

République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : ELECCTROTECHNIQUE
Option : **ENERGIE RENOUVELABLE**

Réf:

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:**

MASTER

Thème

*ANALYSE ET AMELIORATION DE LA
STABILITE TRANSITOIR DU RESEAU
CONVENTIONNEL APRES INTEGRATION
D'UNE EOLIENNE*

Présenté par :

GHAMRI IMANE

Soutenu le : 02 Juin 2013

Devant le jury composé de :

PR *SRAIRI KAMEL*

Grade

Président

PR *MIMOUNE MED SOURI*

Grade

Encadreur

MAA *NAIMI DJEMAI*

Grade

Examineur

Année universitaire : 2012 / 2013

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : ELECCTROTECHNIQUE
Option : **ENERGIE RENOUEVELABLE**

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

*ANALYSE ET AMELIORATION DE LA
STABILITE TRANSITOIR DU RESEAU
CONVENTIONNEL APRES INTEGRATION
D'UNE EOLIENNE*

Présenté par :

GHAMRI IMANE

Avis favorable de l'encadreur :

NAIMI DJEMAI

signature

Avis favorable du Président du Jury

Nom Prénom

Signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : ELECCTROTECHNIQUE
Option : **ENERGIE RENOUEVELABLE**

Thème :

*ANALYSE ET AMELIORATION DE LA
STABILITE TRANSITOIR DU RESEAU
CONVENTIONNEL APRES INTEGRATION
D'UNE EOLIENNE*

Proposé par : *GHAMRI IMANE*

Dirigé par : *MAA NAIMI DJEMAI*

RESUMES (Français et Arabe)

Le recours aux énergies renouvelables dans le domaine de la production d'électricité est devenu une obligation vu la croissance de la demande d'énergie et l'échauffement du globe de terrestre. Ce mémoire traite l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique de transport en se basant particulièrement sur la stabilité transitoire, deux réseaux électriques différents ont été pris comme modèle d'étude d'application de cette étude. L'introduction du STATCOM a permis l'amélioration du taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique conventionnel.

Mot clés: Energie éolienne, Stabilité transitoire, STATCOM, réseau électrique

ان اللجوء الى الطرقات المتجددة في مجال انتاج الطاقة الكهربائية اصبح ضرورة حتمية نظرا لتزايد الطلب على الطاقة و ارتفاع حرارة كوكب الارض، هذه المذكرة تدرس تأثير ادماج طاقة الرياح في شبكة نقل الكهرباء مع التركيز بصفة خاصة على الاستقرار العابر، لتطبيق ذلك اخترنا شبكتين كهربائيتين مختلفتين، ثم ادخال عنصر STATCOM مما سمح بتحسين نسبة ادماج طاقة الرياح في الشبكة الكهربائية الكلاسيكية.

كلمات مفاتيح : طاقة الرياح الاستقرار العابر، STATCOM، الشبكة الكهربائية.

Sommaire

<i>Remercîment</i>	I
<i>Liste de tableaux</i>	II
<i>Liste de figure</i>	III
<i>Liste de symbole</i>	VI
INTRODUCTION GENERALE	01

CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LE SYSTEME EOLIEN

Introduction.	
1.1. Energie renouvelables	03
1.1.1 Définition	03
1.1.2 Evolution de la Production mondiale en énergies renouvelables	04
1.2 Historique de l'éolien	04
1.3 Evolution de l'énergie éolienne dans le monde	06
1.4 Principe de la conversion de l'énergie éolienne	08
1.5. Principaux composants d'une éolienne.	09
1.6. Différents types d'éoliennes.	10
1.6.1 Axe vertical (VAWT).	11
1.6.2. Axe horizontal (HAWT).	13
1.7. Avantages et désavantages de l'énergie éolienne.	13
1.7.1. Les Avantages.	13
1.7.2. Les désavantage.	14
1.8. Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique.	15
1.8.1. Loi de Betz.	15
1.8.2. Production d'énergie mécanique.	16
1.9. Types de générateurs.	18
1.9.1. Asynchrones à cage (MAS).	18
1.9.2. Machines asynchrones à double alimentation (MADA).	19
1.9.3. Génératrices synchrones.	21
Conclusion	

CHAPITRE 2 : INTEGRATION DES L'EOLIENNES DANS LE RESEAU ELECTRIQUE

Introduction.....	24
2.1. Le besoin de l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques.....	24
2.2. Qualité de la tension et perturbations.....	24
2.2.1. Creux de tension et coupures.....	25
2.2.2. Fluctuations et flicker de tension.....	25
2.2.3. Harmoniques.....	26
2.2.4. Surtensions.....	26
2.2.5. Déséquilibres.....	26
2.3. La stabilité des réseaux électriques.....	27
2.3.1 Définition.....	27
2.3.2 Historique du blackout.....	27
2.3.3 Différents types de la stabilité de système de puissance.....	28
2.3.3.1 Stabilité de fréquence.....	29
2.3.3.2 Stabilité de tension.....	29
2.3.3.3 Stabilité angulaire.....	30
2.3.4 Principales causes de pertes de la stabilité dynamique.....	31
2.3.5 Equation de mouvement (swing equation).....	32
2.3.6 Temps critique d'isolement de défaut (TCID).....	34
2.3.7 Méthodes de calcul de la stabilité.....	35
2.3.7.1 Méthodes directes.....	35
2.3.7.1.1 Méthode de Critère d'égalité des aires.....	36
2.3.7.2 Méthodes indirectes.....	40
2.3.7.2.1 Méthode de la valeur singulière minimale.....	40
CONCLUSION.....	41

CHAPITRE 3 : ANALYSE ET AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIR DU RESEAU CONVENTIONNEL APRES INTEGRATION D'UNE EOLIENNE

Introduction.....	43
3.1 L'environnement de simulation.....	43
3.1.1. Qu'est ce qu'est le PSAT.....	43
3.1.2. Pourquoi le PSAT.....	43
3.2. Réseaux d'études.....	44

3.2.1. Réseau de la région ouest de l'Algérie	44
3.2.1.1. Caractéristique du Modèle d'étude.....	45
3.2.2. IEEE 30 Jeu de barre	46
3.2.2.1. Caractéristique du Modèle d'étude :.....	46
3.3. Méthode d'analyse.....	48
3.4. Résultats de simulation et interprétation.....	48
3.4.1. Réseau de la région ouest de l'Algérie.....	48
3.4.1.1. Influence du lieu de défaut	49
3.4.1.2. Influence du lieu de l'éolien	57
3.4.1.3. Influence du STATCOM	59
3.4.2. IEEE 30 Jeu de barre.....	60
3.4.2.1. Influence du lieu de défaut	60
3.4.2.2. Influence du lieu de l'éolien	63
3.4.1.3. Influence du STATCOM	64
Conclusion.....	65
 CONCLUSION GENERALE.....	 67
Bibliographique.....	69

Remerciements



Mes remerciements vont premièrement à Dieu tout puissant pour la volonté, la santé, et la patience, qu'il ma données durant toutes ces années d'étude.

