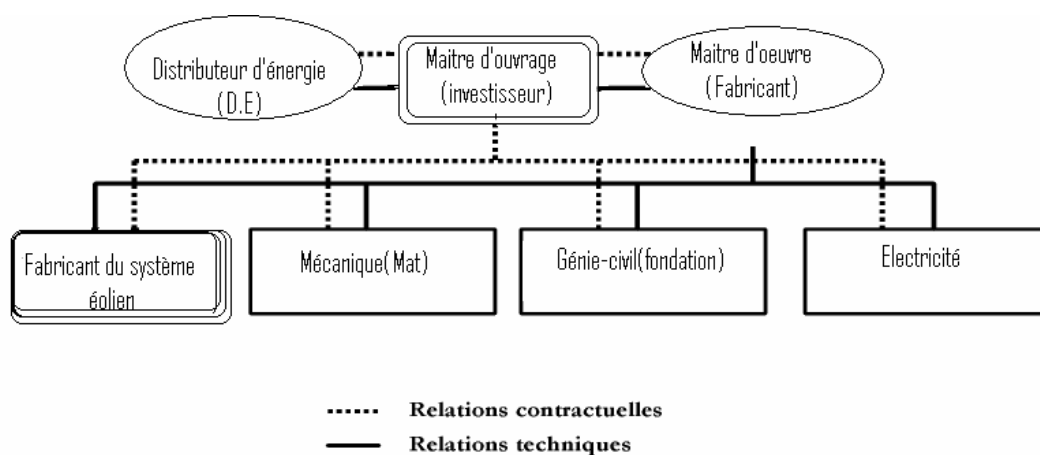


Figure II. 1. Relations techniques et contractuelles entre les différents acteurs dans un projet éolien.

II.2.1. Déroulement d'un projet éolien :

Le projet éolien est repéré par des étapes successives aux bouts bien précis. A chacun de ces bouts concordent des dispositions, travaux et décisions.

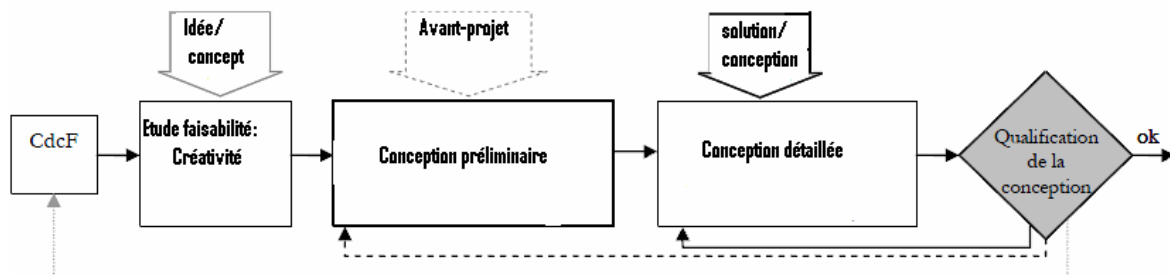


Figure II. 2. Déroulement d'un projet industriel.

II.2.1.1. Etude de faisabilité :

Les études de faisabilité sont en général concrétisées par une structure de promotion.

Les sites qui représentent un potentiel éolien suffisant et considérable du point de vue météorologique, sont soumis à des études détaillées d'impact sur le milieu naturel (localisation du site par rapport aux trajets des oiseaux migrateurs) et social (accueil d'un tel système de production par la population) afin de pouvoir choisir définitivement les alternatives correspondantes.

Les études détaillées, font appel aussi aux servitudes techniques de ces sites, qui concernent :

- servitudes radioélectriques.
- Servitudes aéronautiques.
- Contraintes du terrain.
- Situation des postes et lignes électriques.
- Facilité des voies d'accès.

Ces servitudes sont évaluées à partir d'informations géographiques. [2].

II.2.1.2. Conception préliminaire :

Le maître d'œuvre choisit parmi les alternatives proposées par l'organisme de promotion, en fonction de la viabilité technique de l'équipement et des aspects économiques.

Le maître d'ouvrage voit l'utilité pour en profiter de tous les cotés.

Le distributeur en contre partie voit la viabilité du système du point de vue coût, qualité de l'énergie produite ainsi que sécurité nécessitant au réseau.

Le fabricant lui revient la proposition des modèles de systèmes éoliens.

L'aspect économique est relié à la définition architecturale du système et la façon de connexion au réseau avec toute la sécurité de fonctionnement et la qualité de l'énergie espérée.

L'aspect financier est relié aux coûts dépensés pendant chaque phase du projet. [3]
Ces coûts comportent aussi ceux d'un éventuel renforcement du réseau ou d'adaptation du système éolien comme d'un système de stockage d'énergie. [4]

La conception architecturale d'un système éolien, traite l'emplacement des éoliennes sur un site en fonction de la topographie, des obstacles et de l'environnement ainsi que l'itinéraire des oiseaux migrateurs pour le cas d'un parc éolien.

La conception préliminaire permet un passage du fonctionnel au structurel.

La première étape de la conception préliminaire réalise une proposition de concepts.

Ensuite il y a lieu des choix d'architectures, des formes, des matériaux et un pré dimensionnement du mécanisme.

Pourtant la plupart des dimensionnements pour beaucoup de processus apparaissent après le dossier de concept pendant la phase de conception détaillée. [55]

Si la solution n'est pas valable, il y a possibilité de revoir et même revenir à n'importe quel niveau, modifier et révéifier, d'où l'existence d'étapes tout au long du processus de conception. [56]

II.2.1.3. Conception détaillée :

Les plans, la nomenclature ainsi que les procédés de fabrication et de contrôle valident définitivement chaque composant de l'architecture sélectionnée. À la suite de cette phase qui constitue la dernière étape du processus de conception, le produit est entièrement défini donc l'objectif étant de situer les travaux dans le processus global de conception.

Les recherches autour de l'activité de conception concourent toutes à l'amélioration du processus de conception. On peut cependant distinguer deux types d'approches de recherche :

- certains travaux visent à l'amélioration du processus global de développement,
- d'autres se penchent sur des problèmes plus précis associés à des tâches particulières du processus global, en adoptant un point de vue métier, méthodologique, basé sur les outils ou les fonctions.

II.3. Positionnement du problème

II.3.1. Enjeux de la phase de conception préliminaire :

Le maître d'ouvrage (investisseur) et le distributeur sont les principaux acteurs participants dans la prise de décision pendant la phase de conception préliminaire qui est la tâche la plus complexe dans un projet éolien.

L'aspect complexe de cette tâche oblige à faire appel à des compétences qui sont extérieures à ces deux acteurs, et qui sont espérées chez le fabricant et le scientifique.

Les caractéristiques des informations et des modèles recherchés dépendent de l'environnement de la décision et des besoins non exprimables. [5]

Les deux premières phases (études préliminaires et études détaillées) ne représentent qu'une faible part des coûts réels de la réalisation d'un projet éolien alors qu'elles conditionnent largement à hauteur de 75% le coût global final du projet.

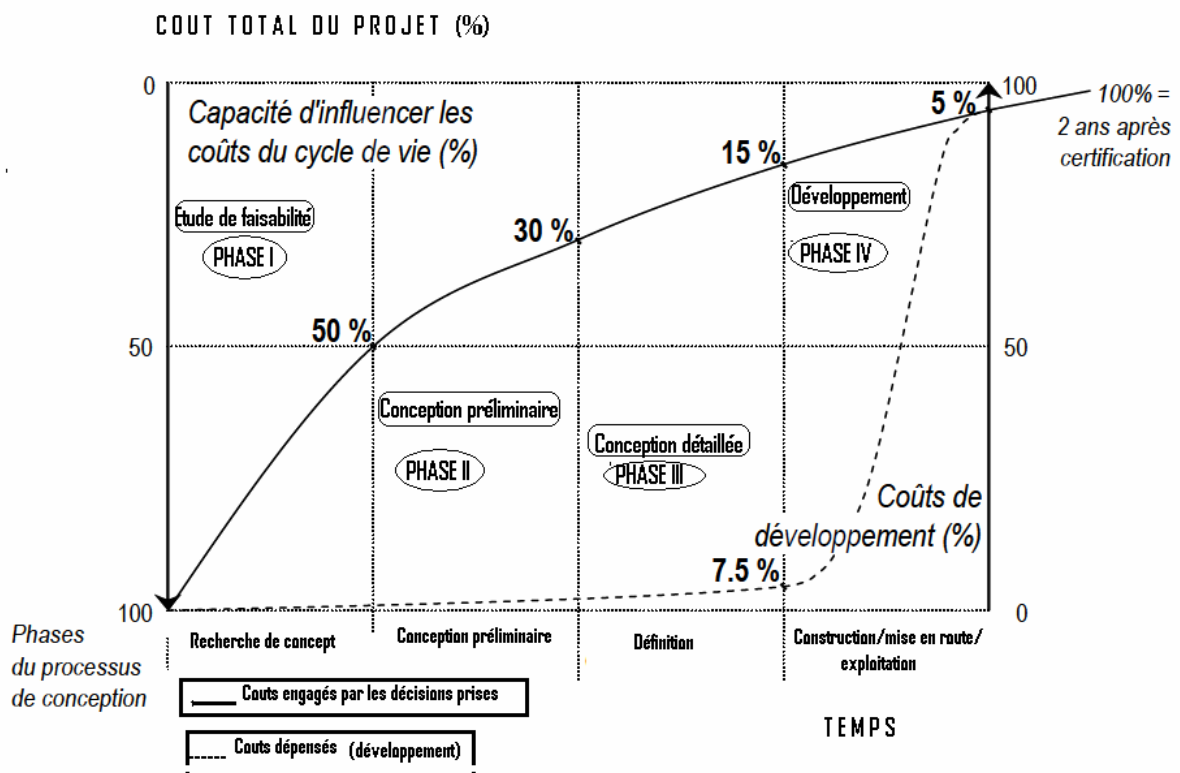


Figure II.3. Influence stratégique de la décision préliminaire sur le coût d'un projet éolien.

II.3.2.Démarche globale d'aide à la décision :

II.3.2.1.Adéquation site et système éolien :

Les acteurs dans un projet éolien s'intéressent à la viabilité du système, au coût et à la qualité de l'énergie produite. Les investisseurs cherchent le profit souhaité, tandis que les concepteurs, les fabricants et les maîtres d'œuvre définissent l'architecture du système et son adéquation au site d'installation. [8]

La prise de décision est un processus qui se déroule en trois phases : intelligence, conception et choix.

Ainsi, la formulation du problème n'est pas entièrement objective et ne peut être envisagée indépendamment des rapports entre l'individu et la réalité, elle évolue au fur et à mesure du processus de décision. [9]

L'aide à la décision dans le domaine éolien sert à aider les différents acteurs à décider sur les choix immanents à leurs activités, cette aide peut être un outil qui sert à étudier la viabilité des gisements, à définir l'architecture des systèmes éoliens adaptés, à comparer les différentes machines et enfin élaborer des méthodes d'approvisionnement en énergie éolienne. Les données nécessaires à la prise de décision sont :

Le coût du kwh produit, la quantité produite d'énergie, le coût final du projet et les paramètres définissant l'architecture du système éolien (caractéristiques du site).

Une demande de conception architecturale a été mise en œuvre dans le but de l'utiliser dans l'étape préliminaire par les différents acteurs concernés et qui est basée sur trois étapes :

- *Analyse et structuration du problème de conception.
- *Modélisation et formulation par contraintes.
- *Résolution du problème.

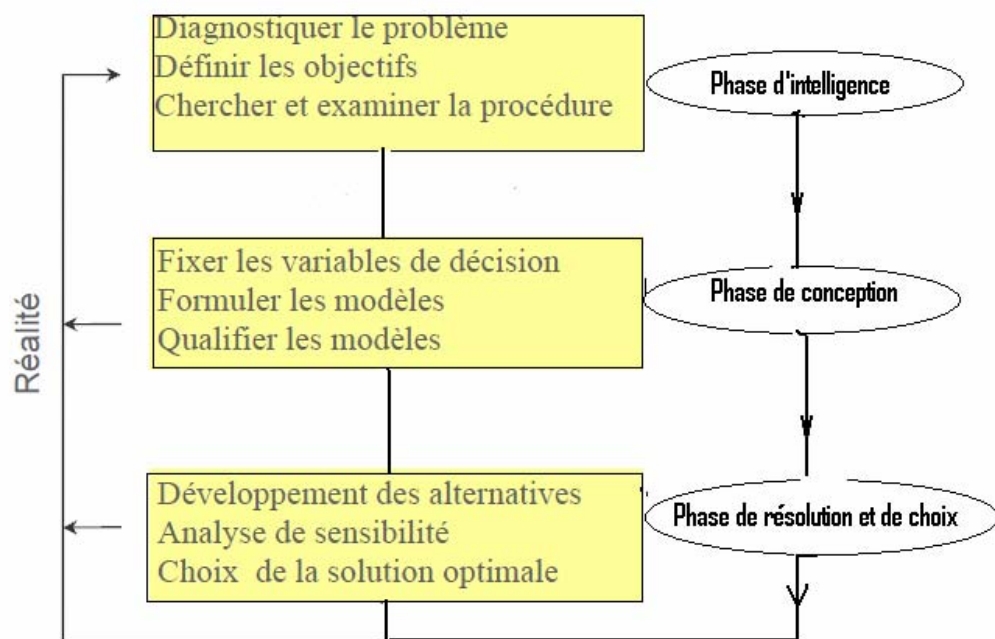


Figure II.4. Approche globale d'aide à la prise de décision

Dans le contexte de la démarche de conception architecturale, le processus de prise de décision consiste à identifier, formuler et à satisfaire un ensemble de contraintes définissant le problème de décision.

II.3.2.2. Analyse et structuration du problème de décision :

Pour identifier de manière complète et intégrale les critères de décision qui doivent être évalués pour qualifier une solution donnée, l'analyse et la structuration du problème de décision doivent être mises en œuvre par des méthodes de recherche des caractéristiques structurantes durant tout l'itinéraire parcouru dans la réalisation d'un projet éolien.

L'analyse et la structuration facilitent l'utilisation des connaissances prises pendant la phase de formulation de la base de modèles d'aide à la décision.

Cette structuration du problème de décision est réalisée en utilisant quatre approches :

- *Approche du besoin.
- *Approche organisationnelle.
- *Approche fonctionnelle.
- *Approche physique.

a/ Analyse du besoin :

Elle permet d'exprimer les critères de qualification du client ainsi que ses situations de vie de référence.

La formulation du besoin exprimé des utilisateurs est le début de toute démarche de conception. L'analyse fonctionnelle permet de traduire et d'intégrer dans le processus de conception, l'expression du besoin pour l'utilisateur final, le client, le concepteur [13].

Les critères de qualification client ainsi que les situations de vie de référence sont exprimés par cette étape d'analyse du besoin.



Figure.II.5.

La fonction globale exprime l'existence du système qui récupère l'énergie du vent avant toute transformation en énergie électrique.

b/ Approche organisationnelle :

Cette approche est basée sur un découpage technique du contenu du projet et utilise la notion d'organigramme des tâches [6].
Cette approche permet de dissocier les coûts de chaque tâche séparément.

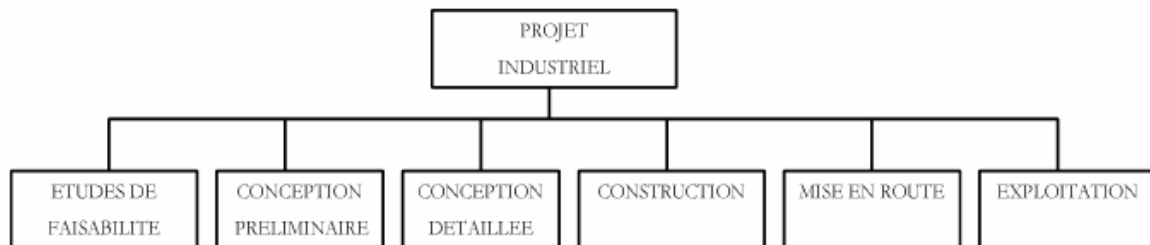


Figure II.6. Organigramme de tâches d'un projet. [8]

L'identification des coûts d'un projet est réalisée par le compte des différentes dépenses pendant chaque tâche.

Cette phase permet la décomposition structurelle du produit grâce à l'organigramme technique étendu aux milieux extérieurs. L'organigramme technique étendu décrit la constitution d'une éolienne. Il permet d'identifier les caractéristiques structurantes suivantes:

- Les éléments standard (à choisir ou à dimensionner) ;
- Les éléments non définis, à dimensionner ;
- Les contraintes d'interface entre les blocs fonctionnels.

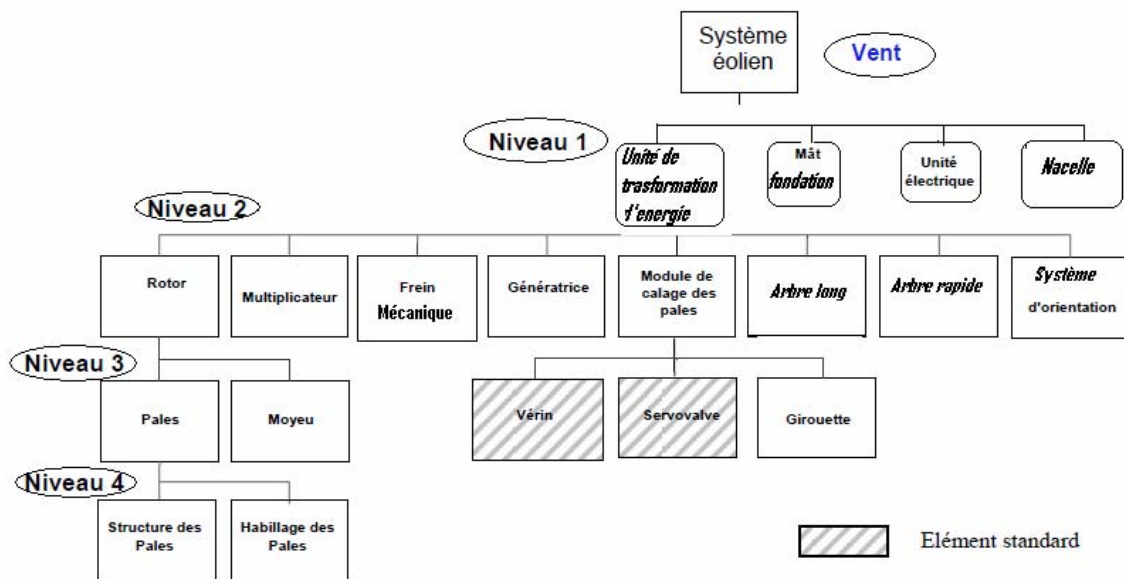


Figure II.7. Organigramme technique (système éolien) [17]

La liaison entre le rotor et la génératrice est réalisée par le biais du multiplicateur qui est l'un des éléments fondamentaux (niveau 2) de la chaîne de transmission.

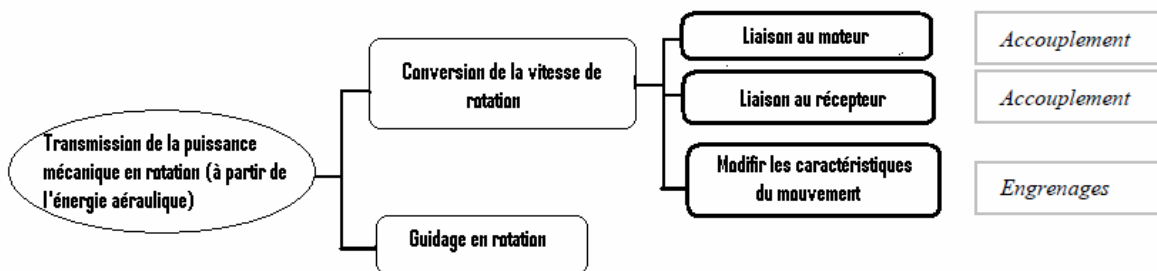


Figure II.8. FAST du multiplicateur.

La définition des fonctions successives par le diagramme FAST permet de réaliser la fonction principale du multiplicateur. Ce diagramme FAST décrit une réalisation tolérable de la fonction « transmission de la puissance mécanique en rotation ».

c/ Approche fonctionnelle :

Cette analyse fonctionnelle identifie le besoin fonctionnel et exprime les critères de qualifications, et analyse systématiquement les milieux extérieurs environnants ce qui donne à cette analyse la caractéristique extérieure et pour qu'elle soit intérieure, elle doit préciser les possibilités de réalisation des fonctions de premier niveau, selon une hiérarchie de fonctions croissante allant des fonctions internes dites techniques (FT) jusqu'à des fonctions de bases dites élémentaires (FE).

Les fonctions internes représentent un outil de description et d'analyse et non de recherche de solutions.

Cette analyse s'appelle FAST (Function Analysis System Technique) [8].

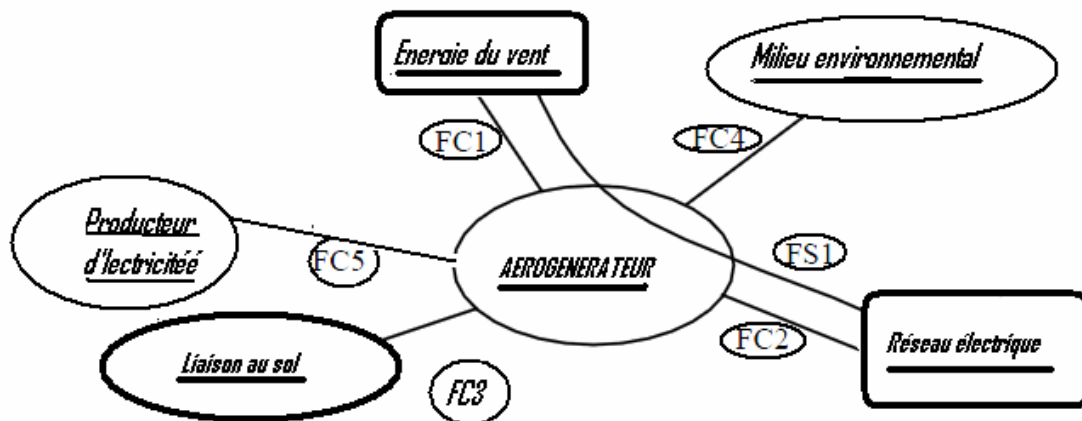


Figure II. 9. Analyse systématique des milieux extérieurs environnants (syntaxe APTE)[8]

- FS1 : Transformation de la puissance aéroulique du vent en puissance électrique fournie au réseau
- FC1 : Résistance aux efforts provoqués par le vent
- FC2 : Respect des critères de la qualité du courant électrique fourni au réseau
- FC3 : Implantation du système éolien au sol
- FC4 : Prévention contre la pollution de l'environnement
- FC5 : Rentable pour le producteur.

Pour cette situation de vie, les fonctions structurantes et les critères d'appréciation sont [13] :

- Fonction à flexibilité faible ou nulle :
 - FC2 : qualité du courant fourni au réseau .
 - FC5 : * coût du kWh produit et coût total actualisé du projet
* durée de vie
- Fonction à risques :
 - FC1 : résistance aux efforts appliqués par le vent
- Fonction Contraintes impératives :
 - FC4 : respect de l'environnement (bruit, impact sur le paysage, ...)

d/ Approche physique :

L'identification des comportements physiques judicieux est une étape primordiale.

Cette étape physique a pour rôle d'expliquer les différentes fonctions et identifie les flux fonctionnels à prendre en considération pour estimer les performances du système, elle simplifie aussi le bloc diagramme fonctionnel (BDF) cité dans l'analyse fonctionnelle [12].

Nous utilisons dans cette étude les 2 premières lois qui permettent d'étudier l'utilisation rationnelle de l'énergie pour réaliser l'action. Ces 2 lois sont :

- Loi d'intégralité des parties : cette loi identifie une entité motrice, une entité de transmission, une entité opératrice et une entité de contrôle. Le flux d'énergie (flux fonctionnel) évolue dans les entités jusqu'à la réalisation de l'action requise.

- Loi de conductivité thermique : cette loi stipule que le système doit permettre le libre passage de l'énergie entre toutes ses entités lors de la réalisation de l'action.

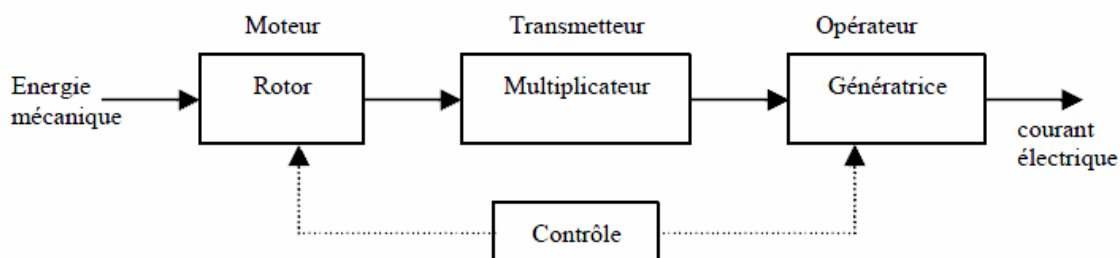


Figure II.10. Loi d'intégralité des parties du système éolien[8]

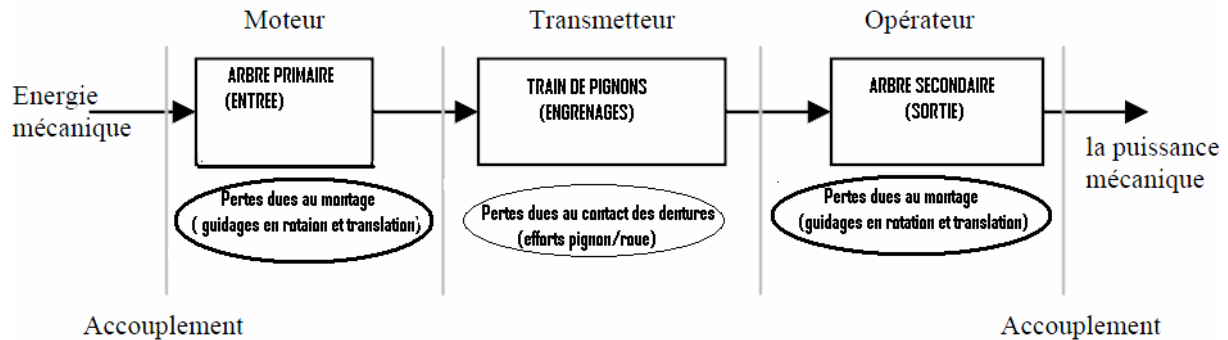


Figure II.11. Lois d'intégralité des parties et de conductivité thermique pour le multiplicateur

Cette approche traite les comportements physiques à prendre en compte et qui sont analysés dans le bloc diagramme fonctionnel (BDF).

Elle détaille clairement l'expression des différentes fonctions et facilite l'identification des flux fonctionnels à prendre en compte pour expertiser les performances d'un système et, simplifier le bloc diagramme fonctionnel recommandé par l'analyse fonctionnelle [12].

Une classification composée des différents composants (des composants actifs, des composants d'interaction, ou des composants passifs) participants à la transmission d'un flux d'énergie dans le système étudié, sur laquelle se base l'approche physique [8]. Les flux utilisés évoluent dans les composants jusqu'à la réalisation des actions requises.

II.4. Loi d'intégralité des parties :

L'analyse définissant le bloc diagramme fonctionnel est couronnée par la loi d'intégralité des parties.

La loi d'intégralité des parties montre que le système est optimal lorsqu'il est équipé d'un composant de contrôle. Cette loi spécifie que la réalisation d'une fonction est issue de la transformation d'une énergie (moteur), cette énergie est ensuite transmise (transmetteur), un opérateur réalise ensuite l'action.