Ainsi, je tiens également à exprimer mes sincères remerciements à mon encadreur NAIMI DJEMAI pour avoir d'abord proposé ce thème, pour suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire, et qui n'a pas cessé de me donner ses conseils et remarques.

Mes remerciements particuliers s'adressent au professeur SRAIRI KAMEL et au professeur MIMOUNE MED SOURI pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptons d'être les membres de jury de ma soutenance.

En fin, je tiens à remercier vivement toutes les personnes qui m'ont aidée à élaborer et réaliser ce mémoire.

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau 3.2.1.1 : Données techniques du modèle d'étude.....	57
Tableau 3.2 : Données techniques du modèle d'étude.....	58
Tableau 3.4.1.1: TCID pour différent lieu de défaut.....	68
Tableau 3.4.1.2: TCID pour différents puissance de la source éolienne.....	71
Tableau 3.4.2.1: TCID pour différents lieu de défauts.....	74
Tableau 3.4.2.2 : TCID pour différents puissance de la source éolienne.....	75
Tableau 3.4.2.3 : TCID & taux de pénétration pour différents jeu de barre de la source éolienne avec STATCOM.....	76

LISTE DE FIGURES

Figure	Page
Fig.1.1 : Différents types des énergies renouvelables	05
Fig.1.2 : Evolution de la consommation d'énergie primaire	05
Fig.1.3 : Historique de l'éolien	06
Fig.1.4 : Evolution de la puissance éolienne installée dans le monde	07
Fig.1.5 : Répartition de la puissance éolienne mondiale fin 2011	08
Fig.1.6 : La puissance éolienne installée par pays en MW (en janvier de l'année 2010).....	08
Fig.1.7 : Evolution de la puissance éolienne installée en Afrique (en MW)	09
Fig.1.8 : Conversion de l'énergie cinétique du vent	09
Fig.1.9 : Structure générale d'une éolienne	10
Fig.1.10 : Vue éclatée d'un aérogénérateur	11
Fig.1.11 : Type Darrieus	12
Fig.1.12 : Type Savonius	13
Fig.1.12 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donnée	18
Fig.1.13 Type de générateurs éoliens	19
Figure 1.14 : Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage	20
Figure 1.15 : Système éolien basé sur la machine MADA	21
Figure 1.16 : Système éolien basé sur la machine synchrone à rotor bobiné	22
Fig.2.1 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance	29
Fig.2.2 : Variation d'angle de rotor	31
Fig.2.3 : Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur	33
Fig.2.4 : Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini	36
Fig.2.5 : Relation puissance- angle de rotor	37
Fig.2.6 : Variation d'angle de rotor	38
Fig.2.7. Courbes (a : puissance-angle) et (b : variation d'angle de rotor) du générateur suite à un défaut de transmission	39
Fig.3.1 : Main GUI	55
Fig.3.1.2.1 : Bibliothèque du Simulink	56
Fig.3.1.2.2 : Modèles relatifs à l'éolienne	56
Fig. 3.2.1 : Modèle de la région ouest de l'Algérie	57
Fig. 3.2.2 : Modèle d'IEEE 30 Jeu de barre	58
Fig. 3.4.1.a Vitesse du rotor	61
Fig. 3.4.1.b Profile de tension	61

Fig. 3.4.1.1.a Vitesse du rotor avant défaut	61
Fig. 3.4.1.1.b Vitesse du rotor pendant défaut.....	61
Fig. 3.4.1.1.c Profile de tension avant défaut.....	62
Fig. 3.4.1.1.d Profile de tension pendant défaut.....	62
Fig. 3.4.1.1.e Vitesse du rotor avant défaut.....	62
Fig. 3.4.1.1.f Vitesse du rotor pendant défaut.....	62
Fig. 3.4.1.1.g Profile de tension avant défaut.....	63
Fig. 3.4.1.1.h Profile de tension pendant défaut.....	63
Fig. 3.4.1.1.i Vitesse du rotor avant défaut.....	63
Fig. 3.4.1.1.j Vitesse du rotor pendant défaut.....	63
Fig. 3.4.1.1.k Profile de tension avant défaut.....	64
Fig. 3.4.1.1.l Profile de tension pendant défaut.....	64
Fig. 3.4.1.1.m Vitesse du rotor avant défaut.....	64
Fig. 3.4.1.1.n Vitesse du rotor pendant défaut.....	64
Fig. 3.4.1.1.o Profile de tension avant défaut.....	65
Fig. 3.4.1.1.p Profile de tension pendant défaut.....	65
Fig. 3.4.1.1.q Vitesse du rotor avant défaut.....	65
Fig. 3.4.1.1.r Vitesse du rotor pendant défaut.....	65
Fig. 3.4.1.1.s Profile de tension avant défaut.....	66
Fig. 3.4.1.1.t Profile de tension pendant défaut.....	66
Fig. 3.4.1.1.u Vitesse du rotor avant défaut.....	66
Fig. 3.4.1.1.v Vitesse du rotor pendant défaut.....	66
Fig. 3.4.1.1.w Profile de tension avant défaut.....	67
Fig. 3.4.1.1.x Profile de tension pendant défaut.....	67
Fig. 3.4.1.1.y Vitesse du rotor avant défaut.....	67
Fig. 3.4.1.1.z Vitesse du rotor pendant défaut.....	67
Fig. 3.4.1.1.yy Profile de tension avant défaut.....	68
Fig. 3.4.1.1.zz Profile de tension pendant défaut.....	68
Fig. 3.4.1.2 a: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 19 ms.....	69
Fig. 3.4.1.2 b: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 20 ms.....	69
Fig. 3.4.1.2 c: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 09 ms.....	70
Fig. 3.4.1.2 d: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 10 ms	70
Fig. 3.4.2.a Vitesse du rotor avant défaut.....	72
Fig. 3.4.2.b Vitesse du rotor pendant défaut.....	72
Fig. 3.4.2.1 a: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 599 ms	73

Fig. 3.4.2.1 b: Evolution de la profile de tension des jeux de barre temps d'isolement de défaut 599 ms..	73
Fig. 3.4.2.1 c: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 600 ms...	73
Fig. 3.4.2.1 d: : Evolution de la profile de tension des jeux de barre temps d'isolement de défaut 600 ms	73
Fig. 3.4.2.1 e: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 729 ms...	74
Fig. 3.4.2.1 f: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 730 ms...	74
Fig. 3.4.2.2 a: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 269 ms...	75
Fig. 3.4.2.2 b: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 270 ms...	75

ABREVIATIONS ET SYMBOLES

Abréviations

MADA : Machine à double alimentation

STATCOM : Static compensator

MT : Moyenne tension

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

AVR : Automatic Voltage Regulator

PQ : Jeu de barre de charge

PV : Jeu de barres de contrôle

JB: Jeu de barres

Symboles

E : F.é.m. du générateur induite sur l'axe d

X_q: Réactance synchrone d'axe q

X: Réactance transitoire d'axe q

E_q: F.é.m du générateur induite sur l'axe q

W: Vitesse angulaire du rotor, en (u.r).