Le contrôle peut se faire au niveau de n'importe quel composant ou sur l'ensemble. La performance du système est donc la performance de l'ensemble des composants qui peuvent être ajustées à l'aide du contrôleur. L'optimalité d'un tel système, vient du fait que

les relations entre les performances fonctionnelles et les moyens matériels sont telles qu'on peut toujours agir sur un paramètre de fonctionnement pour satisfaire une exigence fonctionnelle, sans perturber les autres exigences.

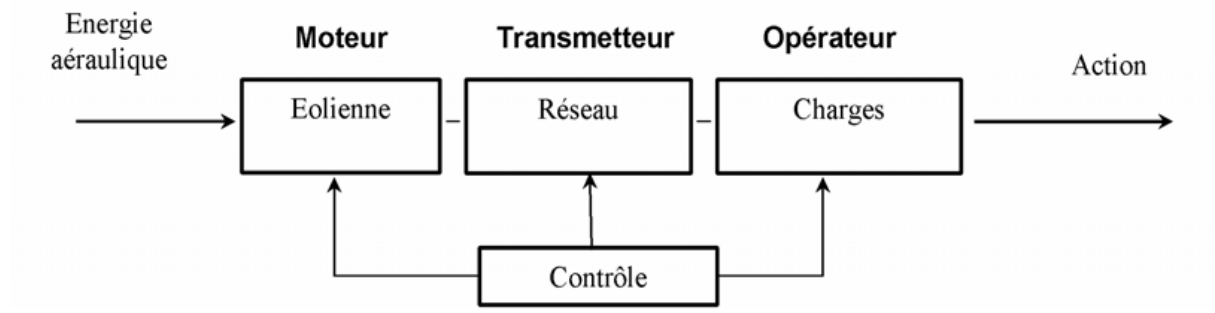


Figure II.12. Loi d'intégralité des parties [8]

II.4.1. Architecture fonctionnelle :

Cette architecture englobe les analyses fonctionnelles internes (FAST) de chaque fonction et constitue la vision fonctionnelle du produit espéré.

Cette architecture traite et positionne les méthodes d'analyse qui contribuent à l'élaboration, tout en décrivant des niveaux systémiques qui expliquent les différentes phases jusqu'aux blocs fonctionnels.

Le bloc fonctionnel joue le rôle de la fonction machine (FM).

II.4.2. Classification des composants :

Pour la satisfaction d'une fonction, on peut définir des types de composants, les composants actifs participent à la réalisation de l'action au sens de la loi d'intégralité des parties, les composants d'interaction assurent la transmission des flux fonctionnels. Les composants passifs ne participent pas à la réalisation de la fonction étudiée. Par contre, les effets induits peuvent concerner tout type de composants. [8]

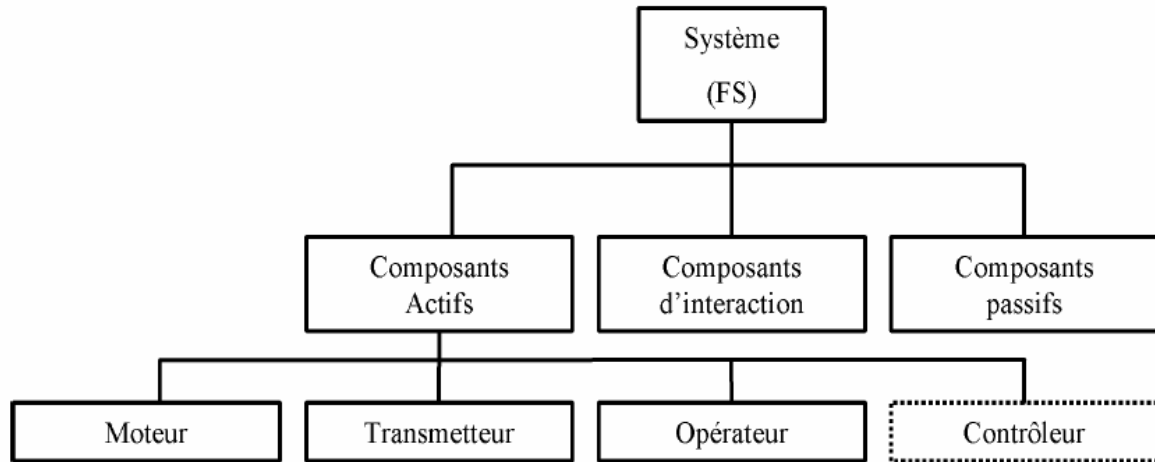


Figure II. 13. Vision organique liée à la fonction de service FS [8]

II.4.2.1. Les composants actifs :

Pour assurer la fonction de service, des flux d'énergie doivent être transformés, utilisés et transmis par les composants actifs. A cette fin, la loi d'intégralité des parties identifie parmi les composants actifs, un composant moteur, un composant transmetteur, un composant récepteur et, éventuellement, un composant contrôleur :

a/ Le moteur :

Il transforme le flux d'énergie fourni par la source et le restitue sous une nouvelle forme pour qu'il soit utilisable par les autres composants actifs.

b. Le transmetteur :

Il transmet l'énergie entre le moteur et l'opérateur. Le flux d'énergie reste de même nature.

c. L'opérateur :

Il réalise l'action à partir du flux d'énergie transmis.

d. Le contrôleur :

La fonction du contrôleur est très large, elle inclut la commande et le contrôle. L'évolution finale va vers un asservissement. La fonction du contrôle peut être assurée par l'un des composants actifs, le composant contrôleur est ce composant actif.

II.4.2.2. Les composants d'interaction :

Ils assurent le transport de l'énergie entre les composants actifs. Ce sont, par exemple, des câbles lorsque il s'agit un flux de l'énergie électrique.

II.4.2.3. Les composants passifs :

Tous les autres composants nécessaires au fonctionnement du système. C'est le cas des bâtis . Ces composants ne nécessitent pas le développement de modèles de comportement pour évaluer les performances du système liées aux fonctions structurantes.

II.5.Fonctions structurantes :

II.5.1.conception :

L'utilité de la conception des produits et des systèmes est d'agréer et de plaire les nécessités des utilisateurs et les contraintes technico-économiques tout en respectant les règles de l'environnement et la législation.

Pour commencer la recherche architecturale, il faut faire un choix par les différentes caractéristiques de l'architecture, donc c'est une manière de fixer les principales dimensions, de choisir des technologies et les composants.

Ces choix réalisés mènent à introduire un mode appelé « essai-erreur » de détermination d'architecture.

Les connaissances nécessaires à la conception d'un modèle ne sont pas toujours toutes prises en compte à la fois.

Certaines études montrent que la phase de conception préliminaire engage les 4/5 des frais nécessaires pour le projet de conception. [11]

Face à la complexité des problèmes de conception, les concepteurs ont progressivement proposé des outils permettant de réduire cette complexité afin de pouvoir répondre aux besoins qui leur étaient présentés. La plupart des solutions trouvées face à cette complexité ont consisté à décomposer le problème de conception en sous-problèmes plus simples.L'analyse fonctionnelle, et les différents outils afférents, est une démarche d'analyse qui participe à cette vision d'un problème de conception. [57]

II.5.2.Processus de conception :

La plupart des modèles de processus de conception proposent, après une phase de traduction du besoin et avant la conception détaillée, une phase de conception préliminaire (depuis un cahier de charges jusqu'au spécificités techniques). [12]

Pour identifier les caractéristiques structurantes du problème de conception, et traduire le problème sous forme de contraintes il faut une méthodologie d'analyse et de structuration du problème de conception préliminaire.

Les caractéristiques structurantes d'un problème de conception préliminaire sont : [13]

- */ Des situations de vie qu'il faut décrire.
- */ Des fonctions incontournables ou comportant un risque.
- */ Des éléments standards à choisir ou à dimensionner : ils génèrent des variables et des contraintes.
- */ Des variables de conception permettant de définir l'architecture du produit.
- */ Des variables critères permettant de qualifier une conception.
- */ Des domaines de variation de variables.
- */ Des comportements physiques pertinents pour décrire le fonctionnement du produit et leurs effets induits, se traduisant par des relations entre les variables de conception.

La démarche que nous cherchons à mettre en oeuvre doit fournir au concepteur une aide pour formaliser des modèles physiques adaptés à l'évaluation des performances des différents concepts (architectures et composants). Parmi les outils de représentation de l'analyse de la valeur, nous nous proposons d'utiliser : l'Organigramme Technique (OT) et le Bloc Diagramme Fonctionnel (BDF)[58]. Ces outils sont décrits dans les approches organique et physique afin d'aider à la structuration d'un problème de conception.[13]

L'emploi de ces outils en vue de la formalisation d'un modèle de comportement pour le système nous conduit à identifier un certain nombre d'éléments structurants de la phase de formalisation de modèles, et notamment les deux types de modèles de comportement : des modèles de composants et des modèles d'interaction.

Nous prenons comme point de départ les hypothèses suivantes résultant des phases initiales de la conception ; sont connus : le cahier des charges fonctionnel du système, un ou des principes de solutions pour l'architecture du système, pour les blocs fonctionnels et pour les composants. [57]

II.5.3.Processus académiques :

En se référant aux méthodologies présentes nous trouvons très souvent trois étapes essentielles :

- La définition du problème qui aboutit aux nécessités
- La définition conceptuelle, donnant lieu à la structure fonctionnelle, les principes physiques et propose un concept.
- La définition détaillée qui décrit en détail la conception.

Le but de la conception est d'installer une méthodologie large pour les différentes phases de conception.

Le processus de conception est divisé en phases :

A / Clarification de la tâche : phase de spécification d'informations dans une liste d'exigences.

B / Recherche de concepts : phase de recherche de la structure fonctionnelle et de solutions de principe, combiné ensuite en concepts, puis définition du concept, exploration, évaluation et sélection. Cette phase détermine une solution de principe.

C / Conception architecturale : Les concepts sont traduits en architectures. Cette phase détermine les choix structuraux, les choix de composants et leurs paramètres judicieux ainsi que les dimensions du système.

II.6. Organigramme technique (OT) :

II.6.1. Description :

L'organigramme technique (OT) représente le système sous la forme d'une architecture et de composants peut être utilisé comme un outil de gestion de projet, puisqu'on peut le voir comme la décomposition du système en sous-problèmes pouvant être traités distinctement. Il permet donc de mettre en regard des blocs fonctionnels des moyens : d'assemblage, de fabrication, d'essais, de logistique, etc...

Chaque bloc fonctionnel – c'est-à-dire, un sous-ensemble du système qui assure une fonction, et qui est lui-même constitué de sous-éléments – apparaît à un niveau et peut être décomposé en sous-éléments.

Ainsi, lorsque le système considéré est un système existant, l'OT est un outil descriptif et permet de le décomposer en éléments plus simples de manière structurée. À chaque bloc fonctionnel représenté correspond alors un composant matériel existant (ce composant peut également matérialiser à lui seul plusieurs fonctions). Dans ce cas, le bloc fonctionnel est défini par le nom du composant qu'il symbolise. [57]

Si au contraire le système est en cours de conception, il peut ne pas être complètement défini. Cependant, lorsqu'une architecture de solution et des solutions de concepts pour les composants a pu être définie, on peut tout de même représenter l'architecture du système par l'intermédiaire d'un organigramme technique. Selon l'avancement du projet, on visualise le système jusqu'à des niveaux plus ou moins bas. De manière générale, en conception préliminaire, seule les premiers niveaux (ensembles) interviennent dans l'OT. Les blocs fonctionnels sont alors généralement décrits par la fonction qu'ils réalisent. [59].

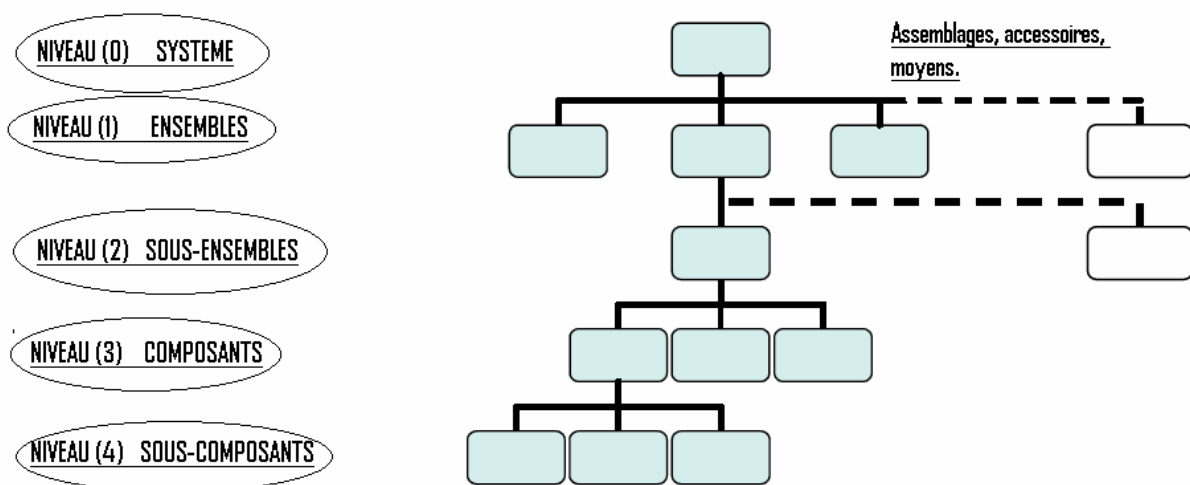


Figure II-14. Organigramme technique et niveaux systémiques [13]

II.6.2. Critique de l'organigramme technique :

Si l'OT permet d'identifier les modèles de composant et les contraintes d'interface, il ne donne pas la possibilité de faire figurer les éléments extérieurs au système qui ont parfois une influence non négligeable sur son comportement, ni de discerner les modèles d'interaction entre composants.[57]

II.6.3.1. Milieux extérieurs :

Il faut faire apparaître les milieux extérieurs au système dans l'OT ainsi que les éléments du système et les milieux extérieurs à différents niveaux tout en associant à chaque à chacun de ces milieux extérieurs caractérisés par des variables (des variables d'état ou de caractérisation physique que nous verrons par la suite) et un modèle de comportement pour ce milieu. Loi d'atmosphère (relation température, pression, altitude) comme exemple de milieu extérieur.

La figure suivante montre l'exemple d'un OT limité aux deux premiers niveaux systémiques d'un système. Il est complété par le milieu extérieur qui interagit avec le système. L'organigramme technique ainsi complété, est nommé organigramme technique étendu (OTe).

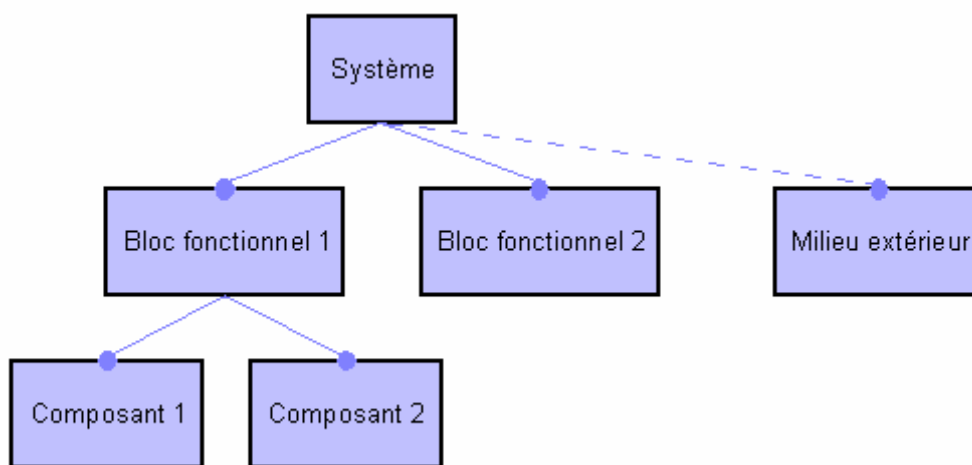


Figure II.15. Organigramme technique étendu : organigramme technique complété par les milieux extérieurs (lignes en pointillés) [13]

L'organigramme technique étendu (OTe) complète l'OT par les milieux extérieurs qui interagissent avec le système à tous les niveaux. Ces milieux extérieurs font intervenir des modèles de comportement et de nouvelles contraintes d'interface avec le système.[57]

2.6.3.2. Blocs diagrammes fonctionnels (BDF) :

Le bloc diagramme fonctionnel présente le cheminement des flux fonctionnels au sein du système et de chaque composant. Il peut être réalisé pour le système pris dans sa globalité, ou seulement pour un bloc fonctionnel.

Le BDF permet d'associer à chaque flux fonctionnel un modèle d'interaction qui traduit les couplages entre les différents composants traversés par le flux.

Un BDF est réalisé pour chaque situation de vie et pour chaque solution d'un même bloc fonctionnel qu'on souhaite évaluer, puisque chacune d'entre elles peut combiner des fonctionnalités et des composants différents.

Chaque fonction du produit, recensée lors de la rédaction du cahier des charges fonctionnel, se traduit par le transit d'un flux fonctionnel au travers des divers éléments du système. Le BDF d'un bloc fonctionnel met en évidence les interactions entre les éléments du bloc par l'intermédiaire des flux fonctionnels transitant entre les différents éléments du produit. Ces flux peuvent également faire intervenir les milieux extérieurs au bloc fonctionnel. Les BDF permettent par conséquent de mettre en évidence : les interactions entre les composants et les milieux extérieurs, les interactions entre les composants eux-mêmes, la circulation des flux à travers ou à l'intérieur du produit.

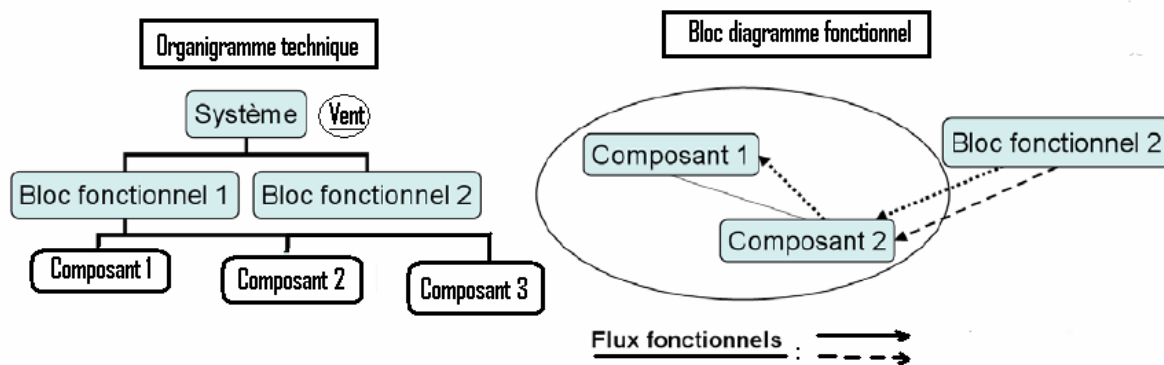


Figure II.16. Organigramme technique et bloc diagramme fonctionnel du bloc fonctionnel 1 [13]

II.7. Conclusions :

En conception préliminaire, il existe des travaux qui touchent certains aspects liés au calcul, que ce soit par l'utilisation d'outils existants d'aide à la décision en conception préliminaire ou par la formalisation de modèles permettant de prendre en compte certaines limitations de la connaissance en conception préliminaire. Cependant, chacune de ces approches est confrontée à des limitations.

La démarche d'aide à la décision en conception préliminaire permet au constructeur de réduire les itérations et d'éviter la prise d'importantes décisions dès le début de cette phase.

L'aide à la décision permet la recherche de toutes les architectures solutions à partir de plusieurs concepts solutions.

Chapitre III

Modélisation par contraintes

III.1.Introduction :

La décomposition faite à l'aide des outils d'analyse fonctionnelle (OTe, BDF, ...) a permis d'identifier quels sont les éléments structurants de la conception qui doivent participer au modèle du système à concevoir, il reste à identifier les éléments structurants de la physique. La formalisation de chaque modèle local suivra, à savoir, hypothèses, réalisation, qualification.

Les relations entre les variables traduisent les connaissances qui forment une base, cette base joue le rôle d'inventaire de ces relations, variables et domaines.

Cette base peut s'enrichir aussi au fur et à mesure des conceptions.

III.2.Modélisation par contraintes d'un problème de décision :

III.2.1. Formulation des modèles d'aide à la décision :

Le choix du niveau de modélisation constitue une donnée primordiale que nécessite la disposition du problème.

III.2.1.1. Modèles pour l'aide à la décision :

Il existe plusieurs éléments de la modélisation, dont deux types de modèles que nous appelons modèles de composants et modèles d'interaction.

III.2.1.2. Les modèles composants :

Ces modèles permettent de décrire la réaction du composant face à des sollicitations extérieures dues à des éléments extérieurs au système ou propres au système mais extérieures au composant. Ce type de modèle joue le rôle de liaison entre des variables pertinentes de la définition du composant ainsi que des variables supplémentaires liées aux composants et aux milieux extérieurs influents sur lui d'où il existe deux types :[57]

- Modèle de comportement d'un composant ou d'un bloc fonctionnel :

Ces modèles décrivent le comportement physique des composants standard ou à concevoir.

- Modèle de comportement d'un milieu extérieur :

Ces modèles décrivent le comportement des milieux extérieurs. Ils définissent le comportement figé des milieux extérieurs, il ne comprend que des variables intermédiaires.

On tient compte de chaque bloc fonctionnel (soit composant ou milieu extérieur) pour suggérer un modèle de comportement pour les flux identifiés qui les traversent et qu'ils transforment. Les éléments de l'Ote sont examinés un à un dans l'ordre décroissant en commençant par les niveaux systémiques les plus élevés puis en finissant par les niveaux systémiques les plus bas.

L'étape de finalisation de données pour la phase de modélisation implique pour chaque modèle de composant considéré : [57]

a/. le choix d'un niveau de modélisation initiale.

b/. l'établissement d'hypothèses de modélisation, définissant le cadre de travail et de validité du modèle.

Le choix du niveau de modélisation à utiliser est une hypothèse fondamentale qui conditionne l'écriture du modèle.

Ce choix va être guidé par :

- La phase d'analyse préalable qui a déterminé les limites du problème de conception considéré. Le niveau minimum de représentation d'un élément du modèle global est donc imposé par le niveau de détail nécessaire identifié par le concepteur : si un composant doit apparaître dans le modèle global (élément structurant du modèle), il faut au moins considérer un modèle initial à l'échelle du composant pour celui-ci. Ainsi, la figure montre, pour un composant (grisé) supposé structurant de la conception, quels sont les niveaux de modélisation possibles.

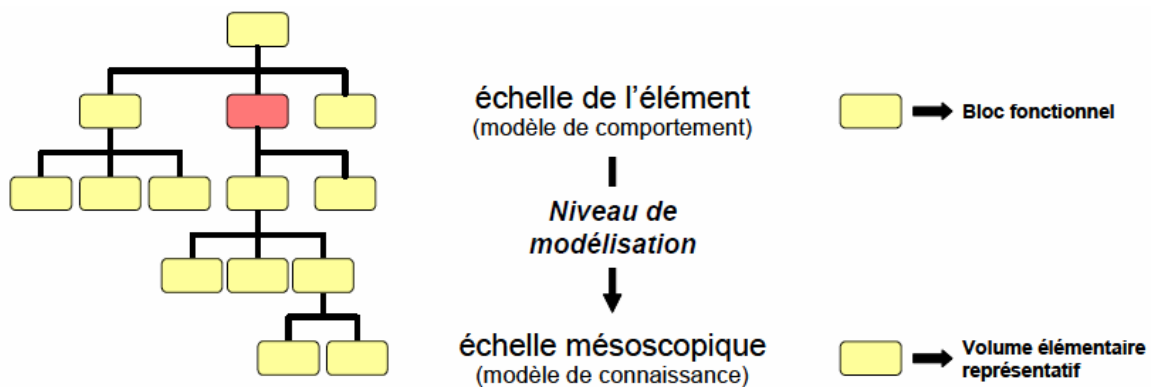


Fig.III.1 Niveaux de modélisation [57]

III.2.1.3. Les modèles d'interaction

Ces modèles permettent de décrire les relations apparaissant aux interfaces entre les composants de même les interactions entre les composants et l'influence du comportement des milieux extérieurs sur eux. Les interfaces fonctionnelles peuvent être matérialisées par des éléments d'interface (liaisons mécaniques, connexions électriques, tuyauteries, etc.), les modèles d'interaction décrivent alors le comportement de ces éléments.

Les interactions entre les éléments fonctionnels du système sont des éléments constitutifs du système qui se situent aux interfaces fonctionnelles, ces interactions peuvent être matérielles ou non, dans tous les cas elles se traduisent par le cheminement d'un flux (fonctionnel ou non) entre les éléments. On distingue deux types d'interactions : les interactions identifiées par l'intermédiaire des flux fonctionnels structurants et les interactions non-structurantes de la conception identifiées à l'aide des graphes substances- champs. La formalisation des modèles d'interaction, qu'elles soient structurantes ou non, suit le schéma hypothèses, réalisation, qualification.[57]

La construction des BDF permet d'identifier les interactions structurantes entre les blocs fonctionnels à un niveau systémique donné, chaque flux fonctionnel identifié induit

nécessairement la formalisation d'un modèle d'interaction structurante de la conception et des modèles de composants pour chaque composant traversé et modifiant ce flux.

Ces interactions peuvent lier deux, trois ou plusieurs composants à des niveaux systémiques différents. Si l'on considère toutes les interactions possibles, il existe C_p^q (nombre de combinaisons de p éléments choisis dans un ensemble de q éléments) interactions possibles entre p composants parmi q composants, où p est nécessairement supérieur ou égal à 2 (pour qu'il y ait interaction) et inférieur ou égal à q . Il existe donc au total $(2^q - q - 1)$ interactions possibles si l'on considère q composants. Ces interactions induites peuvent a priori apparaître entre deux composants quels que soient leurs niveaux systémiques. Ainsi, pour un système où l'on considère n éléments comme structurants du problème de conception, il y a au plus $(2^n - n - 1)$ interactions à considérer.

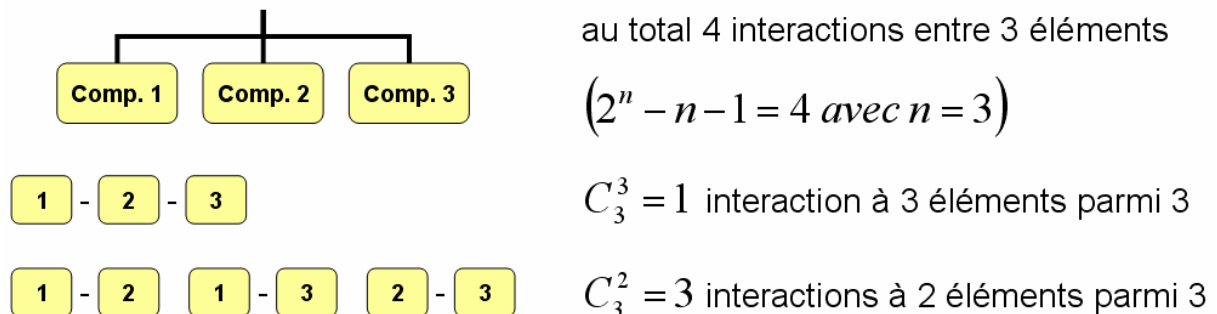


Fig.III.2. Interactions induites, exemple pour $n=3$ composants [57]

Ce nombre total d'interactions est à nuancer pour plusieurs raisons : tout d'abord, il ne tient pas compte des différents types de flux pouvant interagir, ensuite, différentes topologies d'une même interaction peuvent influencer la formalisation des modèles de ces interactions, en outre, il inclut les interactions fonctionnelles déjà identifiées à l'aide des BDF. Le fait de considérer $2^n - n - 1$ interactions possibles permet d'être exhaustif et de ne pas « oublier » d'interactions qui, si elles n'étaient pas prises en compte pourrait éventuellement remettre en cause les solutions de conception obtenues à l'aide du modèle. On peut cependant noter que ce nombre peut devenir rapidement inabordable avec n , il est donc indispensable d'agir avec simplification dans cet ensemble d'interactions afin de prendre en considération la réalité physique.