δ: Angle de rotor

N₁ : Nombre de spires côté haute tension

N₂ : Nombre de spires côté basse tension

V₁ : Tension du côté primaire

V₂ : Tension du côté secondaire

λ : Longueur d'onde :

f : Fréquence :

l : Longueur de ligne

R : Résistance série :

L : Inductance série

C : Capacité de shunt :

V_L : Tension au niveau de la charge

P_L: Puissance active de la charge

Q_L : Puissance réactive de la charge

G_L : Admittance statique de la charge

B_L : susceptance

V : Tension

I Courant	P : Puissance active
Q Puissance réactive	V_{min} Tension minimale admissible
V_{max} Tension maximale admissible	minimale admissible
S_{max} : Puissance maximale admissible	P_{tr} : Puissance transmise
P_{trmax} : Puissance transmise maximale admissible	 V : Module de la tension <i>V</i>
θ : Angle de la tension	P_D Puissance active demandée
Q_D : Puissance réactive demandée	P_G Puissance active générée
Q_G : Puissance réactive générée	n Nombre total de jeux de barres dans un réseau
S_{Gi} : Puissance apparente générée au niveau du jeu de barre N° « i »	S_{Di} : Puissance apparente demandée au niveau du jeu de barre N° « i »
S_i : Puissance apparente injectée à partir du jeu de barre N° « i »	P_i : Puissance active injectée à partir du jeu de barre N° « i »
Q_i : Puissance réactive injectée à partir du jeu de barre N° « i »	
M : Rapport de transformation	V_i : Tension au niveau du jeu de barre « i »
Y_{sh} : Admittance shunt du modèle π	Y_{ser} : Admittance série du modèle π
Z_{ser} : Impédance série du modèle π	Y_{ser} : Admittance série de la ligne liant respectivement les jeux de barres «i» et «j»
I_{ij} : Courant sortant de la barre «i» et s'écoulant dans la ligne «ij»	V* Valeur conjuguée de la valeur complexe <i>V</i>
J_{ij} : Elément d'ordre ij de la matrice jacobienne	
V_{sh} : Tension de sortie de l'onduleur	V_r : Tension du réseau
U_{1i} Composante inverse	U_{1o} : Composante homopolaire
U_{1d} : Composante directe	E_g : Tension interne du générateur
E₀ : Tension du jeu de barre infini	
θ_e : Angle électrique	δ : Angle du rotor par rapport à la référence
δ₀ : Angle de déclenchement.	δ_x : Angle qui correspond au point e

δ_{cri} : Angle de débranchement critique.	a : Coefficient d'amortissement.
C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne.	C_m : Couple d'entrée transmise par l'arbre.
C_e : Couple d'origine électrique	C_i : Couple d'inertie due aux masses en mouvement
C_a : Couple d'amortissement	H : Constante d'inertie (en sec) de la machine.
ΔT : Durée d'un creux de tension	ρ : Densité de l'air 1,225 kgm-3.
M : Désigne le moment d'inertie de la partie tournante.	W_k : Energie cinétique.
m Masse d'air traversant le rotor éolien en 1s.	N : Nombre de tours par minute.
P : Nombre de pôles.	P_e : Puissance électrique.
P_m : Puissance mécanique.	P_m : Puissance extraite par le rotor éolien.
P_{mt} : Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé.	P_{mg} : Puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice.
S_B : Puissance de base de la machine.	W_0 : Pulsation correspondante à la vitesse de synchronisme.
ΔU : Profondeur d'un creux de tension.	h : Rang harmonique.
S : Surface balayée par le rotor de l'éolienne	U_{ref} : Tension de référence.
V_w : Vecteur vitesse du vent.	V_1, V_2 : Vitesse du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne.
ω : Vitesse de rotation.	ω_s : Vitesse synchrone.
ω_r : Vitesse angulaire du rotor	Ω : Vitesse de rotation de la génératrice
Ω_1, Ω_2 : Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur	λ : Rapport entre la vitesse périphérique en bout de pales et la vitesse du vent

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La demande excessive de la puissance électrique et terrestre exige le recours aux énergies renouvelable mais l'intégration de ces énergies dans le réseau électrique conventionnel cause plusieurs problème essentiellement celui de la stabilité.

Dans ce mémoire, nous allons analyser l'impact de l'intégration de l'éolienne sur la stabilité transitoire du réseau électrique ou nous chercherons le taux de pénétration maximal de cette énergie dans le réseau sans que ce dernier perd sa stabilité.

Ensuite, nous essayerons 'améliorer ce taux à l'aide de l'électronique de puissance représentée par les dispositifs FACTS.

Cette étude est élaborée sous le logiciel PSAT suite à sa riche bibliothèque contenant les éolienne et les FACTS. Pour ce faire ce mémoire est structuré comme suit :

Le premier chapitre est consacré à la description de l'éolienne, son historique, sa structure et sa modélisation

Par contre le second chapitre traitera l'intégration de l'éolienne dans le réseau conventuel tout en se basant particulièrement sur la stabilité transitoire

Le dernier chapitre a pour objectif l'application étude sur deux réseaux déferents : le réseau de transport algérien (région West) et le fameux IEEE 30 JB.

Enfin, Ce mémoire est clôturé par une conclusion générale ou nous concentrerons sur les résultats et les résultats et les perspectives de cette étude.

CHAPITRE 1

GENERALITES SUR LE SYSTEME EOLIEN

Introduction :

La dernière crise nucléaire japonaise a prouvé qu'aujourd'hui et plus que jamais, la solution énergétique doit passer obligatoirement par le développement de nouvelles sources d'énergie propres et non polluantes qui garantissent nécessairement la sécurité de l'être humain, son environnement et la durabilité de ces sources. On parle alors des énergies renouvelables dont la définition et l'évolution de sa production au niveau mondial seront abordées dans ce chapitre.

Parmi ces énergies renouvelables, l'énergie du vent ou l'énergie éolienne présente une place de choix pour diverses raisons, avant d'entamer l'analyse d'un système éolien, il est impératif d'avoir une idée sur l'historique et le principe de fonctionnement de ce système ainsi que ses différents composants, sans oublier son évolution à travers le monde ; c'est ce qu'on va discuter dans ce premier chapitre.

1.1 Énergie renouvelables :**1.1.1 Définition :**

Une énergie renouvelable est une source d'énergie se renouvelant assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à échelle humaine de temps. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (rayonnement, cycle d'évaporation, photosynthèse, biocarburants...) [ACK 05].

Les énergies renouvelables sont issues de l'activité du soleil, sous forme de rayonnement direct (énergie solaire), et par les cycles renouvelés de l'eau (énergie hydraulique), du vent (énergie éolienne) ou de la biomasse (bois, biogaz, biocarburants...).

On distingue plusieurs types d'énergie renouvelable:

- ✓ L'énergie solaire: thermique et photovoltaïque
- ✓ L'énergie éolienne
- ✓ L'énergie hydraulique : principalement exploitable par des centrales hydroélectriques
- ✓ La biomasse
- ✓ La géothermie

Et autres, la figure 1.1 représente quelques types les plus connus.

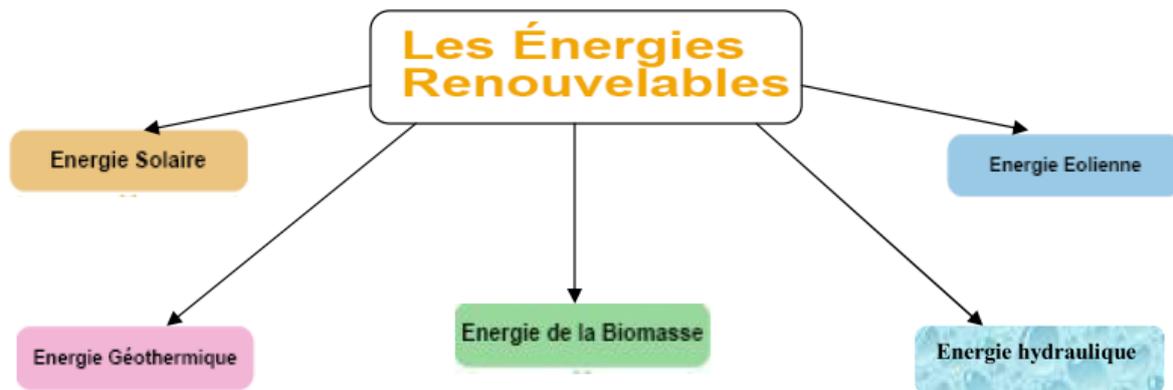


Figure 1.1 Différents types des énergies renouvelables

1.1.2 Evolution de la Production mondiale en énergies renouvelables :

Le recours aux énergies renouvelables en matière de la production de l'énergie électrique a connu des aléas conformément aux contraintes politiques ; économiques et écologiques. Le tableau 1.1 illustre l'évolution de la production mondiale en énergie renouvelable dans les dernières décennies

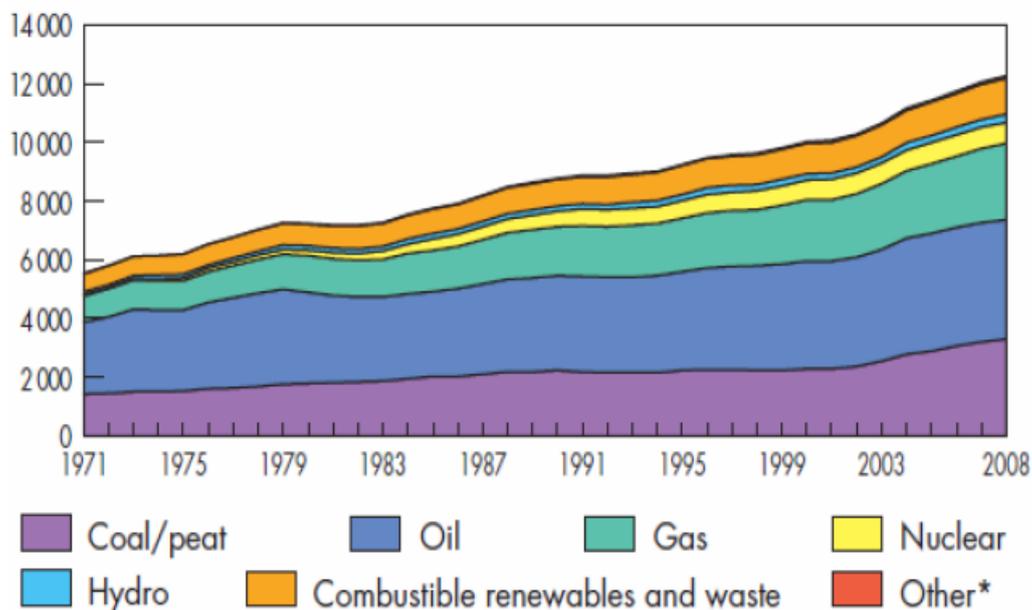


Figure 1.2 Evolution de la consommation d'énergie primaire (en millions de tep)

Source: Key World Energy Statistics, IEA - 2010

1.2 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 lieu 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 (figure 1.1). Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent.

En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour moulinier le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. Dès le XIV siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie [HLA 84].

A l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent leur disparition progressive. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde [RAI 02].

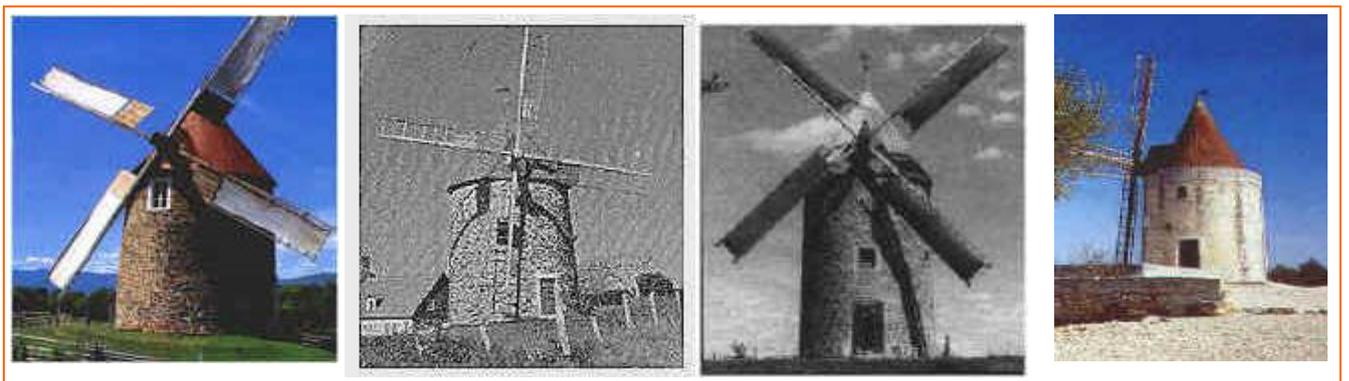


Figure 1.3 Historique de l'éolien.