On peut chercher s'il existe des liens privilégiés, permettant d'effectuer ces simplifications.

Dans le cas d'un système à 6 éléments, il n'est pas nécessaire d'écrire 6 modèles d'interactions entre 5 éléments, plutôt qu'une interaction entre les 6 éléments. Partant de ce type de constatation, on peut poser les règles suivantes permettant de simplifier l'identification des interactions induites pertinentes :[57]

- La plupart des interactions pertinentes se font entre composants d'un même niveau et sont identifiées à l'aide des BDF, des effets induits liés à ces flux fonctionnels peuvent apparaître, on a donc des interactions induites qui peuvent se superposer aux interactions fonctionnelles, elles font généralement intervenir les mêmes composants ;

- Une partie des interactions induites feront intervenir l'ensemble des composants du système sans exception ;
- Enfin, l'existence de gradients au sein d'un système fait généralement apparaître des couplages ou des effets induits entre composants de niveaux différents, ces interactions ne font donc intervenir que les composants où la grandeur considérée est un paramètre pertinent.

Ces règles ne sont cependant que des règles spécifiques mais difficilement généralisables, et il apparaît donc difficile d'être exhaustif dans l'identification des interactions induites pertinentes. C'est pourquoi il est préférable d'utiliser des listes d'effets physiques, classés par type de flux transmis, sur lesquelles on peut s'appuyer pour écrire différents modèles de couplage ou d'effets induits, elles permettent de ne pas oublier les principales interactions induites qui peuvent exister.[57]

III.2.2. Modélisation par contraintes du problème de décision

Le problème de décision est un modèle traduit par un problème de satisfaction de contraintes. Le problème de décision global ainsi que les sous modèles qui le constitue sont définis dans ce cas par des triplets (V, D, C) [59]:

- V est un ensemble de n variables d'aide à la décision $\{V_1, V_2, \dots, V_n\}$,
- D est un ensemble de n domaines initiaux de valeurs pour chaque variable d'aide à la décision :

$\{D_1, D_2, \dots, D_n\}$, où $V_1 \in D_1, V_2 \in D_2, \dots, V_n \in D_n$.

- C est un ensemble de p relations appelées contraintes $\{C_1, C_2, \dots, C_p\}$.

Une solution est un n-uplet de valeurs (a_1, a_2, \dots, a_n) où chaque valeur $a_i \in D_i$ et satisfait simultanément toutes les contraintes de C.

Pour faciliter l'interaction entre les modèles et les décideurs, cette technique utilise une méthode d'exploration complète de l'espace des solutions, nécessaire dans un contexte d'aide à la décision : la résolution par satisfaction de contraintes.

L'objectif de cette méthode n'est pas de générer une solution vis-à-vis d'une fonction objectif, à l'image de l'optimisation, mais de garantir un ensemble complet de solutions. Elle offre ainsi une flexibilité aux décideurs qui, à partir de leurs connaissances (critères et contraintes spécifiques ou non exprimables) choisissent une solution pertinente du problème [8].

La technique utilisée permet également de dissocier complètement la résolution du problème de décision du modèle qu'il utilise, d'intégrer les contraintes du cahier des charges directement dans le modèle, de faciliter la capitalisation des connaissances pendant la phase d'études préliminaires et d'accélérer le processus de prise de décision [8].

III.2.3. Variables d'aide à la décision

A partir de plusieurs configurations de conception, les valeurs des variables en fonction de performances et coût aident à statuer sur une modélisation physique en conception architecturale et qui constituent le besoin en conception.

Il y a trois types de variables :

Les variables de conception (VCo), les variables critères (Cr) et les variables auxiliaires (VA) [13].

III.2.3.1. Les variables de conception : (VCo)

Les valeurs des variables de conception (VCo) donnent deux configurations à partir de la structuration de la conception. C'est la réalisation d'une solution potentielle par le biais de toutes ces variables. Exemple de variables de conception : une longueur, un rayon de courbure, un matériau, une référence dans un catalogue, une couleur, une forme de section, un nombre d'éléments, etc.

III.2.3.2. Les critères

Les critères (Cr) permettent de traduire l'état ou la qualité d'une alternative de conception et de la comparer par rapport à une référence définie par le cahier des charges ou liée à l'état de l'art associé à l'entreprise ou au secteur industriel concerné. Ces caractéristiques sont liées à la traduction physique d'une configuration donnée et sont généralement directement liées aux variables de conception.

La qualité et les performances d'une alternative de conception sont qualifiées pendant la comparaison à une référence citée dans le cahier des charges par ses critères (Cr).

Ces critères sont également en relation avec les contraintes métiers et constituent un gage de bonne conception. Les critères sont interprétés par une inégalité, l'appartenance à un domaine défini ou par des valeurs affectées des variables à valeur de critère. Par exemple, le niveau sonore d'un élément, la durée de vie, la contrainte ou la déformation maximum dans une section, le coût, la masse, des pertes de charge sont des variables critères.

A priori, seules les variables de conception et les variables critères sont nécessaires à la modélisation en conception préliminaire. On peut même affirmer que seules les valeurs de ces variables pour chaque proposition de solution de conception sont « utiles », puisque la comparaison de ces valeurs suffit à aider à des choix de conception. Les VCo et les VCr sont les variables structurantes des modèles de description physique en conception préliminaire.

III. 2.3.3. Les variables auxiliaires :

Plusieurs types de variables auxiliaires (VA) différentes des variables de conception, et des critères selon qu'elles sont liées au système ou à l'environnement extérieur tous deux intervenants dans la proposition des modèles du problème de conception pour participer à la cohérence du modèle.

Donc, l'idéal dans la conception préliminaire est de proposer un modèle régi uniquement par des variables critères (Cr) et des variables de conception (VCo) juste nécessaires puisque les autres variables ne font qu'assurer une cohérence du modèle, elles sont non demandées.

Ainsi, parmi les variables intermédiaires, nous comptons essentiellement des variables exogènes (variables dont la valeur est fournie par des facteurs extérieurs au modèle) parmi lesquelles :

- _ les variables imposées par le cahier des charges ou par l'environnement : température, hygrométrie de l'air extérieur, débits, efforts extérieurs, etc.
- _ les variables de caractérisation physique propres à un milieu : chaleur latente, pression de vapeur saturante, capacité calorifique massique, module d'Young, etc.
- _ les variables agrégées : tous les nombres adimensionnels du type nombre de Reynolds, les

variables ayant un sens physique non directement mesurable : module de flexion, de torsion, des variables agrégées sans sens physique apparent, etc.

_ les variables « test », etc.

Comme nous l'avons affirmé précédemment, les seules variables indispensables pour un modèle utilisé en aide à la décision sont les variables de conception et les variables critères. L'idéal serait donc de pouvoir proposer un modèle constitué de relations ne faisant intervenir que des VCo et des VCr, puisque les autres variables sont superflues et ne font qu'assurer une cohérence physique.

- Les variables de conception (VCo) définissent le système.
- Les variables critères (VCr) traduisent son état ou ses propriétés.
- Les variables auxiliaires (VA) participent à la cohérence du modèle.

Il existe, pour la modélisation en conception préliminaire, une notion de variables « juste nécessaires » (VCo et VCr) et de variables « non demandées » (VA) au sens de l'analyse de la valeur.

Un modèle parcimonieux devra faire intervenir toutes les variables de conception et toutes les variables critères tout en limitant le nombre de variables auxiliaires.

Les variables de conception, critères ou intermédiaires feront intervenir des grandeurs physiques ou non physiques parmi les variables suivantes :

_ Grandeurs physiques :

i/ Géométrie : sections, longueur, largeur, épaisseur, hauteur, diamètre, rayon de congé, angles, espacement, etc.

ii/ Efforts : efforts extérieurs (actions de contact, à distance, etc.), efforts internes (pression, contraintes, etc.),

iii/ Variables ou fonctions d'état : pression, température, concentration, entropie, enthalpie, énergie interne, etc.

iv/ Variables dérivées : gradients, dérivées, vitesse, déplacement, déformation, accélération, tenseurs de déformations, de contraintes, etc.

v/ Variables de caractérisation physique : masse volumique, viscosité, coefficients d'échange, chaleur latente, module d'Young, limite élastique, à la rupture, (toute propriété intrinsèque à un milieu caractérisée par une grandeur), etc.

vi/ Variables adimensionnées : nombre de Reynolds, etc.

vii/ Variables d'aspect ou de description : forme, couleur, etc.

viii/ Variables d'estime : coût, valeur, satisfaction, variable associée à une sensation.

ix/ Variables symboliques : références d'un catalogue de composants, de matériaux, etc.

III.3. Les contraintes :

Les relations explicites entre plusieurs variables sont appelées contraintes et qui montrent le rôle du système dans la réalisation des fonctions structurantes durant la situation de vie de référence.

Une relation explicite entre plusieurs variables est une combinaison logique de plusieurs contraintes élémentaires, parmi les suivantes : [8]

a/ Les contraintes extensives : la relation d'une contrainte en extension décrit une liste explicite et exhaustive des combinaisons possibles – ou au contraire impossibles – de valeurs (m-uplets) entre les m variables en jeu dans la contrainte.

b/ Les contraintes intensives : la relation d'une contrainte en intension, est une équation ou une inéquation explicite reliant les variables entre elles (égalité, inégalité), elle fait intervenir des fonctions algébriques et des fonctions transcendentes.

c/ Les contraintes logiques : contraintes conditionnelles (SI ... ALORS), conjonction de contraintes (ET logique), disjonction de contraintes (OU logique) permettent d'obtenir des combinaisons de contraintes.

III.4. Validation et qualification des modèles :

III.4.1 Validation d'un modèle :

La validation se fait à partir de la décomposition effectuée durant la phase d'analyse et de structuration du problème, d'une façon intrinsèque au modèle et se base sur deux types d'analyses :

a/ L'analyse de la complétude :

Un modèle de composant doit être établi pour les blocs fonctionnels structurants identifiés dans l'Ote selon le niveau de modélisation choisi.

b/ L'analyse de la cohérence :

Les modèles de composants et d'interactions doivent être reliés entre eux, même les interactions fonctionnelles existantes entre composants de niveaux systémiques différents.

III. 4.2 Qualification d'un modèle :

La qualification repose sur quatre critères relativement au besoin et à la nécessité exprimés par l'utilisateur [15] :

III.4.2.1. La Parcimonie : est une mesure inverse de la complexité d'un modèle. Elle croît avec le nombre et le niveau de couplage entre les variables d'un modèle.

III.4.2.2. L'Exactitude : est une mesure de l'écart qui sépare le modèle de la réalité qu'il est censé représenter.

III.4.2.3. La Précision : est une mesure définie par opposition à celle de l'imprécision. L'imprécision mesure l'aspect vague ou flou lié à la distinction entre plusieurs valeurs d'une même variable d'un modèle, et qui se traduit par un ensemble de valeurs possibles pour la variable (par exemple, sous la forme d'un intervalle).

III.4.2.4. La Spécialisation : La spécialisation d'un modèle est une caractérisation des hypothèses et des informations qui restreignent son champ d'application.

L'indépendance des quatre paramètres de qualification des modèles (PEPS) n'est pas totale. L'imprécision et la parcimonie, par exemple, influent sur l'exactitude d'un modèle. Cette influence sera mise en évidence lors de la qualification du modèle lié à la quantité d'énergie produite qui est une variable critère du problème de décision.

Dans l'aide à la décision un modèle:

1. Peu exact ne participe pas rigoureusement dans le choix puisqu'il ne représente pas parfaitement le comportement réel du système. De ce fait on peut dire que les choix réalisés dans la mise en oeuvre du modèle sont mauvais du fait de l'incohérence du modèle confronté avec la réalité.
2. Peu précis tend vers des valeurs insuffisantes pour aboutir à des décisions objectives et dont on maîtrise le risque.
3. Trop spécialisé peut être non pratique et inadapté, soit parce qu'il oblige et impose ses choix de conception pour garder ses limites dans son domaine de validité, soit parce qu'il ne permet pas d'exploiter la majeure partie de l'espace de conception. Ce qui nous prive d'avoir des solutions de conception potentielles.
4. Trop faiblement parcimonieux peut ne pas être traité numériquement (temps de calcul, mémoire informatique).

La conception préliminaire est dépendante de différentes sources d'imprécisions. [16] nous distinguons deux types d'imprécision :

** L'imprécision intrinsèque au modèle

** L'imprécision extrinsèque au modèle

L'imprécision intrinsèque est due à l'incertitude sur les variables liées au système étudié ou aux relations qui sont pris en compte dans le modèle global. L'imprécision extrinsèque est due à l'incertitude introduite par les variables liées au système et aux milieux extérieurs, qui ne sont pas pris en compte dans le modèle global. [17]

III.5. Analyse et choix des modèles :

C'est grâce aux besoins recensés au cours des différentes étapes de recherche des caractéristiques structurantes que la convenance d'une solution est bien fondée. Ces besoins recensés sont formulés en utilisant la notion de critères qui sont affichés à la fin de la phase d'analyse et structuration.

Le calcul des indices de qualité et des indicateurs de performances sert à faire la comparaison entre les différentes alternatives. L'expert (maître d'oeuvre) est, en regard de cela,

amené parfois, à formuler des critères de qualification qui ne sont pas directement destinés à l'utilisateur final de l'outil d'aide à la décision.

III. 5.1 Indice de qualité d'une solution :

Les performances (critères) d'un système, sa fiabilité, et son coût forment les critères de qualification d'un système.

Ces trois critères composent principalement l'indice de qualité d'un système.

$$IQ = \frac{Cr.fiabilité}{cout} \quad (3.1)$$

La performance principale est en relation directe avec la fonction de service (FS), les performances secondaires sont en relation avec les fonctions contraintes (FC).

La réalisation de l'identification des performances a lieu pendant la phase d'analyse fonctionnelle, cette identification nécessite une analyse des milieux extérieurs, qui s'expriment grâce au CdCF qui fait appel aux critères d'appréciation, et qui leurs niveaux expriment les valeurs limites. Le coût est l'ensemble des dépenses supportées. La fiabilité dépend de la qualité de conception et de fabrication et l'estimation des performances et du coût nécessite le développement des modèles de composants du système et des milieux extérieurs.

III.5.2. Indicateurs de performance et de pertinence:

Les indicateurs de performance traduisent le voisinage ou l'éloignement des critères rapport à une référence et permettent ainsi de faire comparaison entre différentes solutions. Donc le calcul de ces indicateurs de performance se traduit par l'existence de ces variables critères et d'une référence.

La référence peut prendre deux formes :

1/ Référence fixe : c'est une référence qui représente un élément numéroté. Les variables critères de référence peuvent être par exemple celles liés aux performances d'un système standard ou celles données par la norme.

2 / Référence relative : c'est une valeur minimale ou maximale d'un indicateur de performance pour un ensemble de résultats. Pour une configuration et un modèle donnés, la comparaison entre les solutions se fait au vu de l'indicateur.

Pour qualifier la performance ou la qualité d'une configuration de conception, il faut identifier les critères de qualification et les variables critères qui lui sont associées.

L'utilisation d'un système d'aide à la décision en conception préliminaire permet d'interpréter les résultats obtenus et de les ordonner suivant les objectifs de conception.

Pour cela l'utilisation des indicateurs permettant au client et au concepteur d'évaluer la performance d'une solution. Ce sont les indicateurs de performance de conception.

Ces indicateurs sont calculés à partir des variables critères et peuvent être attribués à une seule variable critère ou une fonction.

Les objectifs qui peuvent être exprimés au stade de la conception préliminaire sont relatifs à des éléments de coûts, des exigences géométriques, des comportements physiques attendus.

Au cours des différentes phases de recherche des caractéristiques structurantes, des indicateurs de pertinence vont être exprimés.

Pour fixer explicitement un but pour la conception, il faut avoir une référence, donc finalement pour cela il faut écrire les indicateurs de performance.

Un indicateur de performance exprime la proximité ou l'éloignement d'un indicateur de pertinence par rapport à une référence.

Un indicateur de performance choisi doit être minimal, et s'écrit :

$$I_p = I / I_{ref} \quad \text{si la performance correspond à l'éloignement par rapport à la référence.}$$

$$I_p = I_{ref} / I \quad \text{si la performance correspond à la proximité par rapport à la référence. [13]}$$

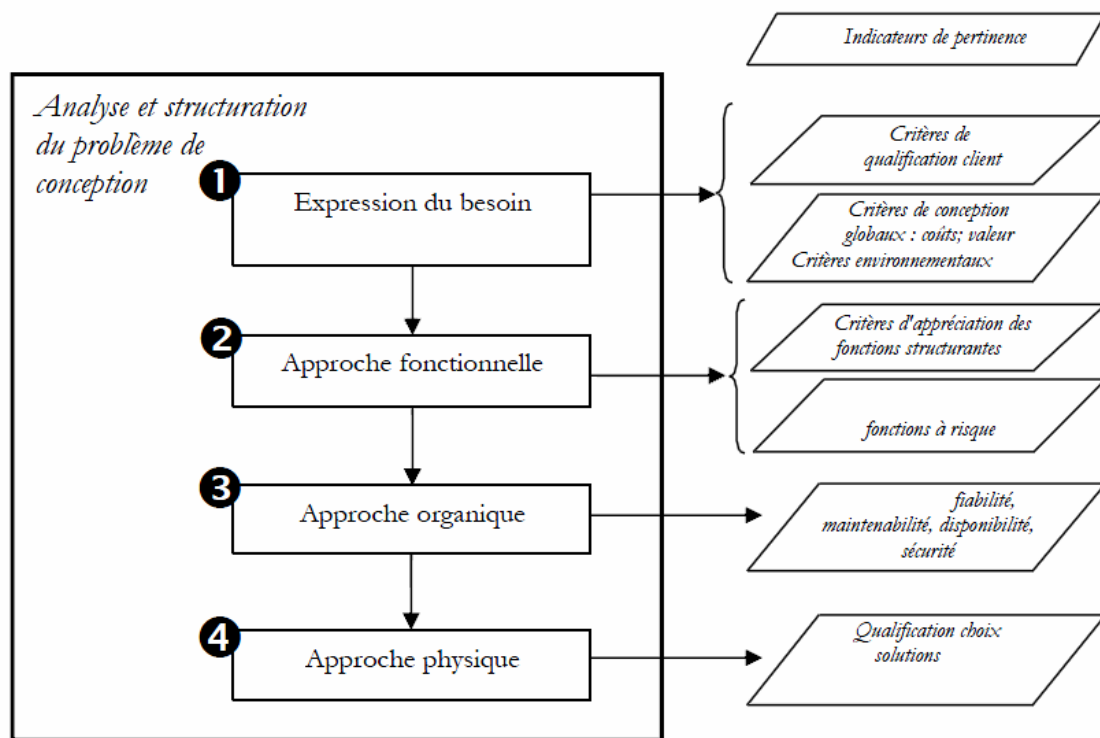


Fig.III.3. Indicateurs de pertinence durant l'analyse et la structuration d'un problème de conception. [13]

Une comparaison entre concepts de solution peut être :

*/ Absolue : chaque concept est comparé à des objectifs grâce à des critères.

*/ Relative : les concepts sont comparés entre eux en utilisant des mesures définies par les critères.

La référence indiquée déjà I_{ref} peut être :

* / Fixe : C'est un élément numéroté proposé par le client et la norme. La référence fixe est intrinsèque au problème et indépendante au contexte. Si elle peut être exprimée il est préférable de l'utiliser.

La connaissance d'une référence permet, en outre, de rendre tangible un risque. On peut quantifier par exemple l'éloignement d'un paramètre par rapport à une norme.

* / Relative : Il s'agit de la valeur minimale ou maximale d'un indicateur de pertinence pour un ensemble de résultats. Pour une configuration et un contexte donnés, cela permet de comparer les solutions entre elles, au regard de l'indicateur.

III.5.3. Front de PARETO :

Chaque solution obtenue est représentée par un point, dans un espace à n dimensions (n étant le nombre d'indicateurs de performance). Les coordonnées du point correspondent aux valeurs des critères.

On dit qu'une solution (a) domine une autre solution (b) si les deux conditions suivantes sont vérifiées [60] :

- * / La solution (a) n'est pas moins bonne que la solution (b) pour tous les objectifs;
 - * / La solution (a) est strictement meilleure que la solution (b) pour au moins un des objectifs.
- Nous avons opté pour des indicateurs à minimiser; ces conditions se traduisent par :

- $\forall i, Cr_i(a) \geq Cr_i(b) \text{ et } \exists i, Cr_i(a) < Cr_i(b)$

- $\exists m \text{ tel que } Cr_m(a) < Cr_m(b)$.

Parmi un ensemble de solutions K, l'ensemble des solutions non dominées K' est formé par les solutions qui ne sont pas dominées par un quelconque membre de l'ensemble K.

Dans ce cas, ces solutions sont les plus fiables pour réaliser l'objectif espéré celui de minimiser les critères de performance; et aucune d'entre elles ne se distingue des autres au point de vue satisfaction de tous les objectifs.

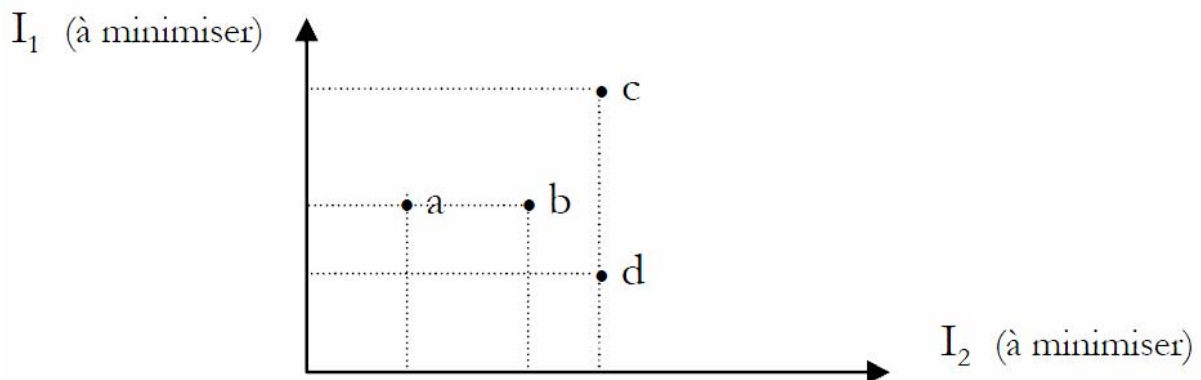


Fig.III.4. Exemples d'espace des solutions. [8]

III.6. Conclusions :

Savoir structurer un problème c'est pouvoir construire un modèle d'aide à la décision donc, l'adapter parfaitement à la prise de décision en conception préliminaire.

La manière de structurer la formalisation des modèles facilite la résolution d'un problème de décision préliminaire, et son principe s'articule sur des outils qui tranchent sur l'exactitude suffisante, la précision, la parcimonie, et la spécialisation à un degré moindre du modèle, ce qui répond aux exigences des décideurs.

Cette structuration permet et aide le décideur à :

- * / Modéliser chaque organe de la structure.
- * / Proposer suivant l'objectif les modèles qui y correspondent.
- * / Offrir la ou les solutions assorties et convenables.

Durant cette approche, qui consiste essentiellement à la mise au point, d'un outil pour l'aide à la décision, le passage du premier palier de l'analyse et la structuration vers le troisième qui traite la résolution et le traitement s'est fait via le second palier de la formulation et la qualification.

Le premier palier ou on a traité les différentes approches fonctionnelle, physique et organique tout en identifiant les critères et les modèles à formuler.

Quand au second, il s'est limité à la formulation, la validation et la qualification des modèles (modélisation par contraintes).

Le troisième est celui du traitement et de résolution, consiste à faire le juste choix entre les différentes solutions.

Chapitre IV

*Variabilité de la conception architecturale des
systèmes éoliens*

IV.1.1. Introduction :

Il y a différents blocs fonctionnels parmi une grande variété de configurations de systèmes éoliens où des choix de conception peuvent être considérés en tenant compte des avantages et des inconvénients des options possibles dans chaque cas.

Inéluctablement les décisions prises pour assurer une fonction dans un bloc fonctionnel donné ont une influence sur les autres blocs fonctionnels et donc sur l'ensemble des performances du système, ces choix discrets de conception définissent des concepts généraux.

Il s'agit de trouver autour de chaque concept, l'espace des solutions défini par les domaines valables pour chaque variable de conception de type continu par exemple, le diamètre du rotor, la hauteur du mât ou la vitesse de rotation.

L'utilisation de la modélisation et de la résolution d'un problème par satisfaction de contraintes permet l'accès au domaine de solution qui est le plus large que celui que l'on peut atteindre par les méthodes évolutionnaires. Ceci permet d'avoir une plus grande souplesse à la prise de décision.

Le modèle du calcul de l'énergie produite par année a été modifié, ce modèle est ensuite qualifié en terme de PEPS : (parcimonie – exactitude - précision - spécialisation).

IV.1.2. Eléments attendus pour l'aide à la décision

L'indépendance de l'étude du fonctionnement d'un système éolien du raccordement au réseau a pour objet de fournir les connaissances nécessaires, à l'avis fabricant, pour montrer les critères d'appréciation d'une configuration proposée.

L'estimation essentielle pour le fabricant porte sur le coût et la quantité d'énergie produite par an ce qui lui facilite de choisir parmi plusieurs configurations proposées.

L'indice de qualité d'une configuration à partir d'un modèle du coût du système et d'un modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an est calculé à partir des modèles produits, ce qui mènera à la formulation d'une base de modèles qualifiés.

L'architecture de la base de modèle est matricielle et basée sur les niveaux de l'organigramme technique étendu et sur les fonctions structurantes à satisfaire. Le positionnement dans la base est lié au niveau de précision requis par les critères d'appréciation [57]

IV.2. Analyse de la machine éolienne :

IV.2.1. Analyse du besoin :

Le besoin tacite et exprimé des utilisateurs qui orientent vers une formulation intégrale toute démarche de conception, et de ce fait l'analyse fonctionnelle permet d'introduire dans le processus de conception, l'expression du besoin pour l'utilisateur final, le client et le concepteur [13].

Ce palier d'analyse du besoin détaille également les critères de qualification client ainsi que les situations de vie de référence. La fonction globale traduit l'existence du système.



Figure IV.1

Ce système y est lorsqu'il récupère l'énergie du vent et la transforme en énergie électrique qui fournit au réseau un courant électrique de bonne qualité.

▪ Critères de qualification client [18] :

- coût du kWh produit.
- coût total actualisé du projet.
- qualité de l'énergie électrique.
- quantité d'énergie produite par an.
- durée de vie de l'installation.

Ces critères permettront de juger la convenance de la conception et les choix réalisés et participeront à la finalisation du choix parmi les solutions.

IV.2.2. Approche fonctionnelle

L'idée de l'analyse fonctionnelle externe pour différentes situations de vie a pour objectif d'extraire les relations fonctionnelles entre le produit et les milieux extérieurs (APTE). Pour le système éolien, est la plus convenable.