1.3 Evolution de l'énergie éolienne dans le monde :

L'utilisation de l'énergie éolienne à des fins de production d'électricité est née en Californie au début des années 80, consécutivement à la mise en place d'incitations fiscales.

Depuis 10 ans, l'énergie éolienne a connu une croissance moyenne de 30 % par an (soit un taux de croissance supérieure à celui de l'informatique). La capacité totale des parcs éoliens installés dans le monde est de 240 000 MW fin 2011. [WWE 11].

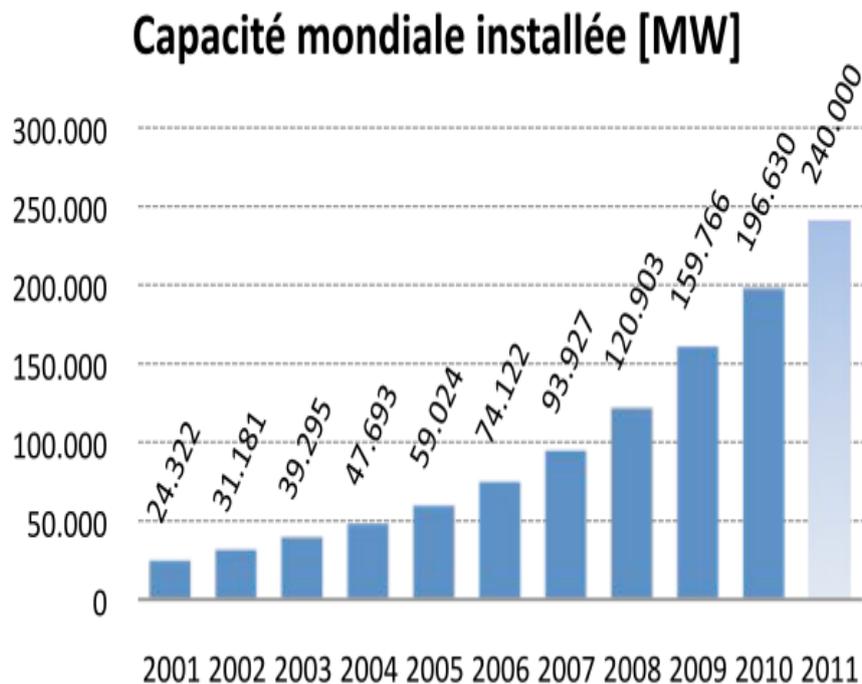


Figure 1.4 Evolution de la puissance éolienne installée dans le monde

L'énergie éolienne s'est développée essentiellement en Europe (Allemagne, Danemark et Espagne) pour des raisons politiques et environnementales. Aujourd'hui un tiers des parcs éoliens installés dans le monde est situé en Allemagne. Les constructeurs allemands détiennent 15 % du marché mondial.

Le Danemark est leader dans la construction des aérogénérateurs. Les industriels danois fabriquent chaque année environ la moitié des éoliennes à travers le monde. La filière éolienne danoise emploie près de 10 000 personnes.

Le développement de l'éolien en Espagne est encore plus récent. On trouve 3 constructeurs espagnols parmi les 10 premiers constructeurs mondiaux. Ces 3 constructeurs détiennent 12 % du marché [2].

Actuellement cette puissance est répartie à travers le monde comme le montre les deux figures 1.5 et 1.6.

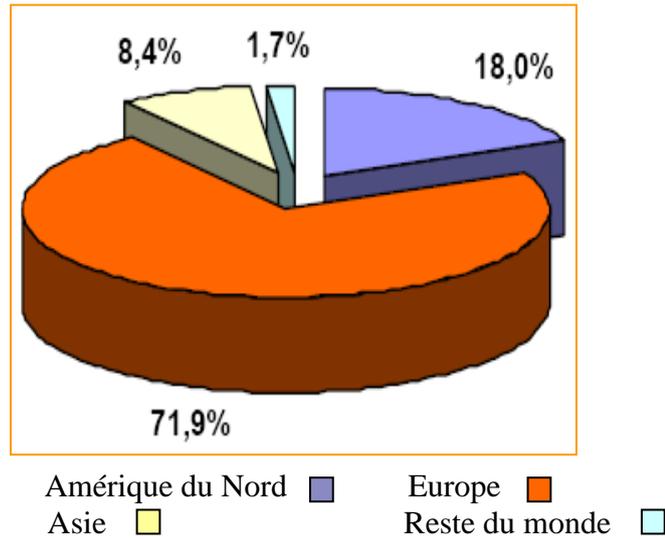


Figure 1.5 Répartition de la puissance éolienne mondiale fin 2011

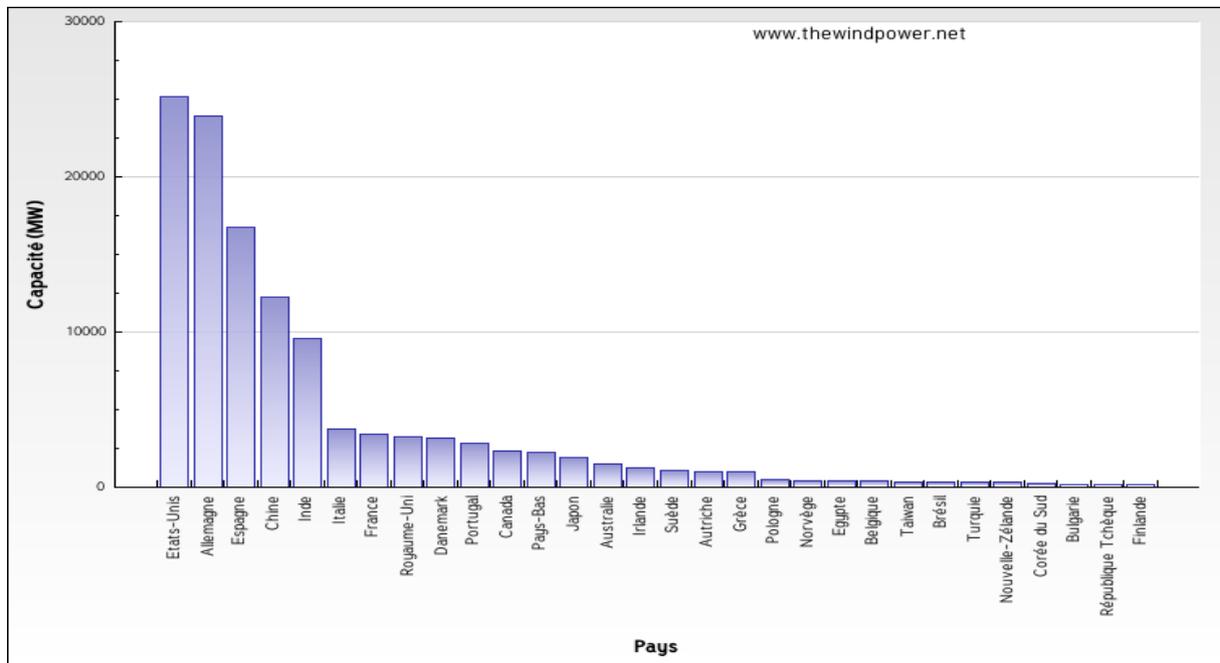


Figure 1.6 La puissance éolienne installée par pays en MW (en janvier de l'année 2010)

Malgré son potentiel éolien si important le continent africain reste le dernier dans le classement des utilisateurs de l'énergie éolienne, sa capacité totale la plus récente ne dépasse pas le 1 GW [WWE 11], il faut noter quand même que malgré cette faible capacité on peut constater d'après la figure 1.5 que l'évolution de cette capacité est très remarquable où elle a triplé pendant six ans (2006 à 2010).

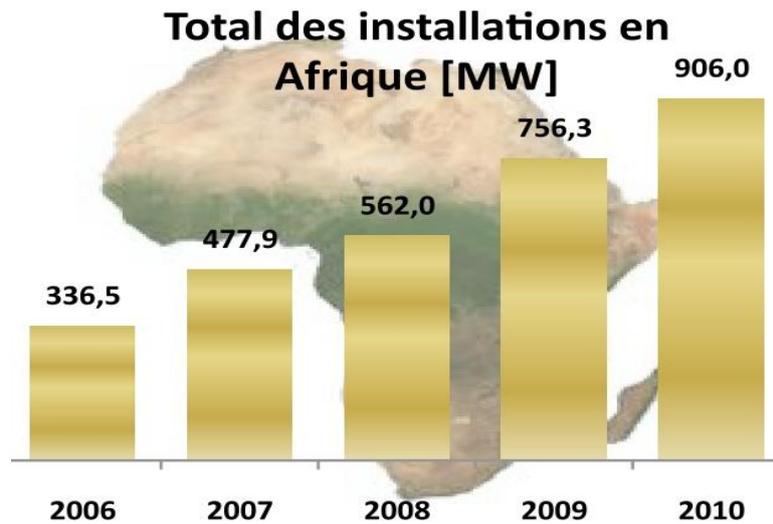


Figure 1.7 Evolution de la puissance éolienne installée en Afrique (en MW)

1.4 Principe de la conversion de l'énergie éolienne :

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, 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 1.8).

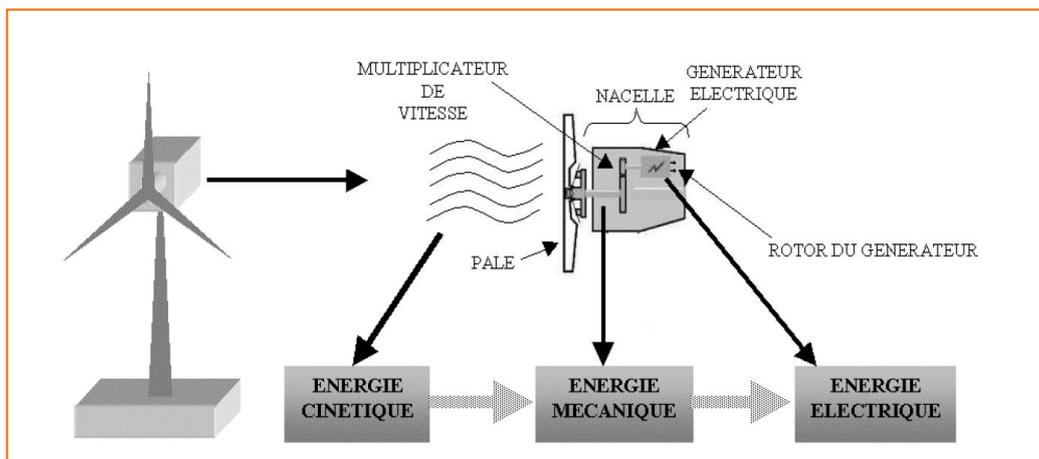


Figure 1.8 Conversion de l'énergie cinétique du vent

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) 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 viable 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 [STI 08].

1.5 Principaux composants d'une éolienne :

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux [HER 07] [RAI 02] :