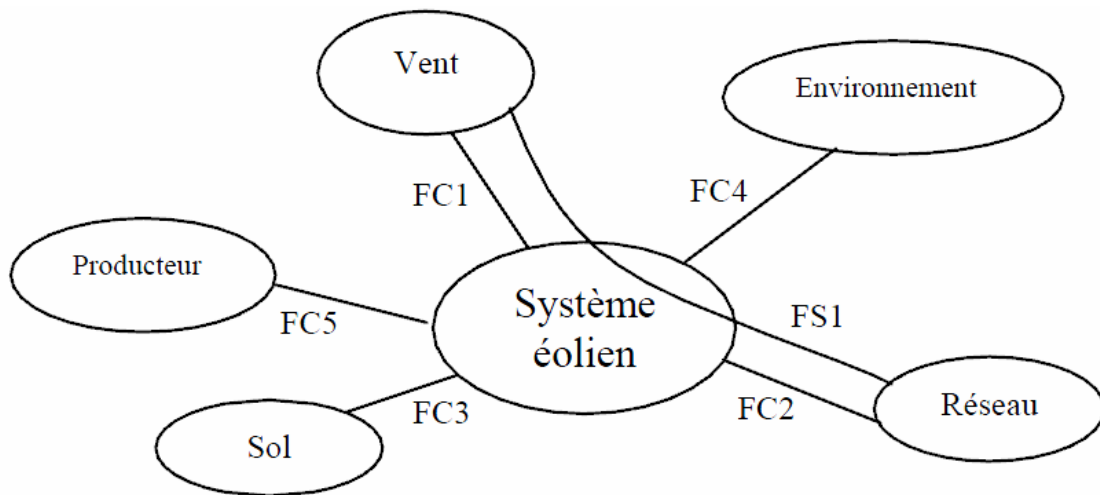


Figure IV.2.Diagramme APTE du système éolien

- FS1 : Convertir la puissance aéraulique du vent en puissance électrique fournie au réseau.
- FC1 : Résister au vent.
- FC2 : Respecter les critères de la qualité du courant électrique à fournir au réseau.
- FC3 : Lier au sol.
- FC4 : Ne pas polluer l'environnement.
- FC5 : Rentabilité pour le producteur.

Pour cette situation de vie, les fonctions structurantes et les critères d'appréciation sont [13] :

- Fonction à flexibilité faible ou nulle :
 - FC2 : qualité du courant à fournir au réseau.
 - FC5 : - coût du kWh produit et coût total actualisé du projet.
 - durée de vie
- Fonction à risques :
 - FC1 : résister au vent

▪ Fonction Contraintes impératives :

- FC4 : respect de l'environnement (bruit, impact sur le paysage, ...)

Le propriétaire qui est le maître d'ouvrage profite de la production décentralisée par une éolienne en récupérant l'énergie aéroulrique et la transformant en électrique fournie au réseau.

Le critère d'appréciation de la fonction de service FS est la quantité d'énergie produite par an (EPA).

L'indice de qualité associé à ce critère est :

$$IQ = \frac{E_{PA}}{C_{TE}} \quad [8] \quad (4.1)$$

E_{PA} : Quantité d'énergie produite par an (kWh/an)

C_{TE} : Coût total de l'éolienne.

Récupérant le maximum d'énergie avec un coût faible donne à la machine un bon indice.

Le comportement mécanique de l'éolienne est apprécié en estimant la durée de vie (n) de celle-ci et qui influe sur la performance liée à la fonction contrainte FC1. La plupart des composants qui forment l'éolienne sont dimensionnés en fonction du facteur fatigue comme critère de dimensionnement et qui est la contrainte intervenant aussi au niveau du coût total.

Pour la fonction FC4 qui tient compte du respect de l'environnement, le bruit aérodynamique émit par le rotor, doit être limité de telle sorte que la vitesse linéaire à l'extrémité du lobbe ne doit pas dépasser 80 m/s:

$$V_{tip} = \frac{2\pi ND}{120} \leq 80 \quad [17] \quad (4.2)$$

Pour prendre en compte les problèmes de sécurité de l'exploitant liée à la fonction FC5 la distance entre le bout de pale et le sol doit être supérieure ou égale à 15m :

$$\delta = H_{hub} - \frac{D}{2} \geq 15 \quad [17] \quad (4.3)$$

L'organigramme technique étendu aux milieux extérieurs vent et réseau représente les différents niveaux de description d'un système éolien. Chaque bloc fonctionnel assure une fonction machine du système et est en interaction avec d'autres blocs ou avec les milieux extérieurs. Les fonctions machine participent à la réalisation des fonctions assurées par l'éolienne. (Voir la figure IV. 2).

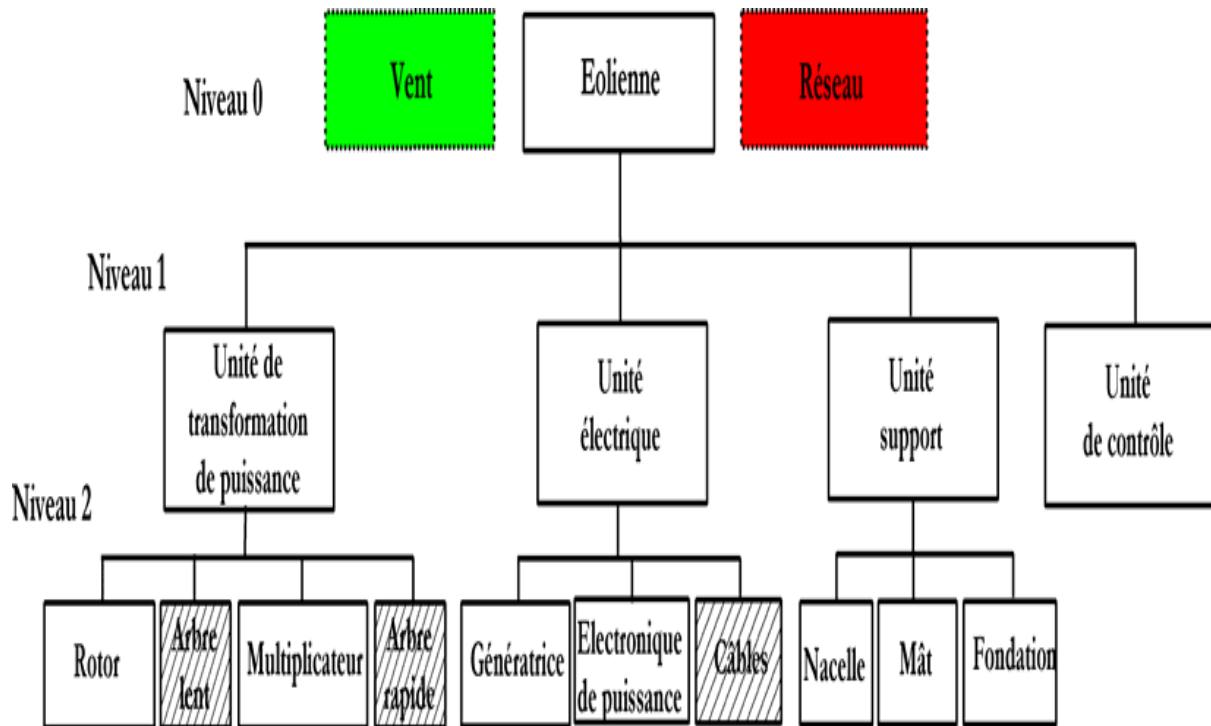


Figure IV.3. Organigramme technique étendu d'une éolienne [19]

La réalisation de l'ensemble des fonctions de l'éolienne passe essentiellement par le transit de trois types de flux fonctionnels :

- Flux d'énergie aéraulique.
- Flux d'énergie mécanique.
- Flux d'énergie électrique.

Le bloc diagramme de la figure (IV.4) décrit le cheminement de ces flux et montre les interactions entre les sous composants de chaque unité ainsi que les interactions avec les milieux extérieurs.

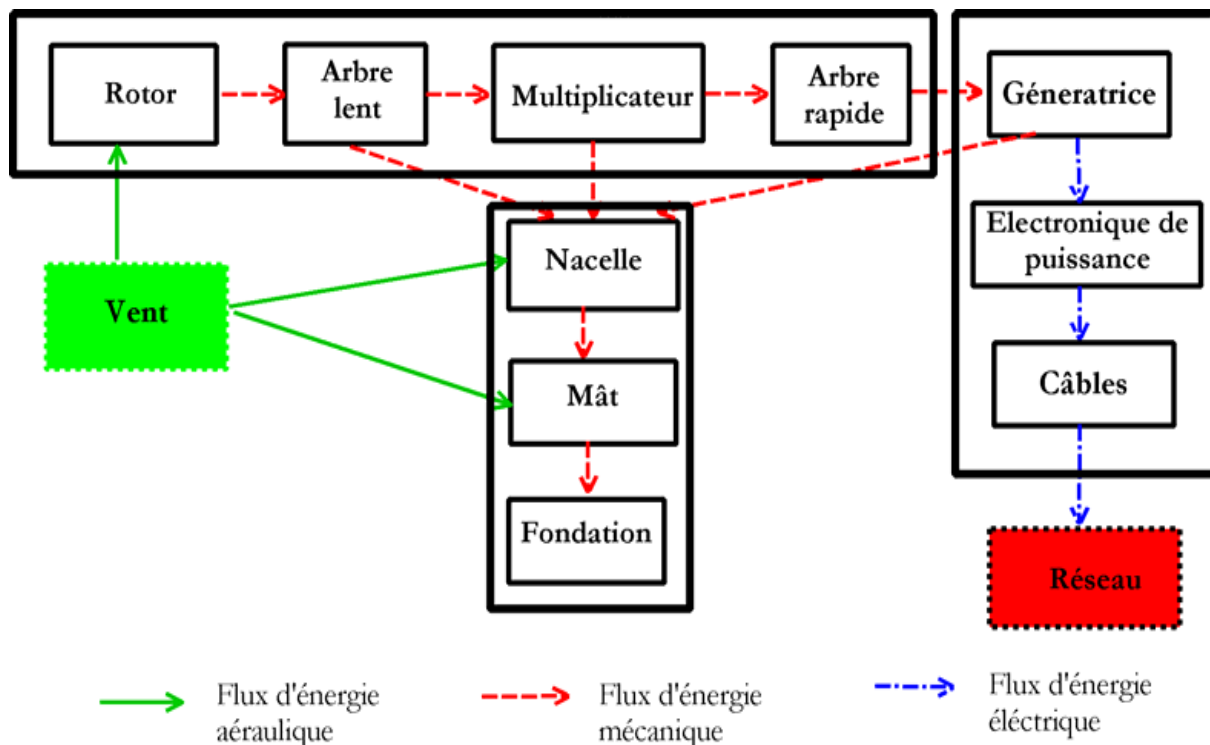


Figure IV.4. Bloc diagramme niveau 2 de l'éolienne [18]

IV.2.3. Approche organique

La troisième phase permet la décomposition structurelle du produit grâce à l'organigramme technique étendu aux milieux extérieurs. L'organigramme technique étendu (Figure IV.3) décrit la constitution d'une éolienne. Il permet d'identifier les caractéristiques structurantes suivantes [8] :

- Les éléments standards (à choisir ou à dimensionner) ;
- Les éléments non définis, à dimensionner ;
- Les contraintes d'interface entre les blocs fonctionnels.

Au deuxième niveau, l'un des éléments principaux de la chaîne de transmission de l'éolienne est le multiplicateur. Ce composant permet de lier le rotor à la génératrice. Pour la suite du travail, on réduira notre étude au multiplicateur, dont le diagramme FAST est donné en figure (IV.4).

Le diagramme FAST définit les fonctions successives permettant de réaliser la fonction principale du multiplicateur. Ce diagramme (figure IV.4) décrit une réalisation possible de la fonction « transmettre la puissance mécanique en rotation ». L'organigramme technique du multiplicateur étendu aux milieux extérieurs est donné figure (IV.3). Sur cette représentation, en plus des composants standard et des composants non définis, on énumère les composants d'interface (liaison mécanique, fluide, électrique, informatique,...).

Cette remarque a son importance, au niveau de la formalisation des modèles de comportement, dans la mesure où on fait la distinction entre des modèles de composants et des modèles d'interfaces ou d'interaction entre composants [57].

4.II.4. Approche physique :

L'importance de cette phase est l'identification des comportements physiques pertinents. Le bloc diagramme substances-champs permet d'analyser les flux fonctionnels et les flux induits [13]. L'utilisation de certaines lois d'évolution donne une vision exhaustive sur l'analyse des flux fonctionnels [51] (figure II.10. et II.11). Les 2 premières lois qui permettent d'étudier l'utilisation rationnelle de l'énergie sont :

*- Loi d'intégralité des parties : cette loi identifie une entité motrice, une entité de transmission, une entité opératrice et une entité de contrôle. Le flux d'énergie (flux fonctionnel) évolue dans les entités jusqu'à la réalisation de l'action requise.

*- Loi de conductivité thermique : cette loi stipule que le système doit permettre le libre passage de l'énergie entre toutes ses entités lors de la réalisation de l'action.

De même, au niveau 4 de l'organigramme technique, l'analyse du multiplicateur, implique les arbres d'entrée et de sortie et les différents engrenages (figure II.11).

Composant	Fonction	Flux fonctionnel	Flux induits
Arbre d'entrée	Transmettre la puissance mécanique en rotation	Flux d'énergie mécanique	- Flux d'énergie de déformation (torsion de l'arbre)
Engrenages	Transformer la vitesse de rotation	Flux d'énergie mécanique	- Flux d'énergie thermique (frottement de contact, effusivité). - Flux d'énergie de déformation (flexion denture, contact) - Flux d'énergie sonore - Flux de matière (usure)
Arbre de sortie	Transmettre la puissance mécanique en rotation	Flux d'énergie mécanique	- Flux d'énergie de déformation (torsion de l'arbre)

Tableau IV.1. Itinéraire du flux fonctionnel durant la chaîne de transmission et flux générés. [12].

Le tableau (IV.1) donne les différents flux liés à la réalisation de la fonction principale du multiplicateur : transmettre de la puissance mécanique en rotation. Des effets induits produisent des pertes de puissance sous forme de chaleur, de déformation, de production de matière (usure) ou de bruit. Donc d'autres fonctions (non demandées) sont induites par la réalisation de la fonction (tableau IV.2).

Composant	Fonction	Flux fonctionnel	Flux induits
Arbre d'entrée	Transmettre la puissance mécanique en rotation	Flux d'énergie mécanique	- Flux d'énergie de déformation (torsion de l'arbre)
Engrenages	Transformer la vitesse de rotation	Flux d'énergie mécanique	- Flux d'énergie thermique (frottement de contact, effusivité). - Flux d'énergie de déformation (flexion denture, contact) - Flux d'énergie sonore - Flux de matière (usure)
Arbre de sortie	Transmettre la puissance mécanique en rotation	Flux d'énergie mécanique	- Flux d'énergie de déformation (torsion de l'arbre)

Tableau IV.2. Fonctions induites, flux fonctionnels et flux générés. [12]

Afin d'identifier les phénomènes physiques pertinents mis en jeu, le bloc diagramme fonctionnel est tracé, pour la situation de vie "fonctionnement normal du multiplicateur" (Figure IV.5). Le bloc diagramme fonctionnel du multiplicateur permet de mettre en évidence la circulation des flux entre les différentes entités.

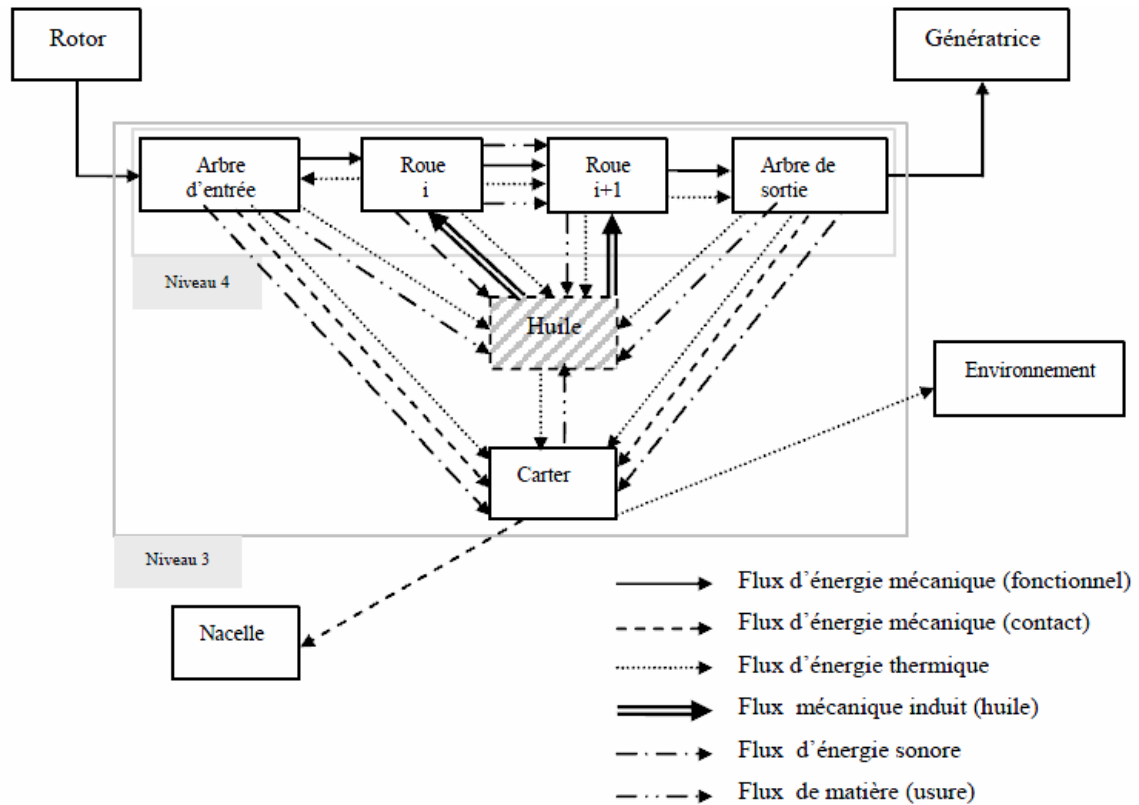


Figure IV.5.B.D.F du multiplicateur. [51]

Au niveau 2, à l'échelle du multiplicateur, le rendement permet de donner la puissance perdue sur le flux fonctionnel. La grande partie de ces pertes est sous forme de flux d'énergie thermique qui doit être transportée vers l'extérieur. Cette fonction est mise en évidence au niveau inférieur soit le niveau 3 de l'organigramme technique. L'analyse correspondante est montrée sur le tableau (IV.4) pour deux solutions différentes : refroidir l'huile à l'extérieur du multiplicateur par un échangeur ou refroidir l'huile par les parois du carter. L'expression des coefficients d'échange fait appel à des bases de données thermiques [62].

Voici un modèle de composant du multiplicateur :

<i>Fonction</i>	<i>Flux d'entrée</i>	<i>Flux de sortie</i>	<i>Variables</i>	<i>Relations</i>
<u>Niveau 2</u>				
<i>Transmettre la puissance Mécanique en rotation</i>	<i>Puissance mécanique en rotation</i> $C_e \cdot \omega_e$	<i>Puissance mécanique en rotation</i> $C_s \cdot \omega_s$	ω_e ω_s η_{mr} C_e C_s	<i>Puissance perdue</i> $\phi = \eta_{mr} \cdot C_e \cdot \omega_e$ $\eta_{mr} = 1 - \left[(1 - \pi_{mr}) \left(\frac{P_n}{P} + 3 \right) / 4 \right]$ $\pi_{mr} = 0,89 P_n^{0,012}$

Tableau IV.3. Modèle de composant du multiplicateur au niveau 2. [63]

Au niveau 4, l'étude de la fonction « transmettre la puissance mécanique de rotation », permet de faire l'analyse fine des contacts et de mettre en évidence les flux d'énergie mécanique et thermique au niveau des contacts des roues (contact effusif et déformation locale). On peut ainsi s'affranchir de l'utilisation de la notion de rendement (tableau IV.4).

Fonction		Flux d'entrée	Flux de sortie	Variables	Relations
Niveau 3					
Refroidir l'huile du multiplicateur	Alternative 1 (utiliser un échangeur)	Matière : huile q_h Fluide caloporteur air q_a	Matière : huile q_h Air q_a	q_h q_a Cp_h Cp_a $T_{h,e}, T_{h,s}$ $T_{a,e}, T_{a,s}$ k	Puissance à dissiper $\Phi = \eta_m C_e \omega_e$ $= q_h Cp_h (T_{h,e} - T_{h,s})$ $= q_a Cp_a (T_{a,s} - T_{a,e})$ Efficacité de l'échangeur $\varepsilon_h = \frac{T_{h,e} - T_{h,s}}{T_{h,e} - T_{a,e}}$ Rapport de capacité $R_h = \frac{q_h Cp_h}{q_a Cp_a}$ Nombre d'unités de transfert $NUT_h = \frac{kA}{q_h Cp_h} = f(R_h, \varepsilon_h)$
	Alternative 2 (refroidir par le carter)	Matière : air $q Cp_a T_{a,e}$	Matière : air $q Cp_a T_{a,s}$	T_h q_{air} $T_{a,e}, T_{a,s}$ Cp_a k	Puissance à dissiper $\Phi = \eta C_e \omega_e$ $= q Cp_a (T_{a,s} - T_{a,e})$ Stabilisation de la température d'huile $\Phi = kA(T_h - \bar{T}_a)$

Tableau IV.4. Deux réalisations de la fonction : Refroidir l'huile du multiplicateur .

Au niveau 3, apparaît la fonction « guider en rotation » qui conduit à une analyse identique des flux de contact (paliers lisse ou à roulement). Les modèles de composant et de composants d'interaction (roulements, paliers) constituent une base de connaissance. Cette base de connaissances reliera des fonctions (sous forme de verbe d'action + complément) aux modèles qui seront vérifiés et validés à différents niveaux systémiques par leurs critères de qualification (PEPS) : Parcimonie, Exactitude, Précision, Spécialisation [57].

Avec la nomenclature suivante :

C_e	Couple d'entrée du multiplicateur	C_p	Chaleur massique
C_s	Couple de sortie du multiplicateur	T_e	Température d'entrée
ω_e	Vitesse de rotation de l'arbre d'entrée du multiplicateur	T_s	Température de sortie
ω_s	Vitesse de rotation de l'arbre d'entrée du multiplicateur	\overline{T}	Température moyenne
$\eta_{m\Gamma}$	Rendement du multiplicateur	A	Surface d'échange
q	Débit	$\pi_{m\Gamma}$	Facteur d'efficacité du multiplicateur
k	Coefficient global d'échange	ε_h	Efficacité de l'échangeur
Φ	Puissance perdue	Indice a	Air
NUT	Nombre d'unités de transfert	Indice h	Huile

IV.3. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation des éoliennes :

IV.3.1. Concepts de contrôle du rotor :

Pour le contrôle de tout système éolien on distingue deux types de commande pour assurer cette fonction .

IV.3.1.1. Eoliennes « stall » et « pitch » :

Les différents types de vérification disponibles sont perçus grâce à l'analyse des flux en utilisant la loi d'intégralité des parties.

Le contrôle du rotor est indispensable pour la délimitation de la puissance maximale de fonctionnement, et qui est assuré en utilisant deux concepts différents : Le concept « stall » et le concept « pitch »

Pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent il existe quatre façons :

La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure et en utilisant un module de calage des pales qui permet d'une part d'avoir une puissance constante pour des vitesses supérieures à la vitesse nominale et d'autre part de mettre l'éolienne en drapeau pour des

vitesse de vent supérieures à la vitesse maximale de fonctionnement. Le calage des pales est commandé par un vérin hydraulique alimenté par une centrale hydraulique.

La seconde technique la limitation de la puissance de fonctionnement maximale est garantie passivement par la géométrie des pales en « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage aérodynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent donc pour des angles d'incidence importants. A partir d'une certaine vitesse de vent proche de la vitesse nominale et selon la puissance nominale désirée ce décrochage provoque une diminution de rendement aérodynamique du rotor. Dans ce cas l'angle de calage reste constant à une valeur fixée indépendamment des données liées au site ce qui permet d'avoir un système simple et fiable.

Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées.).

La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue.

La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation Ω par une action électrique. Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall). [9]

L'éolienne, en plus des systèmes de contrôle cités déjà peut aussi être équipée d'un système de contrôle de la génératrice qu'on appelle : systèmes à vitesse variable.

Ce système de contrôle n'existe pas dans le cas des systèmes à vitesse constante. Dans le cas où il existe, il peut être lié au convertisseur côté génératrice et au convertisseur côté réseau électrique. Donc c'est un moyen de contrôle de la vitesse de la génératrice et de la tension en connexion.

Pour récupérer le maximum de puissance par le rotor et avoir une bonne qualité d'énergie on est censé faire un contrôle de l'unité électrique, qui aide à décharger la machine des fluctuations rapides de la vitesse du vent qui excitent la fatigue des composants du système et qui gonfle le coût de la réalisation de la machine.

Les trois concepts de contrôle suivants :

*/ « Stall » à Vitesse Constante (SVC)_

*/ « Pitch » à Vitesse Constante (PVC)_

*/ « Pitch » à Vitesse Variable (PVV)

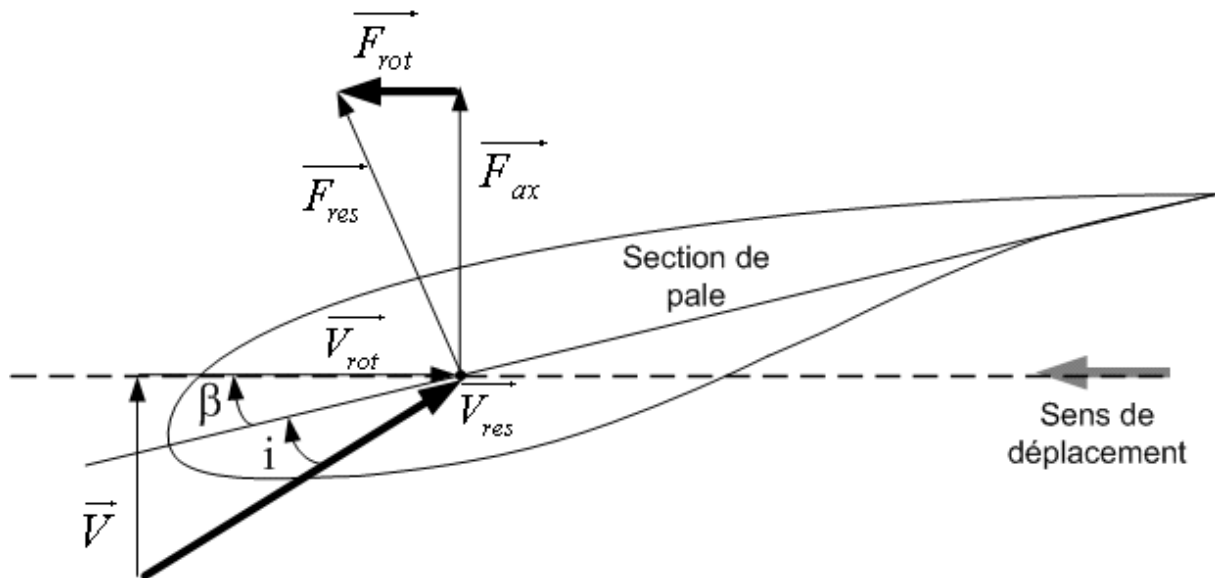


Figure IV.6. Bilan des forces sur une pale [30]

V_{rot} : vitesse tangentielle de la section à un rayon r

$$V_{rot} = r \cdot \omega_R$$

V : vitesse du vent

V_{res} : vitesse du vent apparent avec : $V_{res}^2 = (V_{rot})^2 + V^2$

α : angle de calage

β : angle d'incidence

γ : angle du vent apparent

F_{res} : Force aérodynamique totale

F_{rot} : Force propulsive

F_{ax} : Force de poussée axiale

La Figure (IV.6) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur [40]. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représentée par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} . L'action du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} qui se décompose en une poussée axiale \vec{F}_{ax} directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse de vent nominale donnée. Lorsque la vitesse de vent devient trop élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par

l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale.