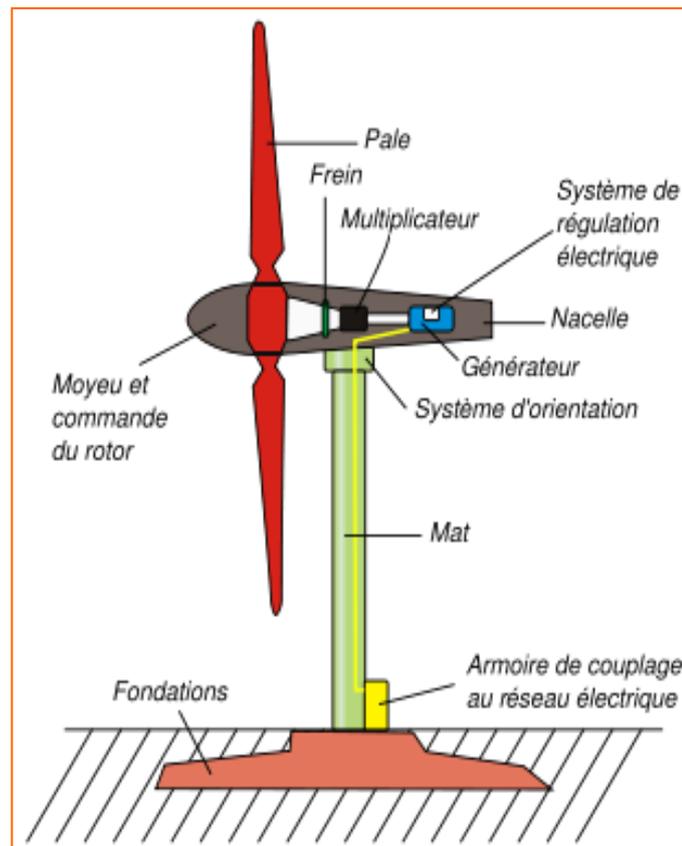


Figure 1.9 Structure générale d'une éolienne

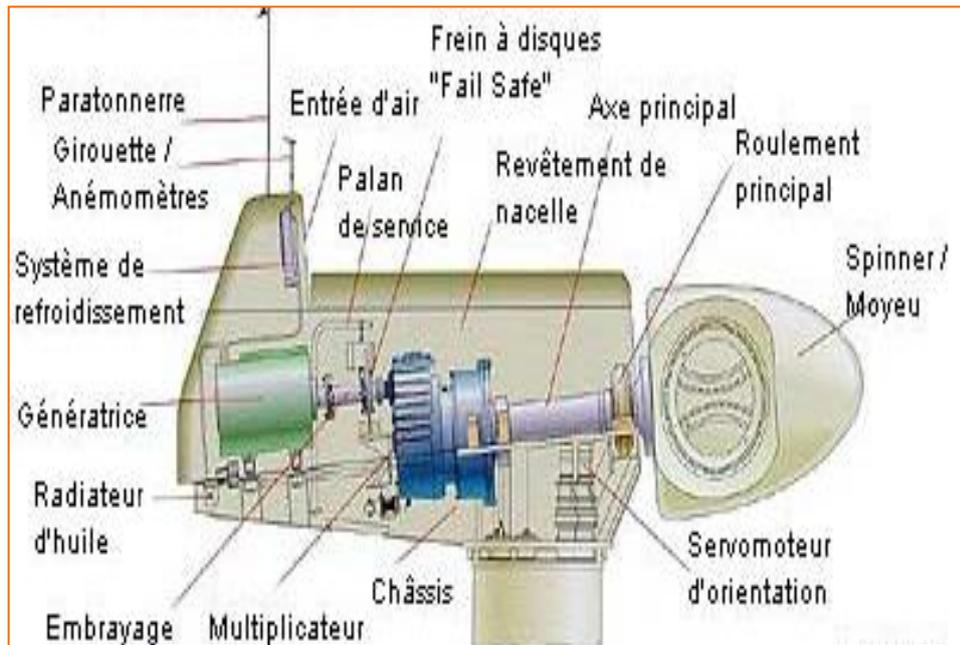


Figure 1.10 Vue éclatée d'un aérogénérateur

- Le mât, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW: diamètre de 90m, mât de 80m de hauteur).
- La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.
- Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis

entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

- Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance.
- Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé (La société Jeumont Industrie utilise un rotor à pas fixe). Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire.
- Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique).

1.6 Différents types d'éoliennes :

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

1.6.1 Axe vertical (VAWT) :

Plusieurs solutions d'éoliennes à axe vertical ont été expérimentées.



Figure 1.11 Type Darrieus.

Le type Darrieus repose sur l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif ; c'est similaire aux forces qui s'exercent sur l'aile d'un avion. On distingue plusieurs déclinaisons autour de ce principe, depuis le simple rotor cylindrique - deux profils disposés de part et d'autre de l'axe - jusqu'au rotor parabolique où les profils sont recourbés et

fixés au sommet et à la base de l'axe vertical. De grandes dimensions (110 m de haut), le prototype s'est détérioré lors d'un coup de vent, il était conçu pour fournir 4 MW avec un générateur au sol (fig.1.7)



Figure 1.12 Type Savonius.

Le type Savonius, constitué schématiquement de deux ou plusieurs godets demi-cylindriques légèrement désaxés présente un grand nombre d'avantages. Outre son faible encombrement, qui permet d'intégrer l'éolienne aux bâtiments sans en dénaturer l'esthétique, est peu bruyant.

Il démarre à de faibles vitesses de vent et présente un couple élevé quoique variant de façon sinusoïdale au cours de la rotation. Une déclinaison de ce type d'éolienne est le Moulinet dont l'anémomètre constitue une bonne illustration (fig.1.8).

Citons aussi les modèles à écran où on masque le côté « contre-productif » de l'engin. Ce modèle utilise un système d'orientation de l'écran par rapport au vent, supprimant de fait un avantage essentiel des éoliennes à axe vertical.

Ajoutons finalement que l'accroissement important de la masse en fonction de la dimension rend l'éolienne de type Savonius peu adaptée à la production de masse dans un parc à éoliennes.

D'autres modèles sont construits aujourd'hui par diverses entreprises pour s'affranchir des limites introduites par la taille des pales, par leur vitesse de rotation et par le bruit. Le principe est celui d'un rotor d'axe vertical qui tourne au centre d'un stator à ailettes. Ce type de solution réduit considérablement le bruit tout en autorisant le fonctionnement avec des vents supérieurs à 220 km/h et quelle que soit leur direction [BEN 06].

1.6.2. Axe horizontal (HAWT) :

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion.

Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien.

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité.

Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal [POI 03].

1.7 Avantages et désavantages de l'énergie éolienne :

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

1.7.1. Les Avantages :

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :
- L'impact néfaste de certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie notamment, contribuent à un changement global
- Du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général.

La concentration de CO₂ a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera pour 2050.

Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6° C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5° C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années. Toutes les conséquences de ce réchauffement ne sont pas prévisibles, mais on peut par exemple avancer qu'il provoquera une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 cm d'ici l'an 2100, l'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂ [ACK 05].

➤ L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires.

Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.

➤ Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.

L'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques certains :

➤ C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres.

Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.

➤ C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.

➤ Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple.

➤ L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.

1.7.2. Les désavantages :

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

➤ L'impact visuel. Ça reste néanmoins un thème subjectif.

➤ Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique

quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle -ci doit donc être limitée.

- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro turbines.
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.

Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.

- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés .

1.8 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique :

1.8.1 Loi de Betz :

La turbine éolienne est un dispositif 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 [GOU 82]:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_V^3 = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V_V^3 \quad (1.1)$$

ρ : Densité de l'air 1.225kg.m^{-3}

S : Surface balayée par le rotor de l'éolienne

V_V : Vitesse de vent

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne

Selon la loi d'Albert 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 :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_v = 0.59 \cdot P_v = C_p \cdot P_v \quad (1.2)$$

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 :

$$C_p^{opt} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0,59 \quad (1.3)$$

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 voileure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{opt}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (1.4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spécifique est utilisée :

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 [1]:

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V_v} \quad (1.5)$$

1.8.2 Production d'énergie mécanique :

La puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} P_{mt} = C_p \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} C_p \cdot \lambda \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (1.6)$$

λ : Vitesse relative de l'éolienne.