IV.3.1.2. Système à décrochage aérodynamique "stall" :

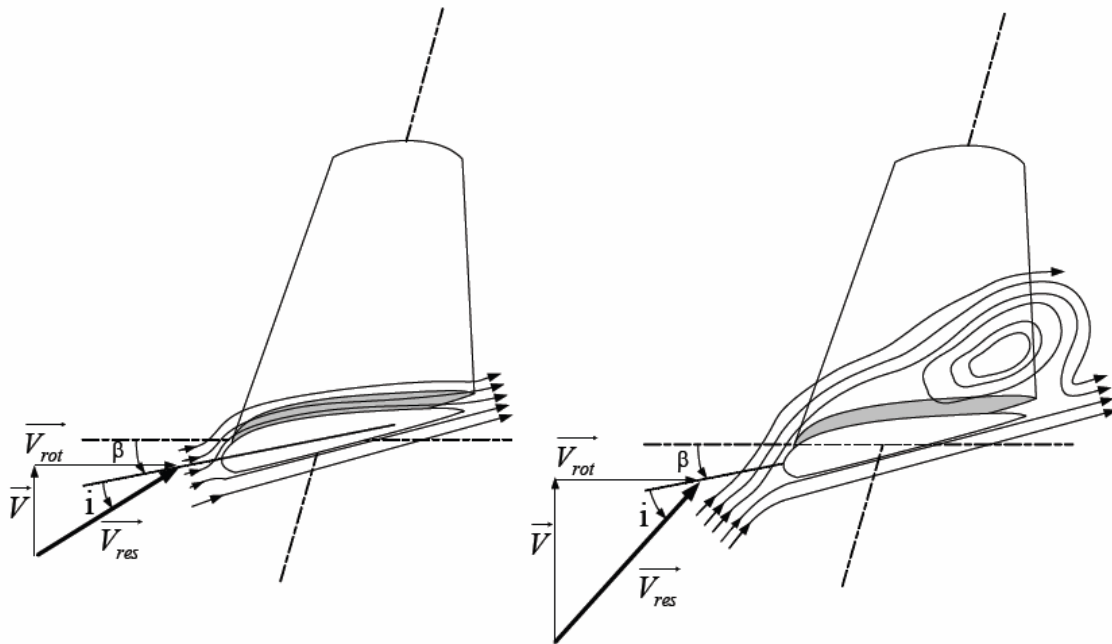


Figure IV-7. Flux d'air sur un profil de pale "stall" [30]

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (Figure 4-7) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation.

Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de vitesse de vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante [31].

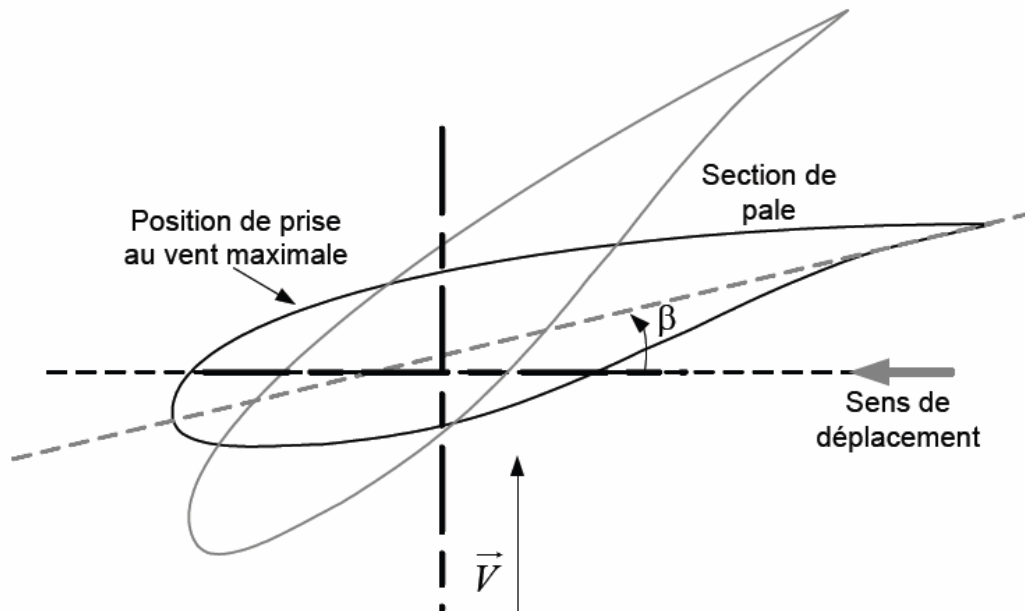
IV.3.1.3 Système d'orientation des pales "pitch" :

Figure IV.8. Variation de l'angle de calage d'une pale [30]

C'est un système dit aussi à pas variable ou à calage variable. Il utilise la variation de l'angle de calage des pales (variation de l'angle d'incidence). En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes :

- le démarrage à une vitesse du vent plus faible V_{\min} ;
- l'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites $[V_{\min}, V_{\max}]$ en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite (1 à 2 voire 1 à 3 pour un rapport V_{\max}/V_{\min} de l'ordre de 4 à 5) ;
- la régulation par limitation de la puissance pour $V > V_{\max}$;
- la protection de l'éolienne contre les vents trop violents, par la mise en « drapeau » des pales de l'hélice.

On remarque que ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation du calage β , de manière prépondérante depuis le démarrage (zone I) et dans le régime de régulation de vitesse (zone II et III) jusqu'au phénomène de décrochage aérodynamique (zone IV) de la turbine.

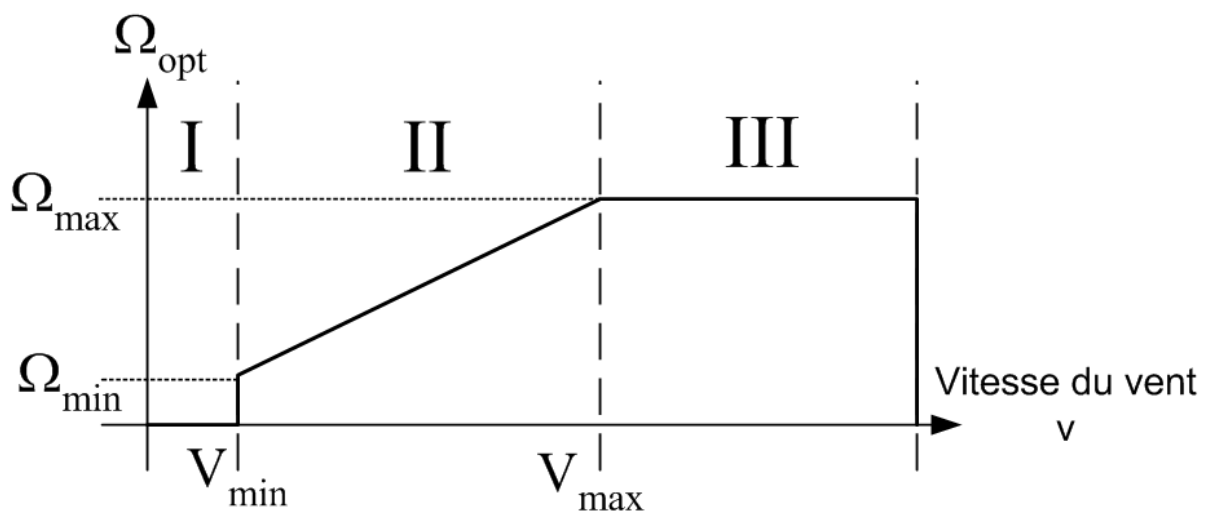


Figure.IV.9. Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable [30]

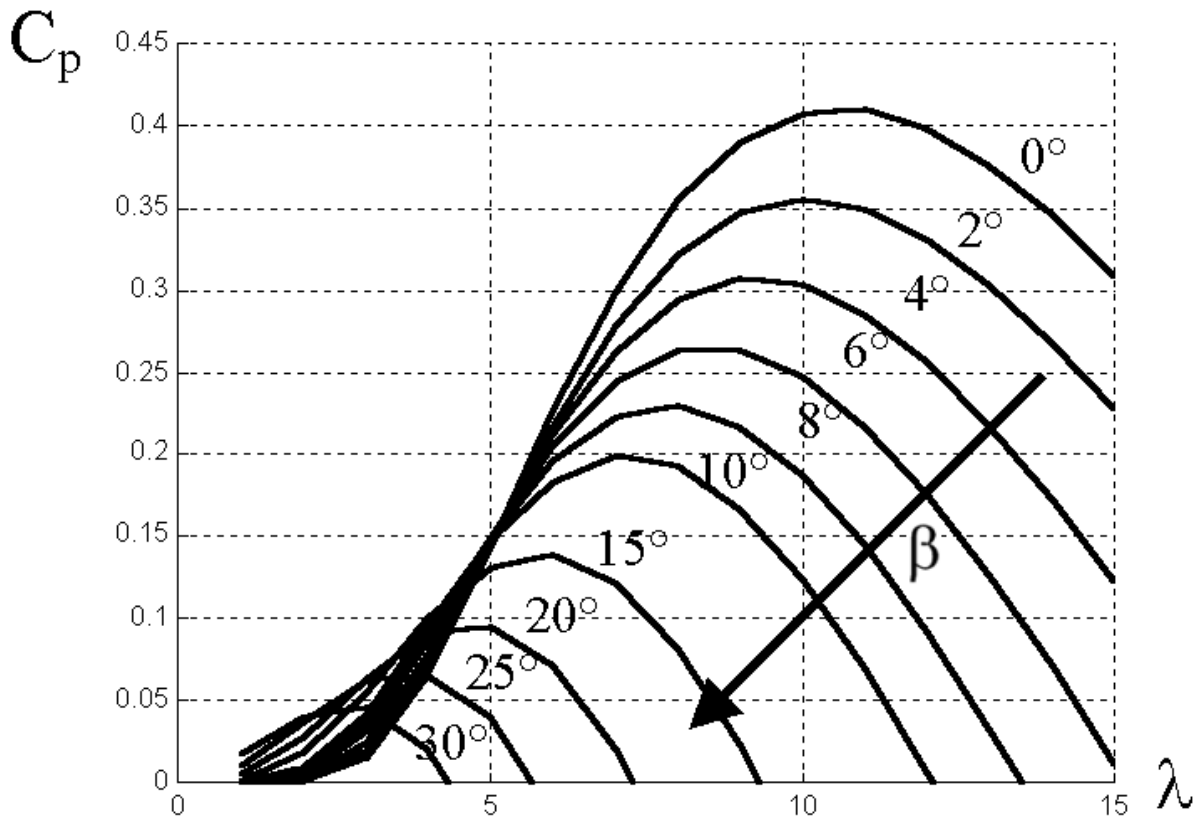


Figure IV.10. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple [30]

IV.3.2. Les systèmes à vitesse constante (SVC ou PVC) :

Ces systèmes sont équipés d'une génératrice asynchrone (GAS) à rotor à cage d'écureuil. La vitesse du rotor est déterminée par le rapport du multiplicateur et du nombre de pôles de la génératrice tout en possédant une fréquence de réseau fixe, ce qui classe ce modèle parmi les moins chers et ayant une solidité considérable, en dépit de consommer une puissance réactive avec lieu de chutes de tensions pendant le démarrage, ce qui oblige à enchaîner la génératrice avec le réseau par l'utilisation de gradateurs à thyristors et des bancs de condensateurs afin de rétablir le système de ces deux derniers facteurs pernicieux.

IV.3.3 Systèmes à vitesse variable :

La puissance éolienne découle de la vitesse de rotation de l'arbre de la machine ainsi que de la vitesse du vent donc de la vitesse réduite et de la caractéristique $C_p(\lambda)$, et elle permet de maximaliser l'énergie captée par l'éolienne.

Les profits de la vitesse variable pour une éolienne sont de deux ressorts différents, d'abord sur le plan de production de l'énergie, où le surcoût entraîné par cette vitesse (du fait de l'électronique de puissance) est équilibré par l'excédent de production ensuite sur un second plan lié à la durée de vie des machines. Les chaînes à vitesse variable sont moins rigides que celles à vitesse fixe.

Les chaînes à vitesse variable tolèrent une bonne récupération d'énergie, une meilleure réduction des coûts, résolution du problème d'acoustique et assurance d'une meilleure qualité d'énergie.

IV.4. Formulation de la base de connaissance :

Le choix d'une structure en phase finale se fait parmi plusieurs propositions en se référant au coût de la machine et à l'énergie produite par an comme critères de décision. La formulation des modèles participants à l'estimation des variables critères prend en considération ce choix de la phase finale.

La base de connaissances nécessaires à l'estimation de ces critères est déterminée en se servant de la notion de modèles de composants et de modèles d'interactions.

Les modèles de composants sont de deux types :

*/ Les modèles de comportement sont en relation avec les composants actifs (fonctions structurantes) qui entrent en jeu dans le calcul de l'énergie produite par an et de sa qualité.

*/ Les modèles de coût en relation avec les fonctions structurantes détaillés apparents dans le diagramme technique.

IV.5. Modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an :

IV.5.1. Modèles composants du milieu extérieur (niveau 0) :

La compréhension des caractéristiques du vent dans le site est primordiale pendant la phase de choix de l'architecture du système.

Le vent est un cours variable aléatoire qui trouve son origine dans le mouvement de l'air par rapport à la surface de la terre. Il est variable dans le temps et dans l'espace, et entre en jeu comme critère d'appréciation lié à la fonction de service FS et à la fonction FC1.

La vitesse moyenne du vent sur le site, définie comme étant l'espérance de la distribution des vitesses peut facilement s'exprimer après deux changements de variable en utilisant la fonction gamma et les deux paramètres de Weibull :

$$v_m = c_0 \cdot \Gamma \left[1 + \frac{1}{k_0} \right] \quad (4.4)$$

La fonction gamma n'étant pas prédéfinie nous utilisons la relation suivante [21] :

$$c_0 = \frac{1.125.v_m}{1 - 0.8(v_m - 2)^{0.089}} \quad (4.5)$$

La puissance aéraulique disponible dans le site sur une surface A est :

$$P_{eol} = V.A.P_d = \frac{1}{2}.\rho.A.V^3 \quad (4.6)$$

Avec
$$P_d = \frac{1}{2}.\rho.V^2$$

Ou (P_d) est la pression dynamique du vent.

L'énergie éolienne disponible par an est :

$$W_{eol} = \frac{8,76.\rho}{2}.A.\sum_{V_i}^{V_f} V^3.f(V).\Delta V. \quad (4.7)$$

La variabilité du vent est suivant deux paramètres dont la direction et la hauteur sous l'effet de la couche limite occasionnée par le sol, qui est le siège d'échanges énergétiques existants entre atmosphère et terre.

Le gradient vertical de la vitesse est considéré par la loi de puissance déjà indiquée dans la formule précédente.

Le paramètre de forme varie en fonction de la hauteur : [8]

$$k = k_0 + 0,03.H + 0,02 \quad (4.8)$$

H : H_{hub} , hauteur du moyeu.

k_0 : Paramètre de forme à la hauteur de mesure.

k et V n'entrent pas en jeu dans la conception du rotor et ses performances par contre ils interviennent sous l'effet du profil vertical du vent.

IV.5.2. Modèle composant du rotor (niveau 2) :

Les critères d'appréciation d'un système éolien pris en considération sont le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite et le coût total actualisé du projet. Le système éolien est caractérisé par un ensemble de paramètres dits principaux qui définissent son architecture. Le site est caractérisé par les paramètres de Weibull k et c , un paramètre de la loi de puissance a considéré constant et la vitesse maximale V_{max} . Les paramètres k , c et a sont utilisés pour calculer l'énergie produite par an, tandis que V_{max} intervient dans le dimensionnement de certain composant du système.

La plupart de ces paramètres sont classiquement utilisés pour l'étude des systèmes éoliens. La puissance générée par le système peut être calculée en utilisant différents paramètres parmi eux il existe le paramètre V_{des} .

Ce paramètre est la vitesse du vent pour laquelle le facteur puissance du système est maximal, il a un grand effet sur la quantité d'énergie récupérée par le système.

Au fur et à mesure que cette vitesse augmente, l'éolienne a la possibilité de récupérer l'énergie dans les hautes vitesses du vent.

La courbe du C_p en fonction de la vitesse du vent subit alors un décalage vers ces hautes vitesses .

Le facteur de puissance dépend de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation et de l'architecture du système (diamètre du rotor, nombre de pales et profil des pales). Cette variation s'exprime généralement en fonction de la vitesse spécifique.

Ce coefficient, selon Betz peut prendre une valeur maximale de $\frac{16}{27} = 0,593$.

Le modèle composant du rotor est basé dans son étude sur son rendement qui est caractérisé par le coefficient de puissance lui-même traduit par le coefficient de puissance maximale, sa vitesse de fonctionnement optimal (V_{des}) et la plage de fonctionnement du système (s).

$$C_p = C_{p_{max}} \cdot \exp\left[-\frac{(\ln V - \ln V_{des})^2}{2(\ln s)^2}\right] \quad [9] \quad (4.9)$$

Le coefficient de puissance maximale sous l'effet du nombre de pales s'écrit : [19]

$$C_{p_{max}} = 0,593 \left[\frac{\lambda_{max} \cdot p^{0,67}}{1,48 + (p^{0,67} - 0,04) \cdot \lambda_{max} + 0,0025 \cdot \lambda_{max}^2} - \frac{1,92 \cdot \lambda_{max}^2 \cdot p}{1 + 2 \cdot \lambda_{max} \cdot p} \cdot \frac{C_x}{C_z} \right] \quad (4.10)$$

$$\lambda_{max} = \omega_R \cdot R_R / V_{des} = \frac{\pi \cdot D \cdot N}{60 \cdot V_{des}} \quad (4.11)$$

λ_{\max} : Vitesse spécifique maximale pour une vitesse du vent égale à celle du fonctionnement optimale V_{des} .

Le coefficient $C_{p\max}$ symbolise le maximum de puissance apte à être recueillie en présumant un fluide parfait, son calcul suscite une sélection de la finesse du profil à fonctionnement favorable donnée par un rapport de portance et de traînée pouvant atteindre une valeur de $\frac{C_z}{C_x} = 120$ pour C_E variant entre 0,4 et 0,5 s'harmonisant avec les valeurs des éoliennes les plus utilisées. [20]

La puissance à la sortie du rotor est :

$$P_{srot} = \frac{1}{2} \rho \cdot C_p \cdot A \cdot V^3 \quad [19] \quad (4.12)$$

La puissance relative au coefficient maximal est donnée par :

$$P_{r\max} = \frac{1}{2} \rho \cdot C_{p\max} \cdot A \cdot V_{des}^3 \quad [19] \quad (4.13)$$

La puissance nominale du rotor à partir de la vitesse nominale du vent V_n est: [19]

$$P_{nrot} = P_{r\max} \cdot \exp\left[\frac{9}{2}(\ln s)^2\right] \quad (4.14)$$

$$V_n = V_{des} \cdot \exp[3(\ln s)^2] \quad (4.15)$$

IV.5.3. Modèle composant multiplicateur (niveau 2) :

Le rendement du multiplicateur est donné par : [21]

$$\eta_{mr} = 1 - \left[(1 - \pi_{mr}) \left\{ \frac{P_{nrot}}{P_{srot}} + 3 \right\} / 4 \right] \quad (4.16)$$

Avec un facteur d'efficacité du multiplicateur :

$$\pi_{mr} = 0,89.P_{nrot}^{0,012} \quad (4.17)$$

La puissance à la sortie du multiplicateur est :

$$P_{Smr} = \eta_{mr}.P_{srot} \quad (4.18)$$

IV.5.4. Modèle composant génératrice (niveau 2) :

La puissance nominale de la génératrice est [21]:

$$P_{ng} = P_{nrot}.\pi_{mr}.\pi_g.F_{smr} \quad (4.19)$$

Avec un facteur d'efficacité de la génératrice [21]:

$$\pi_g = 0,87.P_{nrot}^{0,014} \quad (4.20)$$

Et un facteur de service du multiplicateur : F_{smr} qui pourrait prendre des différentes valeurs selon les systèmes d'éoliennes :

2 pour SVC
1,75 pour PVC
1,25 pour PVV.

Le rendement de la génératrice est donné par [21]:

$$\eta_g = 1 - \left[(1 - \pi_g) \left[5 \left(\frac{P_{smr}}{P_{ng}} \right)^2 + 1 \right] \left(\frac{P_{ng}}{6P_{smr}} \right) \right] \quad (4.21)$$

IV.5.5. Modèle composant de l'éolienne (niveau 0) :

Le modèle global du calcul de l'énergie produite est réalisé en considérant les trois précédents modèles de composant.

La puissance à la sortie de l'éolienne est [21] :

$$P_1 = C_E.P_{eol} \quad (4.22)$$

Le coefficient d'efficacité de l'éolienne s'écrit [21] :

$$C_E = C_P \cdot \eta_{mr} \cdot \eta_g \quad (4.23)$$

L'énergie électrique produite annuellement par l'éolienne équipée d'un rotor de surface A entre les vitesses de vent de connexion au réseau V_i et de coupure V_f est donc la somme des énergies sur une année réduites du facteur d'efficacité du système :

$$E_{P,A} = \frac{8760 \cdot \rho}{2} \cdot A_r \cdot \sum_{V_i}^{V_f} f(V) \cdot C_E \cdot V^3 \cdot \Delta V \quad [17] \quad (4.24)$$

IV.6. Conclusions :

Les critères de qualification d'une configuration donnée identifiés pendant la phase d'analyse et structuration du problème sont : l'énergie produite par an, le coût et l'indice de qualité du système éolien. La base de modèles nécessaires à l'évaluation de ces critères est basée sur les fonctions structurantes à satisfaire.

Nous avons adapté les modèles utilisés à la formulation par contraintes et nous avons qualifié le modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an en mesurant les quatre paramètres : Parcimonie, d'Exactitude, de Précision et de Spécialisation (PEPS).

Les modèles de coût utilisés dans cette étude ne se sont pas actualisés ni qualifiés. Il faudra pour cela intégrer des nouvelles données du marché éolien et analyser les risques liés aux méthodes d'estimation des coûts utilisés [22].

Chapitre V

Répartition des coûts d'investissement

V.1.Introduction :

Les données indispensables aidant à la prise de décision comme le coût du kWh produit, la quantité d'énergie produite et le coût total actualisé du projet permettent de baptiser la rentabilité du projet.

Après avoir requis un support de références qui incorpore les avis du fabricant et du distributeur en même temps tout en satisfaisant les contraintes liées aux milieux extérieurs (vent et réseau) on joint à ce support les modèles économiques.

Ainsi on touche convenablement au plan économique et fournir aux deux parties intéressées (fabricant et distributeur) les composants fiables garantissant la rentabilité du projet.

V.2. Modèles économiques :

Le maître d'ouvrage en possession des critères de qualification et du prix d'achat d'électricité par le distributeur aura la faculté de se prononcer sur la rentabilité de son projet.

Le distributeur adoptera parmi les projets proposés un coût du KWh inférieur à celui de référence qui est estimé par l'ensemble des dépenses engagé par ce dernier (le distributeur) pour transporter le produit fini par les unités de productions classiques, qui sont encore centralisées dans leurs majorités jusqu'au point commun de connexion.

Ce même distributeur procède au choix d'un projet sous la condition d'avoir un coût d'énergie réduit grâce au déplacement de la production, il doit donc faire une analyse aussi de tous les profits qui peuvent être générés par ce projet :

- Hausse de la capacité de production du réseau,
- Prise de part dans la résolution des contraintes réseau,
- Participation aux services système si le système éolien possède cette fonction.
- Susciter les investissements pour le renforcement du réseau.

Le coût du kWh, le coût total actualisé du projet et la quantité d'énergie produite par an sont les critères pesants pour l'aide à la décision.

Le calcul du coût du kWh produit se base sur deux critères de qualification du projet selon le maître d'ouvrage [8] :

$$C_{KWh} = \frac{C_{TA}}{E_{PA}} \quad (5.1)$$

C_{TA} : coût total actualisé du projet.

E_{PA} : quantité d'énergie produite par an.

Le bénéfice pouvant être réalisé par an est [8] :

$$G = E_{PA} (P_{achat} - C_{KWh}) \quad (5.2)$$

Ainsi s'il y a un bénéfice, il y a lieu de déduire une productivité (efficacité de l'investissement) sous la forme suivante [8] :

$$E_{inv} = \frac{G}{C_{TA}} \quad (5.3)$$

Dans la plupart des applications, le prix d'achat est égal au coût de référence ce qui aide à trouver l'ensemble des solutions acceptables [8] :

$$P_{achat} = C_{ref} \cdot C_{KWh} = \frac{C_{TA}}{C_{PA}} \quad (5.4)$$

V.2.1. Modèles d'estimation du coût total actualisé du projet :

Les informations nécessaires à la prise de décision, sont définies comme suit :

*/ Variables de décision : le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite, le coût total actualisé du projet.

*/ Variables de définition : les paramètres qui définissent l'architecture du système éolien (Pn, Hhub, D, Vdes, p et Type de contrôle).

Le coût total actualisé est calculé par la relation [23] :

$$C_{TA} = a.C_{IT} + C_{AM} \quad (5.5)$$

Ou C_{IT} : coût d'investissement total.

a : Facteur d'actualisation qui a pour valeur :

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (5.6)$$

Ou r : taux d'actualisation.

n : durée de vie économique du projet (généralement 19 ans).

C_{AM} : Coût annuel de maintenance.

Le coût lié à la maintenance C_{AM} est pris égale à 2.5% du coût d'investissement total. [3].

Les coûts liés à l'investissement total sont répartis durant le cycle de vie du système éolien avant la phase de production. Ce coût est défini par le montant du coût du système (une éolienne connectée au réseau), des coûts du chantier et des coûts divers (d'étude...).

Pour définir le problème, il faut engendrer les contraintes liées à ces trois coûts et celles liées à la quantité d'énergie produite pour entamer la phase de résolution.

Pour avoir en conséquence les contraintes liées à la quantité d'énergie produite et au coût de l'éolienne, nous avons la figure montrant l'organigramme technique pour un système 'stall'.

Sur cet organigramme, on retrouve les variables qui interviennent dans le modèle de calcul de la quantité d'énergie produite. Dans ces contraintes, le site est caractérisé par les paramètres de Weibull k et c , un paramètre de la loi de puissance α considéré constant et la vitesse maximale V_{max} . Les paramètres k , c et α sont utilisés pour calculer l'énergie produite par an, tandis que V_{max} intervient dans le dimensionnement de certains constituants du système.

Le nombre de pales, le diamètre du rotor, la hauteur du moyeu, la puissance nominale, la vitesse de fonctionnement optimale, le coefficient efficacité et le type de contrôle) sont les paramètres principaux définissant la conception du système éolien.

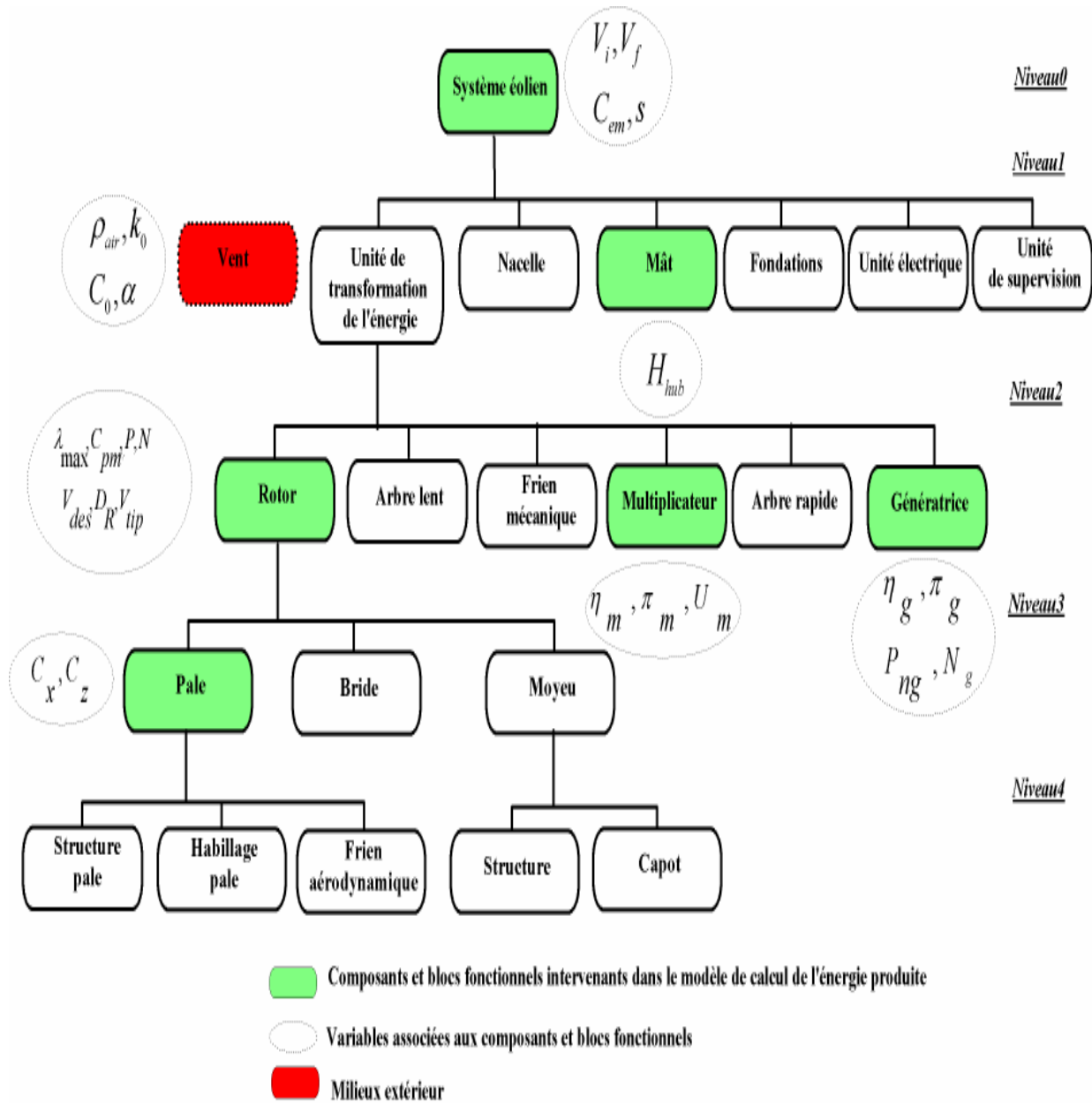


Figure V.1. Exemple d'organigramme technique, milieu extérieur pertinent et variables associées [19].

V.2.2. Modèles d'estimation du coût investissement total du projet :

Pour calculer le coût d'investissement total, nous faisons appel à l'analyse organisationnelle. Les coûts liés à l'investissement total sont répartis tout au long des phases du projet éolien avant la phase d'exploitation. La Figure (II.6) du chapitre II représente un organigramme de tâches d'un projet éolien sur lequel on identifie les différents coûts pris en compte le long du projet éolien.

Le coût d'investissement total passe dans son traitement par l'analyse organisationnelle en détaillant tous les coûts inventoriés durant toutes les phases du projet qui précèdent la phase d'exploitation.

Le projet éolien est caractérisé par deux phases, ou la première compte trois étapes comme déjà vues auparavant et qui sont :

- Etudes de faisabilité.
- Conception préliminaire.
- Conception détaillée.

La seconde est caractérisée par les étapes suivantes :

- Construction.
- Mise en route.
- Exploitation.

Où la première traite la répartition des coûts dus aux études, au financement, au choix du terrain et aménagement du site, à l'assurance et enfin au système éolien.

La seconde pour la répartition des coûts liés au transport, à l'implantation et la mise en route.

En terme exact c'est une identification des coûts engagés lors d'un projet éolien.

Le coût d'investissement est la somme des coûts identifiés qui sont tous des paramètres en fonction du diamètre D du système éolien. [17]

$$C_{I.T} = C_{Etude} + C_{TS} + C_{A.S} + C_{S.Eol} + C_{I.Mer} + C_{Cif} + C_{Trsp} \quad (5.7)$$

$C_{I.T}$: Le coût d'investissement total.

C_{Etude} : Le coût des études.

$C_{T.S}$: Le coût du terrain et d'aménagement du site.

C_{AS} : Le coût de l'assurance.

$C_{S.Eol}$: Le coût du système éolien.

$C_{I.Mer}$: Le coût d'implantation et de mise en route.

Répartition des coûts d'investissement

Chapitre V

C_{Cif} : Le coût de financement.

C_{Trsp} : Le coût du transport.

V.2.2.1 Coûts des études :

Ce sont les coûts d'étude engineering : l'étude de faisabilité, le planning, l'architecture du site, l'étude du potentiel éolien et l'optimisation de l'implantation de l'éolienne (ou du parc éolien) sur le site, les frais de déplacement, et les frais imprévisibles.[17]

$$C_{Etude} = 442.D^{\frac{1}{2}} + 823 \quad (5.8)$$

V.2.2.2 Coûts du terrain et aménagement du site :

Il y a des coûts liés aux travaux comme la plate forme, son accès ainsi que d'autres coûts généraux (éclairage...).[17]

$$C_{T.S} = 637.D^{0,79} + 673 \quad (5.9)$$

V.2.2.3 Coût d'assurance :

Les coûts d'assurance doivent envelopper les frais de la responsabilité civile, les dommages matériels, les équipements défectueux et l'interruption momentanée ou durable des travaux.[17]

$$C_{AS} = 25.D^{1,35} - 250. \quad (5.10)$$

V.2.2.4 Coût d'implantation et de mise en route :

Le coût pour bâtir des éoliennes compte les frais de la main d'oeuvre et la détention de grues, des engins de chantier lourds, de treuils spéciaux et de mâts de manutention.[17]

$$C_{IMer} = 11,5.D^{1,88} - 582. \quad (5.11)$$

Répartition des coûts d'investissement

Chapitre V

V.2.2.5 Coûts de financement :

Parmi les frais engagés il y a ceux liés à la sollicitation des investisseurs, leur incitation et la requête des fonds.[8]

$$C_{Cif} = 0,41.D^{2,39} + 580 \quad (5.12)$$

V.2.2.6 Coût du transport :

En général, le coût du transport est fonction de la distance, du volume et du poids de l'ensemble des composants et équipements :[8]

$$C_{Trsp} = 0,34.D^{2,8} + 854. \quad (5.13)$$

V.2.2.7 Coût du système éolien :

Le modèle du coût du système éolien s'oppose généralement à de sérieuses difficultés, car ces systèmes utilisent des technologies et des concepts différents. La variabilité de ces choix, les interactions entre les différents paramètres du problème et des avis à prendre en considération compliquera d'avantage la définition de l'éolienne adaptée au site [27].

En réalité, les retombées d'un choix sont souvent difficiles à anticiper et à quantifier.

Ces difficultés peuvent conduire au mauvais choix de machine standard et conduisent à faire abstraction du gain qui pourra être garanti par une définition adaptée au site.

L'outil actuel prend en considération les systèmes SVC , PVC et PVV et le modèle proposé couvre les perspectives de conception et de fabrication de ces systèmes. Le coût de l'éolienne est calculé à partir des modèles de masses établis en utilisant des règles d'estimations d'ingénierie issues des règles de dimensionnement [21, 22]. C'est le cas du rotor, de la transmission, de la nacelle et de la tour. Pour la génératrice et l'équipement électriques associés, le coût est lié à la puissance nominale. L'ensemble des modèles sont pondérés (coûts spécifiques) pour retrouver les coûts du marché éolien [3].

Pour mettre en valeur le principe des modèles de masses, on considère comme exemple à présenter le modèle de la masse de la structure de la pale [M_p].

Le dimensionnement de ce composant est effectué en considérant les efforts de fatigue créés par les rafales du vent. Sa masse est calculée par la relation ci-dessous:

$$M_p = F_{Fol} \cdot F_{CC} \cdot F_{Cr} \cdot \rho \cdot V_{des}^2 \cdot \lambda_{max}^2 \cdot \left(\frac{1+e_r}{e_r} \right) \cdot \left(\frac{\rho_{SP}}{\sigma_{SP}} \right) \cdot P \cdot \left(\frac{D}{2} \right)^3. \quad [3] \quad (5.14)$$

F_{Fol} : Facteur universel de Follings.

ρ : Masse volumique de l'air (kg/m³).

V_{des} : Vitesse optimale de fonctionnement (m/s).

Répartition des coûts d'investissement

Chapitre V

V.3.Conclusions :

Ce document met à la disposition des différents acteurs dans le domaine éolien un outil d'aide à la décision qui tient compte des phénomènes physiques intervenants réellement dans le fonctionnement des systèmes éoliens.

Cet outil intègre des connaissances d'ingénieries (techniques, financières et environnementales).

Il génère ainsi des solutions et opèrent automatiquement le choix de l'architecture (le dimensionnement, le choix des composants) ou le calcul des coûts liés à un projet éolien (coût du kWh produit, d'investissement, etc.). Cet outil montre l'intérêt de l'intégration des spécificités du site d'implantation dans le processus de prise de décision. Cet intérêt est montré au travers de différentes applications. Les gains obtenus sur le coût du kWh sont importants pour les sites et la plupart des paramètres de définition influencent fortement ce coût. L'outil a également montré la possibilité d'adapter les choix technologiques au contexte du site.

Notre démarche a montré sa capacité à mettre en oeuvre la modélisation par contraintes et permet de produire une expertise destinée aux différents acteurs au travers d'une application.

Chapitre VI

Production éolienne et le réseau de distribution

VI.1. Prise en compte de la liaison au réseau :

La prise en compte de la liaison entre le système éolien et le réseau (milieu extérieur) par des interactions traite la fonction structurante FC2 qui est une fonction contrainte directement liée au réseau, cette prise en compte exige la définition et l'identification des critères de qualification, des variables de conception et des modèles liés à la fonction structurante FC2.

Il s'agit d'analyser le milieu extérieur réseau, les flux fonctionnels en jeu ainsi que les éléments d'interaction évoqués précédemment en étudiant l'approche fonctionnelle pour fixer les buts de modélisation.

Les modèles de composant réseau et de composant unité électrique puis le modèle d'interaction système éolien/réseau sont associés après validation pour qualifier des scénarios d'approvisionnement en énergie électrique dans une région donnée.

Le résultat espéré est la formulation d'une base de modèles de composants réseau et du système éolien adapté ainsi que le modèle d'interaction système éolien/réseau.

Les avis du fabricant et du distributeur collaborent dans une analyse traitant le fonctionnement d'un système éolien et de son raccordement au réseau, qui forment ainsi des modèles produits permettant d'analyser la qualité de la tension du courant produit et de définir les surcoûts afférents.

VI.2. Analyse des flux fonctionnels (Niveau 0) :

Les réseaux électriques se décomposent en trois sous systèmes: les réseaux d'interconnexion à THT (400 kV, 225kV) qui relie les grands moyens de production, les réseaux de transport et de transmission (60 à 150 kV) qui ont pour rôle de transporter et de répartir l'énergie électrique, et les réseaux de distribution (de 20 kV à 400 V) qui fractionne l'énergie électrique et l'achemine vers les consommateurs [41].

Les réseaux de distribution et les réseaux de transmission sont découplés par le biais d'un transformateur (MT/BT) réglable afin de ne pas transmettre les fluctuations de tension d'un réseau à l'autre.

Une structure de réseau électrique est présentée dans la figure (VI.1)

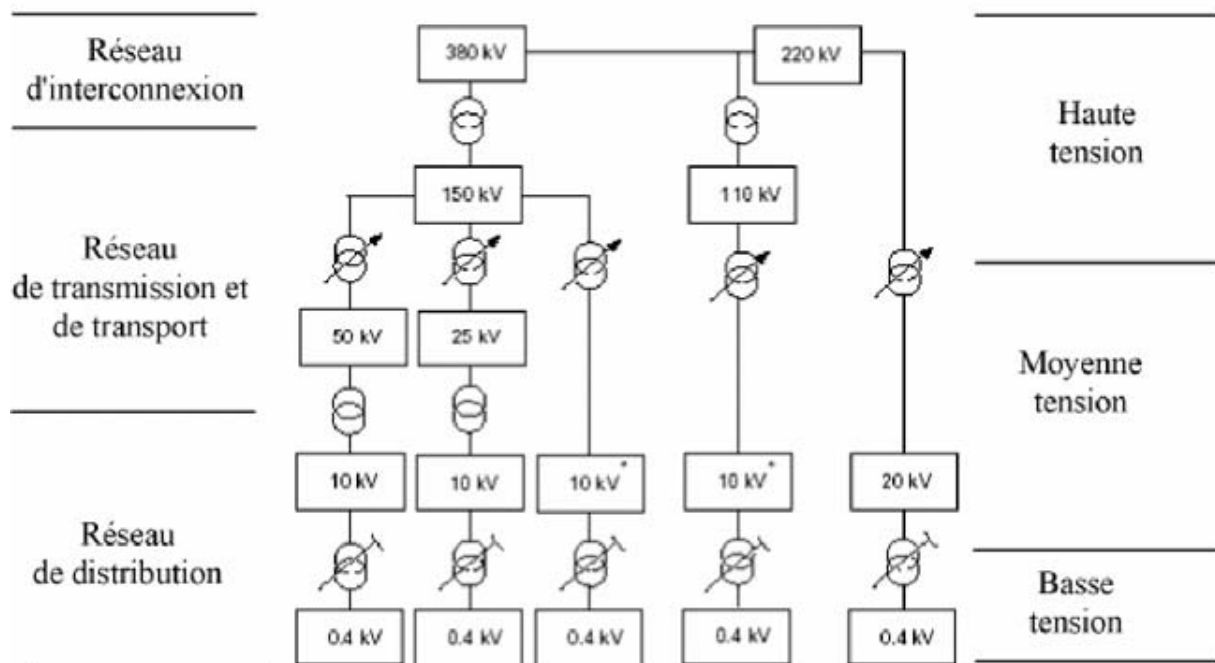


Figure VI.1 Exemple d'une structure d'un réseau électrique. [8]

La fonction contrainte FC2 limite le taux de pénétration de la production éolienne dans les réseaux de distribution. Le respect de cette contrainte dépend à la fois des caractéristiques, du système éolien, du site et du réseau électrique. Cette fonction contrainte est essentiellement liée à la qualité de l'énergie dans le noeud de connexion et dans son voisinage [42].

La notion de qualité de l'énergie électrique est attachée au niveau de satisfaction de l'utilisateur, elle est mesurée en terme de viabilité et de qualité de la tension [41].

Les principales perturbations dues à l'intégration des systèmes éoliens dans les réseaux de distribution sont essentiellement [42] [43] [44]:

- Des variations de l'amplitude de tension, ces variations étant de deux types : les variations lentes et les variations rapides connues sous le nom de Flickers,
- Des harmoniques et interharmoniques.

Les charges connectées au réseau imposent des contraintes à la connexion au réseau.

Le respect de la norme est nécessaire pour les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public de distribution MT ou BT.

Pour augmenter le taux de pénétration de la production éolienne, des technologies et des concepts différents peuvent être utilisés selon le composant contrôlé. [4]

La Figure (VI. 2) récapitule, d'après la loi d'intégralité des parties, les composants contrôlables ainsi, on peut contrôler l'éolienne, le réseau ou la charge. [8]

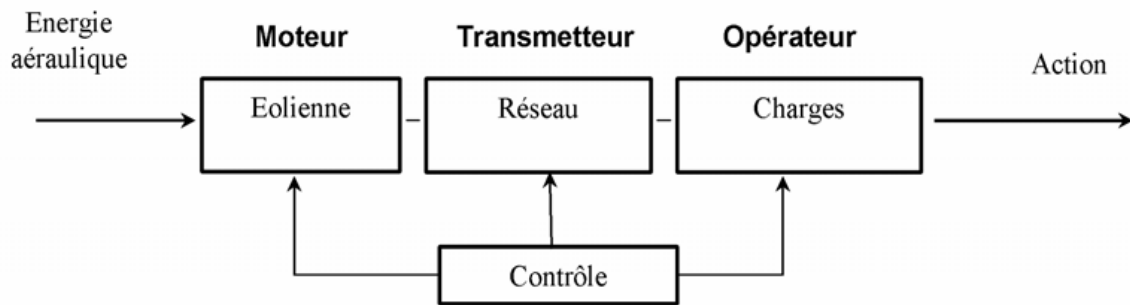


Figure VI.2. Possibilités de contrôle du flux d'énergie électrique (niveau 0)

VI.3.1. Le composant contrôlé est l'éolienne (solutions internes) : [8]

*/ Contrôle de la puissance active ou de la puissance réactive :

L'emplacement des unités en contact directement avec un dispositif de contrôle du système éolien permet le contrôle de la tension au niveau des nœuds de connexion dans le but de conformer la puissance produite aux fluctuations de la charge, ce qui aidera à affaiblir les variations lentes de cette tension.

*/ Intégration d'un système de stockage de l'énergie électrique :

L'affaiblissement des flickers nécessite une régulation rapide et une faible quantité d'énergie. Pour le maintien de la tension sur un intervalle de 10 minutes, la régulation est plutôt lente et la quantité d'énergie appelée peut être très grande. [8]

VI.3.2. Le composant contrôlé est le réseau (solutions externes) :

*/ Injection de la puissance réactive :

L'injection de la puissance réactive est réalisée par le moyen des bancs de condensateurs ou à l'aide des compensateurs rotatifs.

Les bancs de condensateurs aident à la stabilité de l'amplitude de tension seulement ; tandis que les compensateurs rotatifs participeront aussi à l'affaiblissement du phénomène de flickers si la régulation mise en place est rapide.

Cette injection est indispensable pour maintenir la stabilité de l'amplitude de la tension et pour réduire les pertes par effet joule dans les câbles ce qui permet à augmenter la quantité de la puissance active qui peut transiter pour un même échauffement. [8]

***/ Renforcement du réseau :**

La puissance générée en plus surtout dans les périodes à faibles charges est transitée vers un autre réseau. [8].

***/ Réglage du transformateur du poste source :**

VI.3.3. Le composant contrôlé est la charge (solutions externes) : [8]

La possibilité de l'adaptation de cette charge aux fluctuations de la production du système éolien réside dans la disponibilité des charges réglables ce qui permet de maintenir l'amplitude de la tension.

Cette solution comme d'autres d'ailleurs entraîne des coûts supplémentaires pouvant mettre en cause la rentabilité du projet [4]. En principe les coûts supplémentaires liés à la solution adoptée sont répercutés au maître d'ouvrage. Celui-ci doit, donc, analyser les coûts supplémentaires par rapport au retour qu'il en attend. Une étude technico-économique est indispensable pour le choix de la solution optimale et pour prédire son impact sur la rentabilité du projet [45], [46].

VI.4. Objectifs de modélisation :

Nous cherchons, en premier lieu, à déterminer le taux maximal de pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution donné et à déterminer la perturbation qui dimensionne un réseau de distribution.

En deuxième lieu, nous examinons les solutions pour l'amélioration de l'intégration de la production décentralisée à base de systèmes éoliens, et nous étudions deux concepts de solution différents, pour montrer les possibilités du choix offert par notre outil d'aide à la décision. Nous nous intéressons en particulier à la comparaison d'un système qui utilise une éolienne à vitesse variable avec un système qui utilise une éolienne à vitesse constante et un système de stockage inertiel.

Pour cela on considère uniquement les variations lentes, l'amplitude de la tension et le phénomène de Flickers.

VI.5. Pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution :

VI.5.1. Les critères de qualification de la fonction FC2 :

La courbe (VI.3) montre la variation maximale permise de l'amplitude de tension en fonction de la fréquence de la fluctuation.

La partie (1) de la courbe de variation de la tension précise que les variations lentes de la tension sont acceptables si elles sont inférieures à 3 % de la tension nominale du réseau. Pour des raisons de sécurité, certaines directives précisent que les variations lentes de la tension sont acceptables si elles sont inférieures à 2.5% de la tension nominale du réseau [43], [42].

$$|\Delta U(\%)| \leq 2,5 \tag{6.1}$$

La partie (2) de la courbe montre la limite acceptable du phénomène de flickers. Cette limite peut être traduite par la contrainte suivante :

$$|\Delta U(\%)| \leq 0,628.F^{-0,3}. \tag{6.2}$$

NORME IEC 868

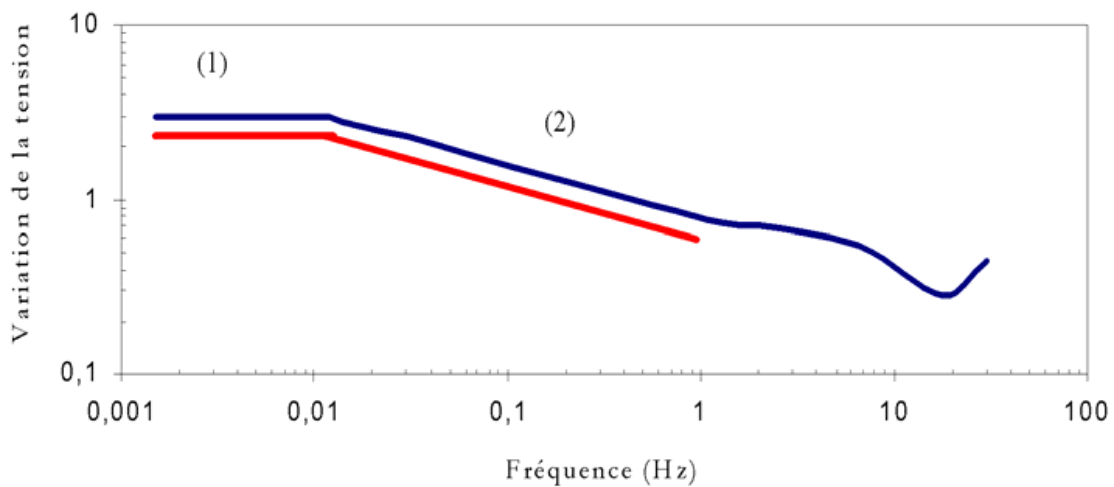


Figure VI.3: Courbe de variation de la tension. [8]

VI.5.2. Analyse des flux physiques mis en jeux (niveau 2) :

Après l'utilisation assez large de l'alternateur synchrone pour les moyens traditionnels de production d'énergie électrique, le relais est transmis à la génératrice asynchrone à cage d'écuréuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des réalisations utilisant la machine asynchrone fonctionnent en moteur, mais 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. La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée sur la Figure (VI.4). [39].

L'assurance d'un fonctionnement stable du dispositif, la génératrice doit maintenir une vitesse de rotation proche du synchronisme (point $g=0$), dans le cas de la caractéristique couple/vitesse.

La vitesse de la génératrice devra être comprise entre 1500 et 1600 trs/min.

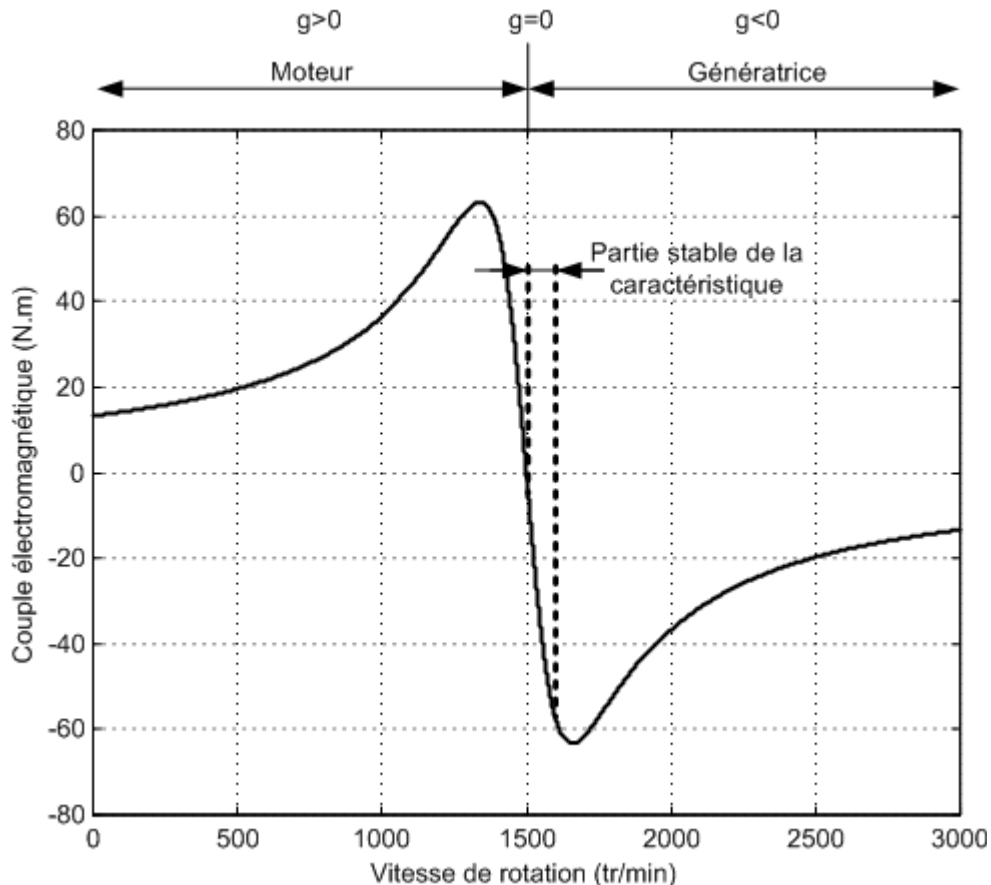


Figure VI.4. Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles. [30]

Le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau (Figure VI.5).

La machine a un nombre de paire de pôles fixe et doit donc fonctionner sur une plage de vitesse très limitée (glissement inférieur à 2%). La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs. La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau et pas de contacts glissants) permet de limiter la maintenance sur la machine.

Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau. Celui-ci peut-être toutefois amélioré par l'adjonction de capacités représentées sur la Figure (VI.5) qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne.

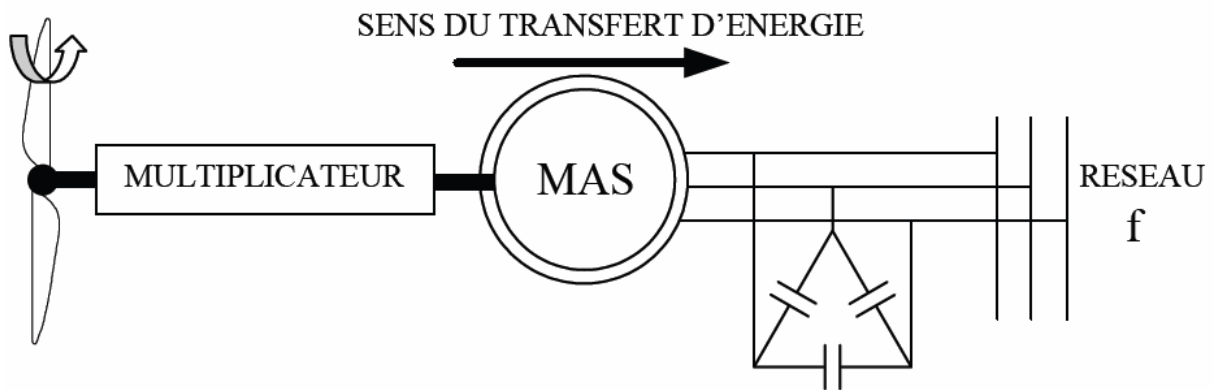


Figure VI.5. Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau

L'unité électrique qui comprend la génératrice, les câbles et l'électronique de puissance permet la connexion au réseau. Le contrôle de la connexion est réalisé au niveau de la génératrice (convertisseur côté génératrice) et de l'électronique de puissance côté réseau dans le cas d'un système à vitesse variable. Dans le cas d'un système à vitesse constante, il est réalisé au niveau des bancs de condensateurs.

Le contrôle permet de régler la variation de la tension au point de connexion (Figure VI.6).

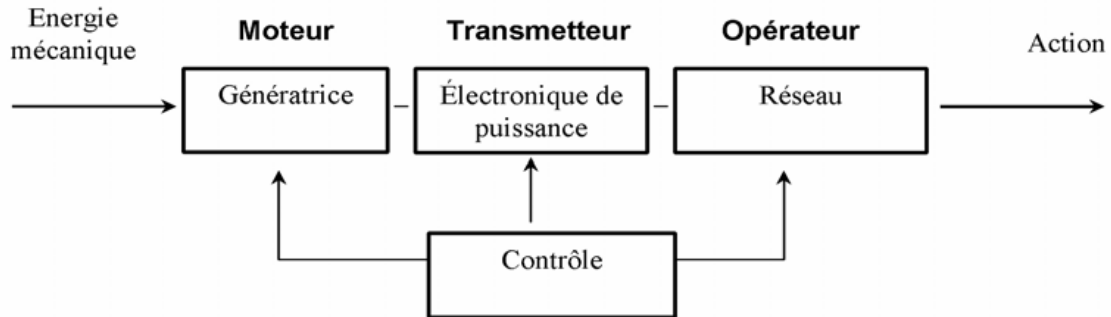


Figure VI.6. Analyse des flux fonctionnels:flux d'énergie électrique (niveau 2).

L'écriture nécessaire des différents modèles existants permet la réalisation du modèle global assurant le calcul du taux de pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution.

VI.5.3. Modèle composant du réseau :

La variation de tension causée par la connexion d'un système éolien est calculée par différentes approches : déterministe (laquelle on utilise), temporelle et probabiliste [43].

On utilise le modèle du réseau représenté dans la Figure (VI. 7).

U_1 est la tension de bus infini, U_2 la tension au point de connexion, et Z est l'impédance équivalente du réseau au point de connexion.

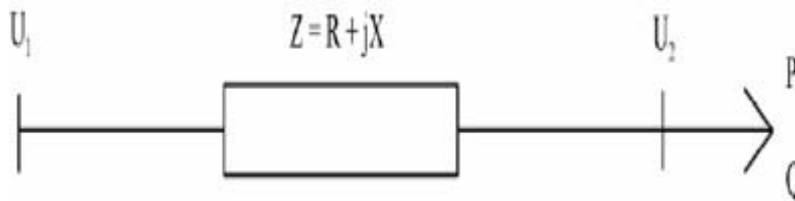


Figure VI.7. Modèle du réseau.

La puissance de court-circuit du réseau en un point spécifique est :

$$S_{cc} = \frac{U_1^2}{Z} = \frac{U_1^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (6.3)$$

R et X sont respectivement la résistance et la réactance du réseau au point de connexion.

L'invariabilité de la tension, rend la puissance du court-circuit constante si l'impédance est constante.

Il faut néanmoins préciser qu'une valeur donnée de S_{cc} peut être obtenue pour différentes valeurs du rapport X/R. Ce rapport varie en fonction du niveau de la tension, de la configuration du réseau, du type de lignes et de leurs géométries [47].

Tout point du réseau est faible s'il est isolé ou loin des unités de production conventionnelles, l'estimation de cette faiblesse consiste à l'utilisation de la puissance de court-circuit pour le point considéré, qui dépend du nombre et des caractéristiques d'unités de génération alimentant le réseau aussi bien que de l'impédance équivalente (impédances des lignes et impédances des transformateurs) à partir des unités de génération conventionnelles jusqu'au point d'étude (point de connexion).

Selon la valeur de la puissance de court-circuit, les réseaux sont considérés faible ou fort. Plus le réseau est faible, plus il est affecté par les perturbations qui proviennent des nouveaux éléments incorporés (charges ou systèmes de production décentralisée). Plus la valeur de la puissance de court-circuit est faible, plus le réseau est faible. Lorsque la puissance de court-circuit est suffisamment élevée on considère que la qualité de l'énergie électrique dans le réseau n'est pas affectée par des nouvelles installations. Dans ce cas on dit que le réseau est fort en ce point [48].

VI.5.4 Modèle d'interaction de l'unité électrique avec le réseau :

La faiblesse du point de connexion vu coté réseau seulement est caractérisée par la puissance de court-circuit.

Le taux de pénétration (le rapport entre la puissance de court-circuit du réseau sur la puissance nominale du système éolien) est le paramètre caractérisant la faiblesse du point de connexion d'un système éolien à connecter.

$$S_{PT} = \frac{P_n}{S_{CC}} \quad (6.4)$$

Ce paramètre caractérisant (S_{PT}) jouera le rôle du critère de qualification du site étudié et non pas du système éolien. Ce critère est primordial dans l'étude des procédés d'approvisionnement en énergie éolienne dans une région donnée.

Bien que l'étude précise de chaque cas particulier mène à différentes valeurs minimales appropriées pour le paramètre (S_{PT}), on considère que le réseau est susceptible d'être faible pour une connexion donnée si le paramètre S_{PT} est inférieur à 20 [48].

Le modèle utilisé pour calculer la variation de la tension ne prend pas en compte l'influence de la variation de la demande dans le réseau électrique. Le diagramme vectoriel qui correspond au modèle de la Figure (VI.8) est :

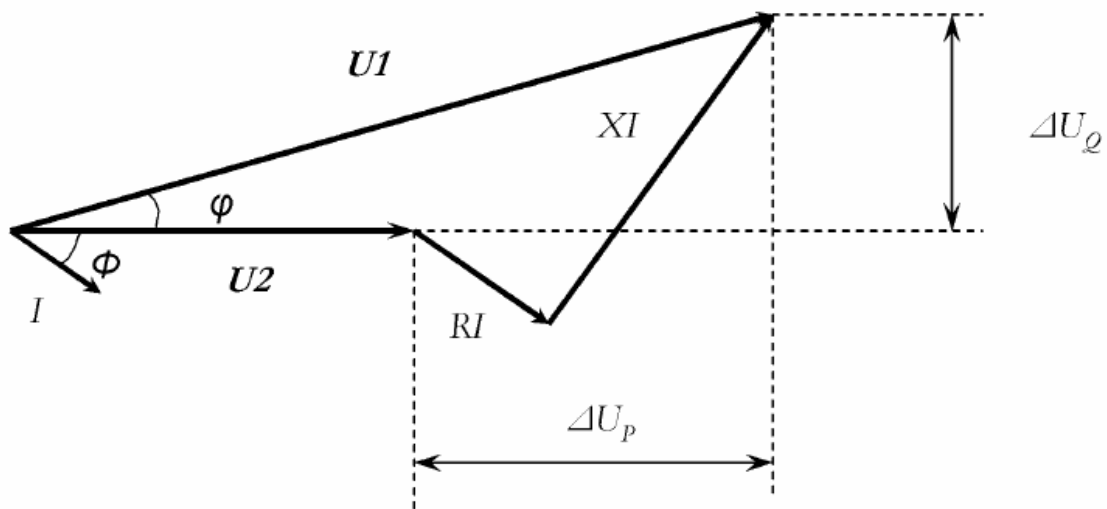


Figure VI.8.Diagramme vectoriel

On a sur ce diagramme :

$$U_1^2 = (U_2 + \Delta U_p)^2 + \Delta U_q^2. \tag{6.5}$$

Donc,

$$U_1^2 = (U_2 + RI \cos \phi + XI \sin \phi)^2 + (XI \cos \phi - RI \sin \phi)^2 \tag{6.6}$$

$$U_1^2 = \left(U_2 + \frac{RP}{U_2} + \frac{XQ}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{XP}{U_2} - \frac{RQ}{U_2} \right)^2$$

La tension au point de connexion d'un système éolien est donc :

$$U_2 = \sqrt{\frac{U_1^2}{2} - (RP + XQ) + \sqrt{\left[\frac{U_1^2}{2} - (RP + XQ) \right]^2 - (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2)}}$$

La variation de la tension est :

$$\Delta U (\%) = 100 \left| \frac{U_1 - U_2}{U_1} \right|$$

Par convention la puissance active P est considérée positive car elle est produite, la puissance réactive Q est considérée négative car elle est consommée.

La puissance active produite par une éolienne est calculée à l'aide de modèles qui supposent que les pertes dans les câbles et dans l'électronique de puissance sont négligeables.

Le rendement global de l'unité électrique est égal à celui de la génératrice.

Pour calculer la variation de la tension créée par la connexion d'un système éolien en utilisant la relation précédente, il faut déterminer la relation entre la puissance active générée et la puissance réactive consommée par le système (modèle composant de l'unité électrique).[8]

VI.5.5 Modèles composants de l'unité électrique :

Pour un système à vitesse constante, le circuit équivalent de l'unité électrique est représenté dans la figure, Rs et Rr sont respectivement les résistances du rotor et du stator, Xs et Xr sont leurs réactances, Xm est la réactance magnétisante. La machine asynchrone est considérée saturée (Xm est constante) et on admet l'existence d'une réactance -jXc qui correspond aux bancs de condensateurs.

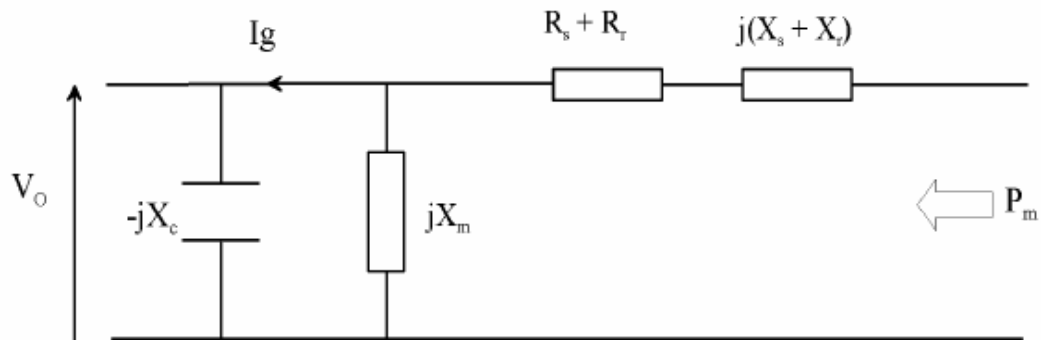


Figure VI.9. Circuit équivalent de la génératrice d'un système à vitesse constante [8]

Le transfert de la réactance magnétisante X_m vers l'amont depuis l'aval de l'impédance du stator, donne un circuit équivalent simplifié. La chute de tension dans l'impédance du stator provoquée par le passage du courant I_g doit être faible devant la tension V_o ce qui rend ce transfert valable et assurant un fonctionnement à fréquence et tension nominales ou le glissement est faible [49].

La puissance réactive consommée par la machine en considérant la réactance magnétisante des condensateurs est donnée par :

$$Q = V_o^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X_\epsilon \frac{V_o^2 + 2 R_\epsilon P_m}{2 (R_\epsilon^2 + X_\epsilon^2)} - X_\epsilon \frac{\sqrt{(V_o^2 + 2 R_\epsilon P_m)^2 - 4 P_m^2 (R_\epsilon^2 + X_\epsilon^2)}}{2 (R_\epsilon^2 + X_\epsilon^2)}$$

$$R_\epsilon = R_s + R_r$$

$$X_\epsilon = X_s + X_r$$

(6.7)

Cette relation qui formule l'expression de Q traduit les relations entre les caractéristiques de la génératrice et la puissance nominale P_{ng} ce qui est représenté dans le tableau (VI.1)

Nous utilisons la courbe obtenue à l'aide de la relation de Q pour une génératrice de 600kW, totalement compensée ($X_m = X_c$)

Cette courbe est représentée dans la Figure (6.10), les caractéristiques de cette génératrice son données dans le Tableau (VI.1), elles sont issues d'un catalogue du fabricant de génératrice. [8]

P_{ng} [kW]	R_r [Ω]	R_s [Ω]	X_s [Ω]	X_m [Ω]	X_r [Ω]	V_o [V]
600	0,0039	0,0035	0,170	6,63	0,203	690

Tableau VI. 1. Caractéristique d'une génératrice de 600kW pour un glissement nominal.

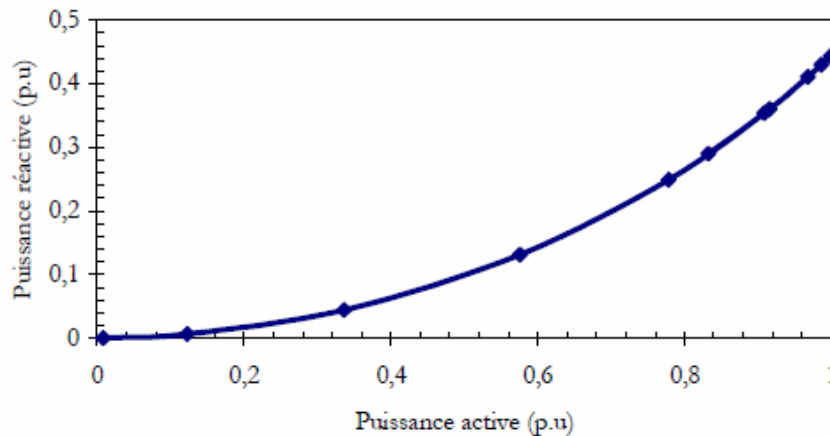


Figure VI.10. Puissance réactive en fonction de la puissance active pour une génératrice de 600kW.[8]

Le calcul de la puissance mécanique disponible à la sortie du multiplicateur de vitesse fait appel au modèle composant multiplicateur représenté par les équations données déjà précédemment lors de l'étude de ce modèle :

$$\eta_{mr} = 1 - \left[(1 - \pi_{mr}) \left\{ \frac{P_{nrot}}{P_{srot}} + 3 \right\} / 4 \right] \quad (6.8)$$

$$P_{Smr} = \eta_{mr} \cdot P_{srot} \quad (6.9)$$

Puisque l'expression de cette puissance dépend de celle du rendement du multiplicateur et de celle de la puissance du rotor, le modèle global dépend aussi des modèles composants du rotor et du vent.

La puissance à la sortie du multiplicateur dépend, donc, de la vitesse du vent et de l'architecture du système éolien.

VI.5.6. Evaluation de la variation lente de la tension :

Les résultats obtenus sont représentés sur la Figure (VI.11) et sur la Figure (VI.12). La figure (VI.11) montre la variation de la tension en pourcent provoquée par la connexion d'une éolienne de 600kW à cinq types de réseaux caractérisés par le rapport X/R.

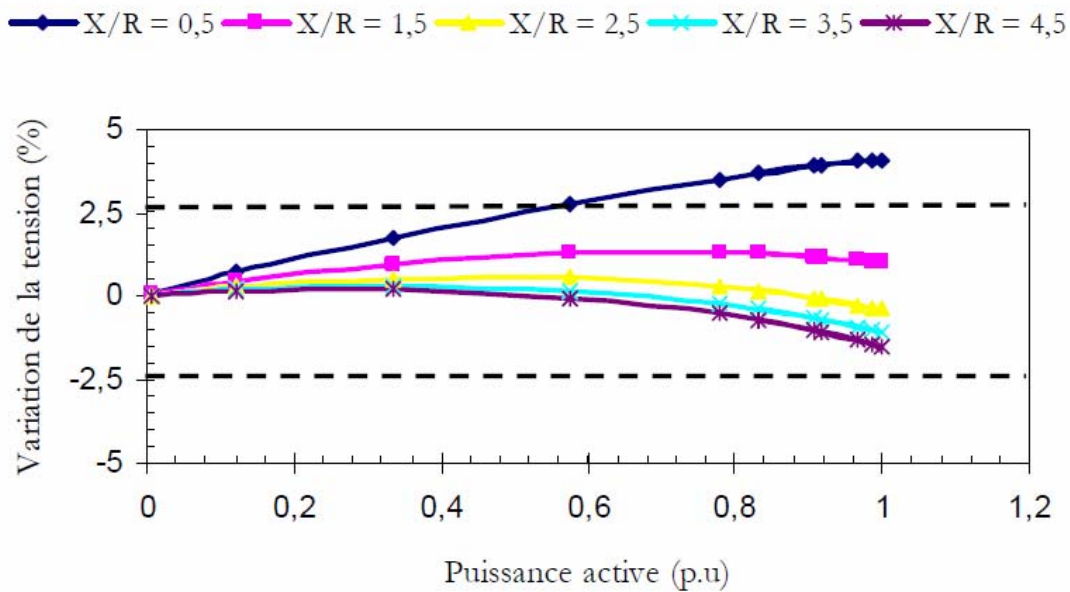


Figure VI.11. Variation de la tension provoquée par la connexion d’une éolienne de 600kW, en fonction du réseau ($U_1=11\text{kV}$, $S_{cc} = 10\text{MVA}$).[8]

On remarque d’après ce résultat que la variation maximale de la tension est très grande par rapport à la limite acceptable (2.5%) pour le rapport $X/R=0.5$; cependant la variation de la tension provoquée est faible pour les rapports entre 1.5 et 4.5. Dans cette application le taux de pénétration choisi est de 6% ($\frac{1}{S_{PT}} = 16.66$), ce taux n’est pas, donc, convenable pour les sites qui ont un $X/R = 0.5$. Les autres réseaux peuvent encore accueillir de la production éolienne jusqu’à une limite donnée.

La Figure (VI.12) montre la variation du taux maximal de pénétration de l’énergie éolienne en fonction du rapport X/R du réseau électrique. Ce résultat montre que le taux maximal de pénétration de l’énergie éolienne est faible dans les réseaux pour lesquels le rapport X/R est faible. Le taux de pénétration est maximal lorsque le rapport $X/R=1.25$.

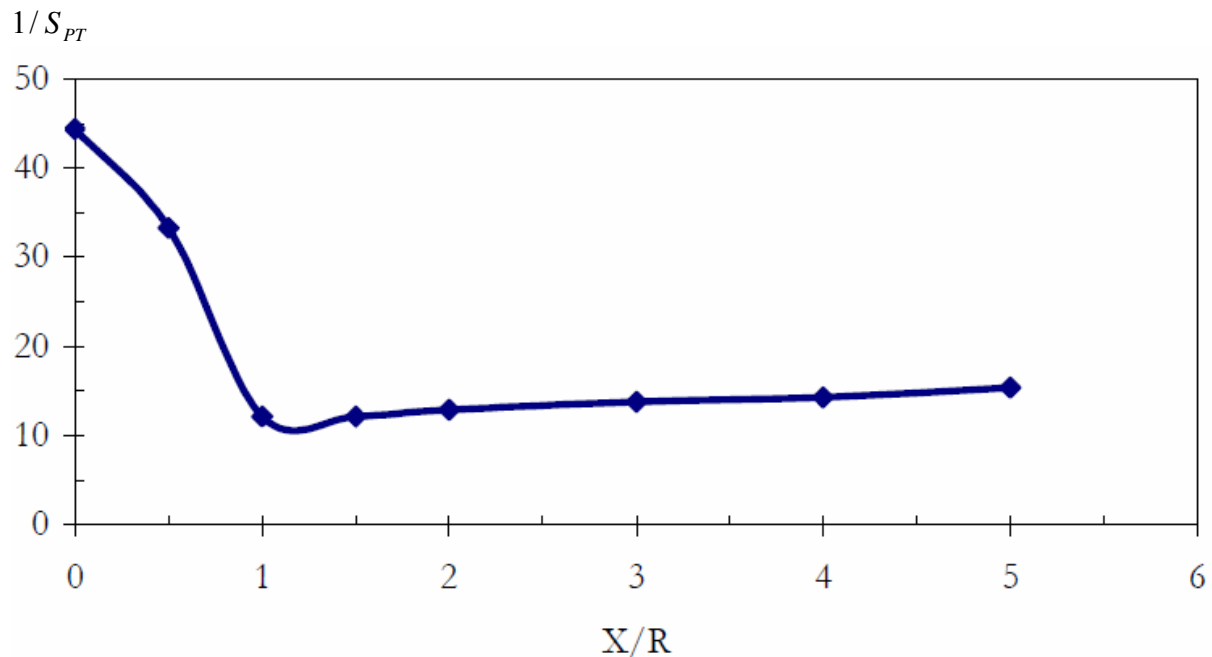


Figure VI.12. Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau ($U_1=11\text{kV}$, $S_{PT} = 10\text{MVA}$) [8].

VI.5.7 Evaluation de la variation rapide de la tension (flickers) :

La raison la plus évidente des variations rapides de puissance observées est l'ombre du mât, la puissance du système diminue chaque fois qu'une pale passe devant la mât, la fréquence de variation est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation selon le nombre de pales (2 ou 3). La deuxième raison qui engendre des variations de même fréquence est l'effet de la couche limite terrestre qui provoque un cisaillement du profil du vent. La troisième cause est la turbulence, c.-à-d. les variations stochastiques du vent, qui sont dues aux rafales.

Une rafale peut durer de une à quelques dizaines de secondes et frappe partiellement le plan de l'éolienne. Une rotation du rotor dure typiquement deux secondes (à 25 t/min). Chaque pale rencontrera alors la même rafale plusieurs fois. C'est la raison pour laquelle également la turbulence est la cause des perturbations avec la fréquence de base de 2 ou 3 fois le nombre de pales ($2p$ ou $3p$) [50].

La mesure indépendante de la contribution de chaque paramètre n'aboutit pas aux résultats voulus. Des études réalisées séparément pour les trois paramètres ont montré que la turbulence est la cause principale des fluctuations de la puissance produite [50].

Dans cette étude, nous supposons que les fluctuations de la puissance de l'éolienne sont dues à l'ombre du mât et que leur amplitude est de 20% de sa puissance nominale [42]. Nous retenons, cependant, que la fréquence des fluctuations est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation selon le modèle du système bipale ou tripale :

$$F = \frac{pN}{60} \quad (6.10)$$

Avec p le nombre de pales et N la vitesse de rotation du rotor.
Le résultat obtenu est représenté dans la Figure (6.13)

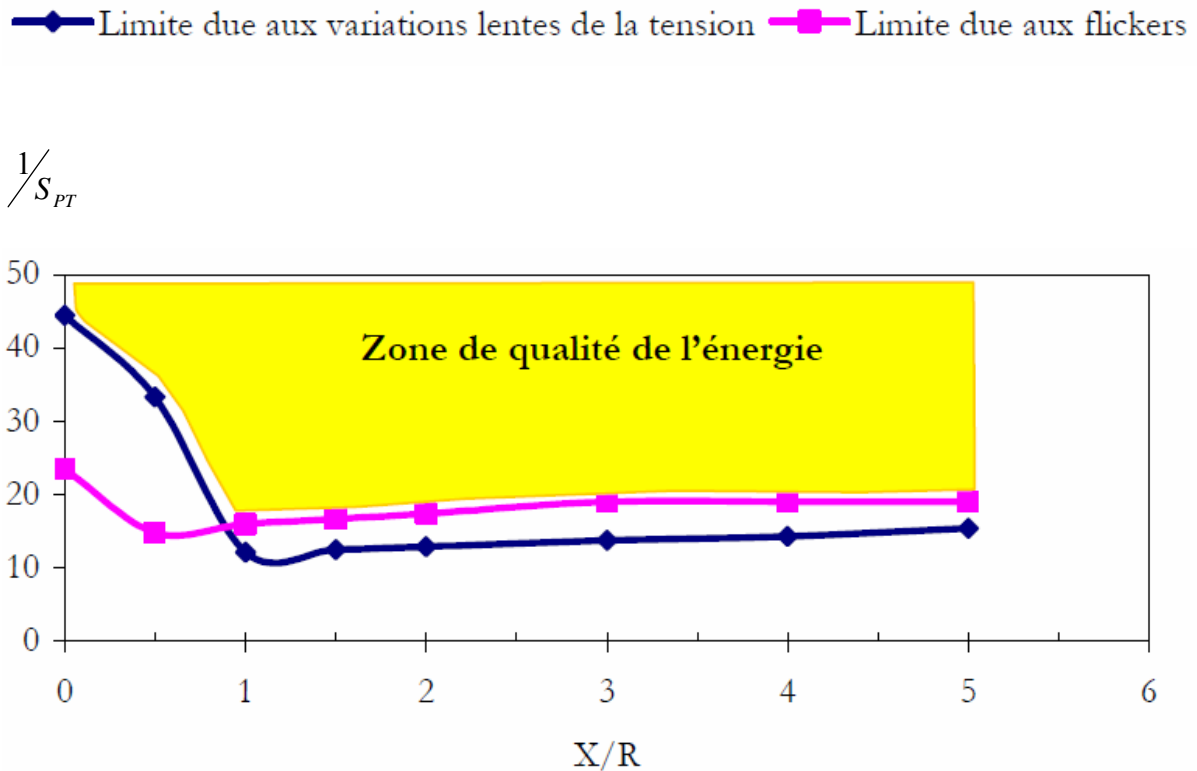


Figure VI.13. Degré maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau. [8].

On remarque que :

*/ Pour les réseaux ayant un rapport X/R faible, ce sont les variations lentes de la tension qui limitent le degré de pénétration de l'énergie éolienne.

*/ Pour les réseaux ayant un rapport X/R grand, c'est le phénomène de flickers qui limite le degré de pénétration de l'énergie éolienne.

Ce résultat s'explique par le fait que, dans le cas des réseaux qui ont un rapport X/R faible, la variation lente de la tension est due essentiellement à la circulation de la puissance active ; contrairement aux réseaux dont le rapport X/R est élevé ou la variation lente de la tension est due à la circulation de la puissance réactive [47].

VI.6.1. Evaluation de l'intérêt du contrôle de la puissance réactive :

Cette évaluation a pour intérêt le réglage de la puissance réactive suite à la prise en compte d'un $\cos\phi = 1$ pour un système à vitesse variable (figI.12), dont on compare le taux de pénétration maximal pour un système éolien à vitesse constante (VI.12).

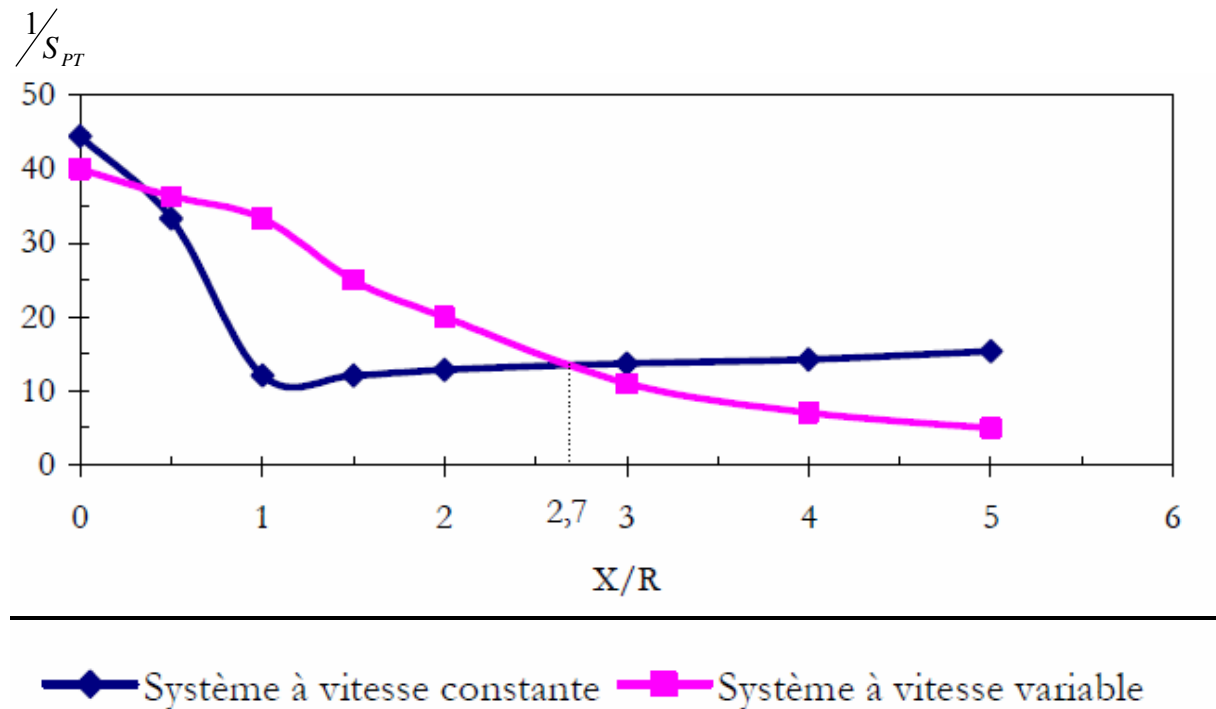


Figure 6.14. Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau : [8].

VII.6.2. Comparaison entre un système à vitesse variable et un système à vitesse constante :

Le contrôle de la puissance réactive permet d'augmenter le taux de pénétration lorsque le rapport X/R est supérieur à 2,7. Lorsque le redresseur est à commutation forcée il est possible de contrôler le $\cos\Phi$ sur une grande plage [42]. Dans ce cas, pour les rapports X/R inférieurs à 2,7, ce paramètre pourra être contrôlé judicieusement pour avoir un taux de pénétration supérieur ou égal à celui d'un système à vitesse constante.

L'utilisation d'un système à vitesse variable permet, aussi, d'atténuer le phénomène de flickers. Cet effet est représenté dans la Figure (VI.15)

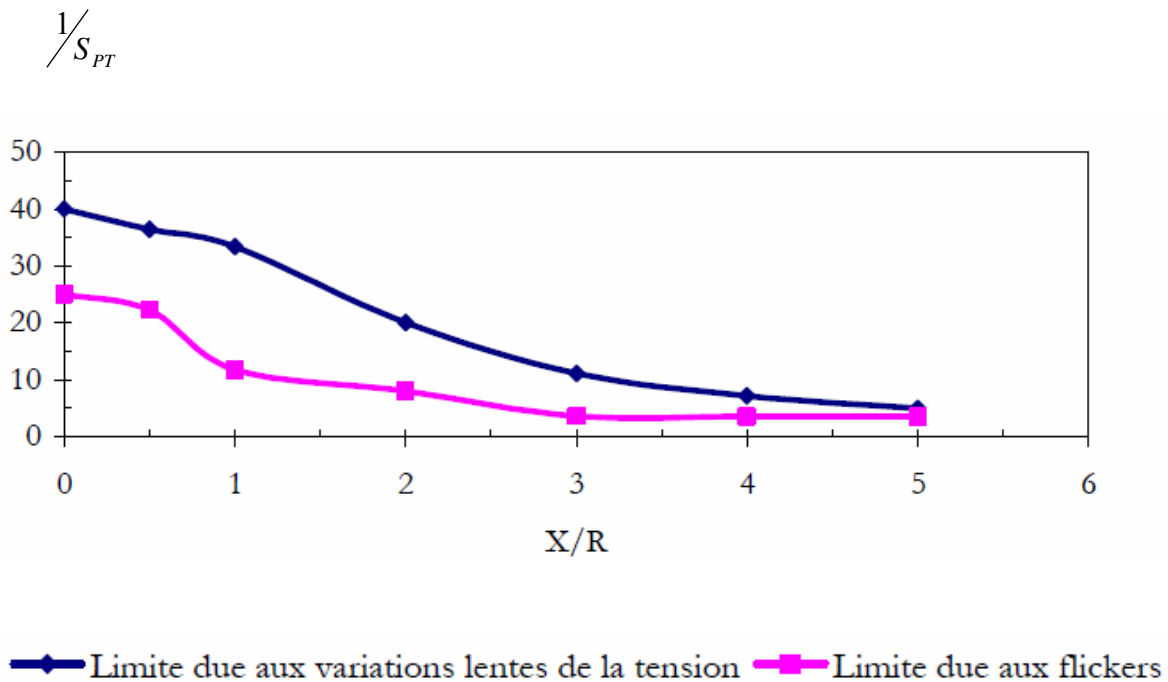


Figure VI. 15. Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau
Système à vitesse variable ($\cos \Phi = 1$) [8].

Pour les réseaux dont le rapport X/R est supérieur à 2,7 le maintien d'un $\cos \Phi = 1$ permet d'augmenter considérablement le taux de pénétration de l'énergie éolienne. Le fait d'avoir $\cos \phi = 1$ pour un système à vitesse constante veut dire que le phénomène de flickers n'est plus un critère de dimensionnement du réseau. (figVI.13)

Pour les réseaux dont le rapport X/R est inférieur à 2,7 le $\cos \phi$ doit être raisonnablement contrôlé. Aussi le contrôle de la puissance donne lieu à des pertes supplémentaires dans le transformateur et dans les câbles de liaison au réseau. [42].

L'augmentation du coût de l'unité électrique est calculée par rapport à un système à vitesse constante de même puissance. Elle concerne, essentiellement, le coût du convertisseur électronique.

VI.7. Conclusions :

C'est une manière de fixer les facteurs qui limitent le degré de pénétration des systèmes éoliens dans une région donnée en fonction de la qualité de l'énergie produite.

Le degré maximal de pénétration dépend à la fois du système éolien, du réseau au point de connexion, et du site d'implantation. Donc un modèle qui permet de prédire le taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne dans un réseau faible est développé. Dans ce modèle, le réseau est défini par sa tension, sa puissance de court circuit, sa résistance et son inductance équivalentes au point de connexion. Le modèle global est constitué des modèles composants du réseau et de l'unité électrique ainsi que les modèles d'interactions de celle-ci avec le multiplicateur et avec le réseau. Le paramètre de décision est le taux de pénétration défini par le rapport de la puissance nominale du système éolien sur la puissance de court circuit au point de connexion.

Nous avons montré, au travers cette étude, que le degré de pénétration est limité par la variation lente de la tension lorsque le rapport X/R est petit, cependant qu'il est limité par le phénomène de Flickers lorsque le rapport est grand.

Il existe trois raisons des variations rapides de puissance qui sont :
La première, l'ombre du mât : la puissance du système diminue chaque fois qu'une pale passe devant la mât, la fréquence de variation est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation selon le nombre de pales (2 ou 3). La deuxième raison qui engendre des variations de même fréquence est l'effet de la couche limite terrestre qui provoque un cisaillement du profil du vent. La troisième cause est la turbulence, c.-à-d. les variations stochastiques du vent, qui sont dues aux rafales.

DISCUSSIONS

Discussions

Nous avons utilisé une démarche structurée de formalisation des modèles en conception préliminaire des systèmes éoliens qui s'appuie sur une vision fonctionnelle et utilise des outils de l'analyse fonctionnelle tels que l'organigramme technique étendu, les blocs diagrammes fonctionnels.

La mesure des quatre paramètres : Parcimonie, d'Exactitude, de Précision et de Spécialisation (PEPS) confère l'aptitude au modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an.

Le système éolien est défini par un ensemble de variables de conception qui déterminent son architecture (D, Vdes, Pn, N, Hhub, type de contrôle, le nombre de pales), le site est caractérisé par les paramètres de Weibull k et c, un paramètre de la loi de puissance a considéré constant et la vitesse maximale Vmax. Les paramètres k, c et V seront utilisés pour calculer l'énergie produite par an, tandis que Vmax intervient dans le dimensionnement et la conception de certains composants du système.

Les gains sont plus importants pour les plans qui concernent les variables de conception continues (D, Vdes, Pn et N) que pour les plans qui concernent les variables de conception discrets (type de contrôle, nombre de pales).

Le développement d'un modèle qui avoisine le point de vue d'un distributeur se basant sur le taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne dans un réseau faible où, le réseau est défini par sa tension (U1), sa puissance de court circuit (Sc), sa résistance (R) et son inductance (X) équivalentes au point de connexion. L'unité électrique est définie à l'aide des données de type catalogue. Le taux de pénétration est défini par le rapport entre la puissance nominale du système éolien et la puissance de court circuit au point de connexion.

La résolution montre, d'une part, que le degré de pénétration de l'énergie éolienne est maximal pour des réseaux qui ont un rapport X/R proche de 1. D'autre part, elle montre que ce degré est faible pour les réseaux qui ont un rapport X/R faible en les comparant avec les réseaux pour lesquels le rapport X/R est grand. Enfin elle montre que le degré de pénétration est limité par la variation lente de la tension lorsque le rapport X/R est petit, cependant qu'il est limité par le phénomène de flickers lorsque le rapport est grand.

Les critères de qualification d'une configuration donnée du point de vue de l'investisseur sont: l'énergie produite par an, le coût total actualisé du projet et le coût du kWh produit par le système éolien.

Le taux de pénétration peut être augmenté considérablement pour les sites dont le rapport X/R est grand en utilisant des systèmes à vitesse variable.

La conception architecturale d'un système éolien constitue une étape complexe du développement d'un tel système, car elle implique :

- a/ une prise de décision dans un environnement où les données du problème sont mal définies ou imprécises,
- b/ un approfondissement de l'espace des solutions qui doit rester aussi large que possible,
- c/ des choix de conception basés sur des variables continues ou discrètes,
- d/ une optimisation multidisciplinaire.

Une approche de la formalisation de modèles proposée dans cette étude est la plus adaptée à la prise de décision en conception architecturale. D'où une étude systématique cherche à atteindre des modèles à la fois parcimonieux et exacts.

La méthode développée repose sur une approche globale basée sur la décomposition fonctionnelle pour conserver une cohérence entre les modèles des différents composants, et l'utilisation de quatre critères de qualification des modèles permettant de s'assurer de leur adéquation avec les objectifs de la conception préliminaire. Les quatre critères de qualification utilisés sont :

- la parcimonie du modèle, traite le problème vis-à-vis le nombre de variables et d'équations qui doit être minimal pouvant décrire correctement le comportement du système.
- l'exactitude du modèle, cotant l'adéquation qui résulte d'une comparaison faite entre les résultats du modèle et des résultats issus d'un modèle de référence.
- la précision du modèle, estimant l'élargissement du domaine de variation de chaque variable, résultant du manque de connaissance ou à une incertitude.
- la spécialisation du modèle, consiste à limiter le domaine d'application du modèle, en fonction de la quantité d'informations introduites dans le modèle.

Les quatre critères retenus sont pertinents de la conception préliminaire dans la mesure où la parcimonie témoigne de la simplicité du modèle, la spécialisation définit l'étendue du domaine d'application du modèle, d'où les limites de l'espace de conception, enfin, l'exactitude et la précision donnent une mesure de la conformité du modèle à la réalité.

Ces critères constituent un procédé de contrôle des modèles jusqu'à atteindre la forme souhaitée.

Conclusions Générales

Conclusions générales

Ce travail a pour objectif de garder au niveau de la décision économique la convenance et la compétence des connaissances physiques et d'ingénierie (incorpore essentiellement des connaissances d'ingénieurs dans le domaine financier et environnemental) et de mettre à la disposition des différents acteurs du domaine éolien un instrument d'aide à la décision qui prend en considération les phénomènes physiques opérants dans le fonctionnement réel des systèmes éoliens.

Ce travail présente, dans le cadre du développement d'un outil d'aide à la conception, une approche d'analyse et structuration d'un problème de conception. Cette approche permet de faire sortir des architectures solutions validées et éléments permettant de poursuivre vers la conception détaillée. Nous avons présenté aussi les outils permettant l'approche physique et l'analyse des flux générés par les fonctions et leur mise en oeuvre à différents niveaux du système. La multiplicité des choix possibles, des interactions entre les différents paramètres du problème et des points de vue à prendre en compte rend la définition des systèmes éoliens compliquée.

Nous proposons une hiérarchie dans la formalisation des modèles en conception préliminaire.

Cette approche s'appuie sur une vision fonctionnelle de la conception du produit. Elle utilise des instruments de l'analyse fonctionnelle: l'organigramme technique étendu et les blocs diagrammes fonctionnels. La démarche proposée permet de réaliser des modèles de produit à plusieurs niveaux systémiques en fonction des niveaux identifiés pour chaque bloc fonctionnel. Les modèles obtenus décrivent le comportement des composants du système et leurs interactions. Ils intègrent les variables juste nécessaires à la qualification des choix de conception : les variables de conception et les variables critères.

La méthode systématique développée permet ainsi de formaliser des modèles adaptés à la conception préliminaire et d'intégrer le calcul le plus tôt possible dans le processus de développement du produit, en cohérence avec l'avancement de la conception.

Notre approche est basée sur l'étude de la finalité et du besoin lié aux modèles en conception préliminaire. Notre travail, en ce qui concerne la qualification de modèles, a montré qu'il peut s'avérer insuffisant de ne considérer que la précision des modèles.

Selon notre travail, la capacité intrinsèque et propre d'un modèle à produire une aide à la décision en conception préliminaire doit être estimée au travers des quatre caractéristiques suivantes : la parcimonie, l'exactitude, la précision et la spécialisation du modèle. Ces quatre critères doivent être estimés simultanément, car ils constituent une caractéristique intrinsèque des modèles que nous avons regroupée sous l'acronyme PEPS.

La qualification des modèles par le PEPS permet une caractérisation exhaustive de la capacité intrinsèque des modèles à produire une aide à la décision. Les quatre paramètres du PEPS sont indissociables.

Le PEPS fournit un moyen d'évaluer la cohérence d'un modèle par rapport aux objectifs liés à la modélisation et présente un critère de comparaison des modèles entre eux en vue de faire un choix adapté aux phases préliminaires du développement de produit. Enfin, le PEPS permet de guider l'adaptation des modèles, lorsque ceux-ci ne conviennent pas.

Les objectifs de conception avant la modélisation peuvent alors guider le concepteur dans le choix des modèles de composant en fonction du besoin en terme de PEPS et par rapport aux variables qu'il a besoin de déterminer ou d'évaluer.

Cette analyse se fait à différents niveaux systémiques et permet de dégager des modèles liés à un niveau de description et associés à des alternatives de solutions possibles qui seront qualifiés par leurs critères de qualification (PEPS).

Cet instrument a montré l'intérêt de l'intégration des spécificités du site d'implantation dans le processus de prise de décision. Il engendre des solutions et participe automatiquement dans le choix de l'architecture (le dimensionnement, le choix des composants) ou le calcul des coûts liés à un projet éolien (coût du kWh produit, d'investissement, etc.).

Les gains obtenus sur le coût du kWh sont importants pour les différents sites et la plupart des paramètres de définition ont une forte empreinte sur ce coût. L'instrument a également montré la possibilité d'adapter les choix technologiques au contexte du site.

Pour le modèle du calcul de la quantité d'énergie produite par le système, il faut introduire d'autres facteurs qui relèvent de la stratégie de contrôle, des aspects planifiés ou non planifiés de la maintenance, et des autres caractéristiques du site comme la turbulence et la distance au réseau,

Pour les coûts du chantier, il y a lieu d'introduire des données et des modèles pertinents de la géographie du site et adéquats qui permettront d'avoir des données plus précises sur les coûts.

La contribution apportée par ce travail dans le domaine de la prise de décision pour un projet éolien, consiste en l'élaboration d'un outil qui argumente toute démarche décisionnelle indispensable pour un modèle adéquat avec ses tendances et ses estimations capable d'être adapté au site proposé, autrement dit c'est esquisser et structurer une base solide et performante pour la construction d'un modèle adapté pour toute prise de décision dans le but de faciliter la résolution d'un problème lié à la prise de décision. Ceci repose sur une modélisation de chaque organe de la structure avec correspondance de modèles équivalents aux différents objectifs, ainsi que l'offre d'une ou de solutions assorties. En définitif, on peut résumer cet apport à une analyse et une structuration menant à la résolution et au traitement du problème par le biais de certaines formulations et qualifications généralisées pour être destinée aux traitements théoriques et à la mise en application réelle en fonction des différentes hypothèses et orientations des projets à édifier.

Références bibliographiques

BIBLIOGRAPHIE

- [1]/ **Abdenour Abdelli**. Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive. Thèse de Doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse.
Thèse préparée au Laboratoire Plasma et Conversion d'Énergie, Unité Mixte CNRS-INPT-UPS N°5213. 2007.
- [2]/ **D.Voivontas, D.Assimacopoulos, A.Mourelatos, J.Corominas**.
« Evaluation of renewable energy potentiel using a GIS decision support system » 1998.
- [3]/ **T.Duvieux**. « Implantation d'un système éolien, optimisation par algorithmes génétiques ».
Thèse de doctorat ENSAM.2000
- [4]/ **J.O.G.Tande**. Exploitation of wind energy resources in proximity to weak electric grids.pp 395-401/2000
- [5]/ **J.F.Courtney** “Decision making and know ledge management in inquiring organisation, toward a new decision making paradigm” 2001.
- [6]/ **J.P.Nadeau** “De l'analyse fonctionnelle à la créativité technique et à l'innovation .» 2003
- [7]/ « Le management de projet- principe et pratique.
Afitep AFNOR 1998.
- [8]/ **A.Arbaoui, J.P.Nadeau, S.Sebastian, L.Bchir, A.Brakez**.
« Aide à la décision pour la définition d'un système éolien adapté à un site donné. Congrès international CPI 22-24 octobre 2003.ENSAM. Maroc.
- [9]/ **C.T.Kiranoudis, N.G.Voros, Z.Maroulis**.
« Short- cut design of wind farms » 2001
- [10]/ **H.A.Simon Haper brothers** “The new science of management decision “
New york 1960.
- [11]/ **L.Zimmer, P.Zablit**. “Global aircraft predesign based on constraint propagation and interval analysis”. Allemagne 2001.
- [12]/ **M.Sallaou, J.Pailhes, J.P.Nadeau**
« Formulation d'une base de connaissances pour l'aide en conception » 4° conférence internationale conception et production intégrée,CPI 2005 , Casablanca Maroc 2005.
- [13]/ **D.Scaravetti**. « Formulation préalable d'un problème de conception, pour l'aide à la décision en conception préliminaire.
Thèse de doctorat, ENSAM 2004.
- [14]/ **X.Ficher, J.P.Nadeau, P.Sebastian**.
« Conception inversée intégrée :Prédimensionnement de produits par satisfaction de contraintes
- [15] / **Adam. Mirecki**. Etude comparative de chaînes de conversion d'énergies dédiées à une éolienne de petite puissance.
Thèse de Doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse.2005.
- [16] / **Mr.Laarej Merad**.Contribution à l'étude d'un système d'aérogénérateur à rendement élevé. Application au site de TLEMCEN.
Thèse de magister. L.M.E.R.2001.
- [17]/ **Abdelaziz Arbaoui**. « Aide à la décision pour la définition d'un système éolien adéquation au site et à un réseau faible. »
Thèse de Doctorat de l'école nationale supérieure d'arts et métiers.
- [18]/ **A.Arbaoui, J.P.Nadeau, P.Sebastian**.
Constraint modeling and decision support for wing energy.
12°seminar on life cycle engineering, CIRP 2005 Grenoble. France.

[19]/ **A.Arbaoui, J.P.Nadeau, P.Sebastian.**

Adéquation site et système éolien. Eléments d'aide à la décision par la modélisation par contraintes.

ENSAM Meknès Ismailia MAROC 2005

[20]/ **Van Kuik G.A.M.**

25 years of wind turbine of technology development.

Conference européenne sur l'énergie du vent.Dublin-Irlande.1997

[21]/ **R. Harrison and G. Jenkins**, "Cost Modelling of Horizontal Axis Wind Turbines", (Phase 2), ETSU W/34/00170/REP, University of Sunderland, 1994.

[22]/ **C. Rush and R. Roy**, "Analysis of Cost Estimating Used Within a Concurrent Engineering Environment Throughout a Product Life Cycle", Department of Enterprise Integration, SIMS, Cranfield University.

[23]/ **G.R.Collecutt, R.G.Flax.**

The economic optimisation of horizontal axis wind turbine design parameters.

Journal of wind and industrial aerodynamics. Pp 87-97,1996

[24]/ **C.G.Justus.**"Vent et performances des éoliennes"

Edition SCM, Paris1980.

[25]/ **D.Feretic, Z.Tomsic, N.Cavlina.** « Feasibility analysis energy utilisation in croatia .Faculty of electrical engineering company, Department of power systems, Unska 3, 1000 Zagreb,Croatia, july 7, 1999.

[26]/ **N.Kasbaoui Merzouk, H.Daaou.**"Atlas énergétique éolien de l'Algérie »
5° séminaire international sur la physique énergétique, Béchar, Novembre 2000.

[27]/ **P. Fuglsang, C. Bak, J.G. Schepers, T.T. Cockerill, P. Claiden, A. Olesen and R. Van Rossen**, "Site-Specific Design Optimisation of Wind Turbines", Wind Energy, Vol. 5, pp. 261 – 279, 2002.

[28]/ **P.W. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi**, "The History and State of Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology", NREL/TP-500-28607, Février 2001.

[29]/ **J. Martin**, "Energies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21.

[30]/ **Frédéric Poitiers.** « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne ».

Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes-2003.

[31]/ **S. Heier**, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.

[32] **J. J. McCarthy, O. F. Cansiani, N. A. Leary, D. J. Dokken, K. S. White**, "Climate change 2001 : Impacts, Adaptation and Vulnerability - Contribution on the working group II to the third assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," Cambridge University Press, Royaume-Uni, 2001, ISBN 0-5210-15006, pp. 1000.

[33]/ **J. C. Duplessy, P. Morel**, Gros temps sur la planète. Editions Odile Jacob, 1990, pp. 338.

[34]/ **Nicolas Fichaux** « Evaluation du potentiel éolien offshore et imagerie satellitale »

Thèse de Doctorat de l'Ecole des Mines de Paris.2003

[35]/ **R. J. Petit**, "Le forage de Vostok (Antarctique)," Lettre PIGB-PMRC [en ligne]. n°10, 2000, www.cnrs.fr/dossiers/dosclim/rechfran/4theme/paleo/vostok.html

[36]/ **J. Chapellaz, J. M. Barnola, D. Raynaud, Y. S. Korotkevitch, C. Lorius**, "Ice record of atmospheric methane over the past 160 000 years," Nature, n°345, pp. 127-31, 1990.

- [37]/ **J. T. Houghton, Y. Ding, D. J. Griggs, M. Noguer, P. J. Vand der Linden, X. Dai, K. Maskell, C. A. Johnson**, "Climate change 2001 : The scientific basis - Contribution on the working group I to the third assessment report of the intergovernmental panel on climate change," Cambridge University Press, Royaume-Uni, 2001, ISBN 0-5210-14956, pp. 892.)
- [38]/ **Philippe Leconte, Marc Rapin et Edmond Szecheny**.
Techniques de l'ingénieur, Traité Génie mécanique. « Eoliennes »
pp. BM 4 640 1- BM 4 640 24.
- [39]/ **J. Ancel**, "Machines Asynchrones, Fonctionnement et Calcul", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique, D 451-9, D3II.
- [40] **P. Berlu**, "Calcul des Efforts Subis par les Eoliennes de Moyenne et Forte Puissance", Thèse de Doctorat, Université des sciences et Technologies de Lille I, 1999.
- [41]/ **M. Crappe**, "Commande et régulation des réseaux électriques" Paris, Hermès science, 2003.
- [42]/ **A. Larson**, "The Power Quality of Wind Turbines" Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology, Sweden, 2000.
- [43]/ **N. G. Boulaxis, S. A. Papathanassiou, M. P. Papadopoulos** "Wind turbine effect on the voltage profile of distribution networks" Renewable Energy 25, pp. 401–415, 2002.
- [44]/ **J.O.G Tande**, "Grid Integration of Wind Farms" Wind Energy.; 6, pp. 281–295, 2003.
- [45]/ **B. Francois**, "Problématiques technico-économiques de l'intégration d'unités de production décentralisée dans un réseau d'énergie" CERE 2003, Sousse, Tunisie, 2003
- [46]/ **B. Francois**, "Participation des éoliennes à la gestion du réseau de moyenne tension : Quelques exemples" Nordic Wind Power Conference NWPC'04, 2004.
- [47]/ **T. Ackermann et al**, "Embedded wind generation in weak grids- economic optimisation and power quality simulation" Renewable Energy 18, pp 205-221, 1999.
- [48]/ **O. Alejandro**, "Issues regarding the integration of induction wind turbines in weak electrical networks", Nordic wind power conference, 2004.
- [49]/ **A.E. Feijoo**, "influencia de los parques eolicos en la seguridad estacionaria y calidad del onda de redes eléctricas de gran dimension" Thèse doctorale de l'Université de Vigo, 1998.
- [50]/ **S. Engström**, "Short Term Power Variations in the Output of Wind Turbines" DEWI Magazin Nr. 19, 2001
- [51] / **Nadeau J.P, Pailhes J., Dore R., Scaravetti D.**, « Analyser, qualifier et innover en conception par les lois d'évolution TRIZ », 6e Congrès international de génie industriel – 7-10 juin 2005 – Besançon (France).
- [52]/ Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), "MDP dans le Cadre des Energies Renouvelables au Maroc", www.gtz.de/climate.
- [53]/ **J.F. Courtney**, "Decision Making and Knowledge Management in Inquiring Organization, Toward a New Decision-Making Paradigm", Decision Support Systems, 31, pp. 17 - 38, 2001.
- [54]/ **Fuglsang P., Bak C., Schepers JG., Cockerill TT., Claiden P., Olesen A., van Rossen R.**, « Site-specific Design Optimisation of Wind Turbines », Wind Energy , 5, 2002, p. 261- 279.
- [55]/ **Amaresh Chakrabarti, Thomas.P.Bligh, Tony Holden** "Towards a decision support framework for the embodiment phase of mechanical design"
Artificial Intelligence in Engineering, n°7, 1992.
- [56]/ **Bernard Yannou**. "preconception de produits", mémoire d'habitation à diriger des recherches, INPG, juin2001.

- [57]/ **Y. Vernat**, , “Formalisation et qualification de modèles par contraintes en conception architecturale”, Thèse de doctorat de l’Ecole Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, 2004.
- [58]/ **J.P.Nadeau**. De l’analyse fonctionnelle à la créativité technique et l’innovation, cours ENSAM (2003).
- [59]/ **X. Fischer**, “Stratégie de conduite du calcul pour l’aide à la décision en conception mécanique intégrée; Application aux appareils à pression”, Thèse de doctorat de l’école Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, 2000.
- [60]/ **C. Corre**, “Optimisation par algorithmes génétiques”, Applications en sciences de l’ingénieur”, Ecole doctorale ENSAM, Paris, 2003.
- [61]/ **David.G.Ullman**. « The mechanical design process », 3rd edition, McGraw-Hill Higher Education, New York, 2003.
- [62]/ **Kay W., London A. L.**, « Compact Heat Exchangers », McGraw-Hill Book Company, second edition (1984).
- [63]/ **Wilson R. E., Lissaman P. B. S., Walker S. N.**, « Aérodynamique performance of wind turbines », ERDA/NSF/04014-76/1, Washington, DC, 1976.
- [64]/ **D. Le Gourrières**. Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations. Eyrolles. 1982.
- [65]/ **Jean-Luc.Menet, François Cottier**. « Etude paramétrique du comportement aérodynamique d’une éolienne lente à axe vertical de type Savonius ». 16ème Congrès Français de Mécanique. Nice, 1-5 septembre 2003
Université de Valenciennes.
- [66]/ **Dr. Arezki Smaili** Energie éolienne. Ecole Nationale Polytechnique , Alger. Janvier 2008.
- [67]/ **Wilson, R.E. Lissaman, P. B.S.** 1974 Applied Aerodynamics of wind power machines, Research Applied to National Needs, GI-41840, Oregon State University.
- [68]/ **Olivier Langlois**, “Raccordement d’éoliennes de petite puissance intégrées au bâtiment”, Contrat avec EDF R&D, DEA Génie Electrique de l’INPT, Septembre 2002.
- [69]/ **E. G. Pavia, J. J. O’Brien**, "Weibull statistics of wind speed over the ocean," Journal of Climate and Applied Meteorology, vol. 25, pp. 1324-1332, 1986
- [70]/ **C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin**, "Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators," Journal of Applied Meteorology, n°15, pp. 673-678, 1976.
- [71]/ **C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber**, "Methods for estimating wind speed frequency distribution," Journal of Applied Meteorology, n°17, pp. 350-353, 1978. .
- [72]/ **L. Van Der Auwera, F. De Meyer, L. M. Malet**, "The use of the Weibull three parameter model for estimating mean wind power densities," Journal of Applied Meteorology, vol. 19, n° 7, pp. 819 - 825, 1980.