R : Résistance électrique.

$$\lambda = \frac{\Omega_1 \cdot R}{V_1} \quad (1.7)$$

Ω_1 : vitesse de rotation avant multiplicateur et R : rayon de l'aérogénérateur.

V_1 : Vitesse du vent respectivement en amont de l'éolienne

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K , la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \left(\frac{\Omega_2 \cdot R}{K \cdot V_1} \right) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (1.8)$$

Avec Ω_2 : vitesse de rotation après multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent (Figure 1.12).

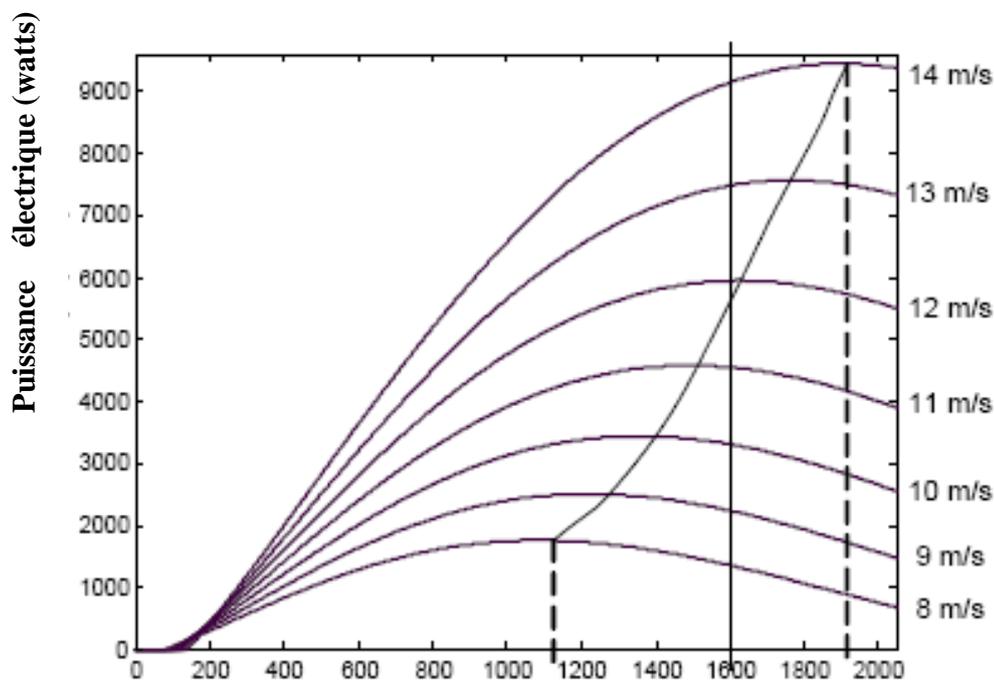


Figure 1.12 Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donnée

D'après ces caractéristiques, il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent la génératrice fonctionne à vitesse fixe les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse de vent, la machine devra pouvoir fonctionner entre 1100 et 1900 tr/min pour cet exemple [ACK 05].

1.9 Types de générateurs éoliens :

Il y a beaucoup de différents concepts de générateur pour des applications de vent - puissance en service aujourd'hui. La distinction principale peut être faite entre générateurs à vitesse fixe et générateur à vitesse variable [HER 07].

De diverses technologies de générateur de vent seront couvertes :

- Vitesse fixe, machine d'induction.
- La vitesse variable, machine d'induction à double alimentation (MADA)
- Vitesse variable, machine synchrone.

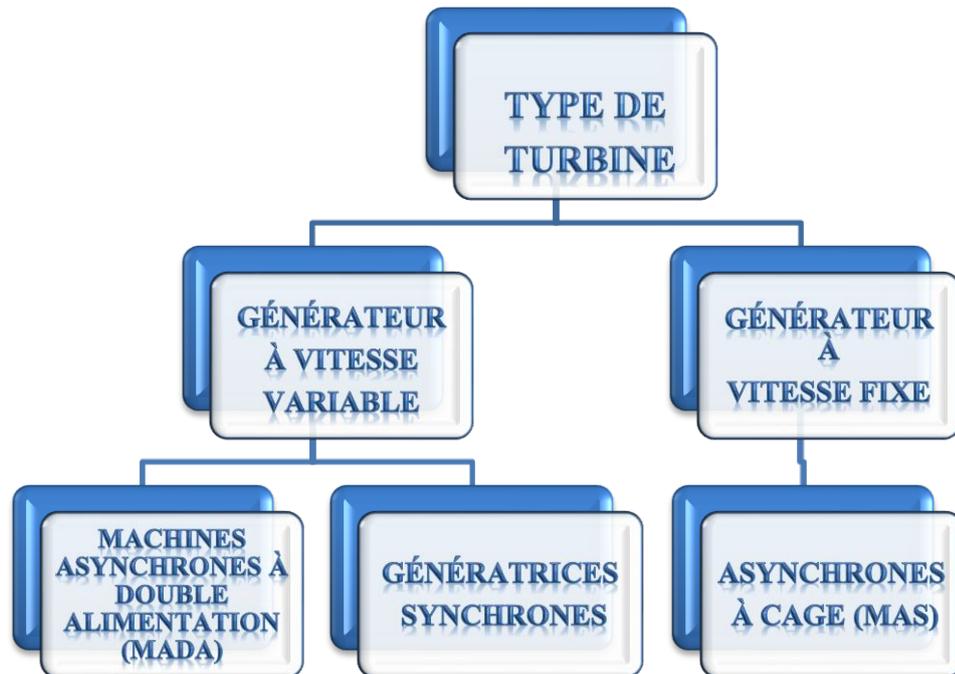


Fig.1.13 Type de générateurs éoliens

1.9.1 Génératrices Asynchrones à cage (MAS) :

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. Dans les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grande puissance et rayon de pales important), la vitesse de rotation est peu élevée (Figure 1.14).

Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse. Le changement de la configuration de bobinage du

stator (nombres de pôles), mais là encore le rendement est loin d'être optimal sur toute la plage de vent [TRU 04] .

Une autre possibilité consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est globalement coûteuse (variation de fréquence et multiplicateur de vitesse) et donc très rarement exploitée .La majorité des applications en éolien (environ 85%) sont donc à vitesse de rotation constante et à connexion directe sur le réseau électrique. Ces machines peuvent être facilement utilisables dans le petit éolien car la vitesse de rotation des pales est importante et l'entraînement direct possible.

Mais, au delà d'une efficacité énergétique moindre par rapport aux systèmes à fréquence variable, la rigidité de ces chaînes dont on a déjà dit qu'elle occasionne des variations brusques de puissance, ainsi que les problèmes de décrochage du réseau en cas de chute de vent sont leurs principaux inconvénients

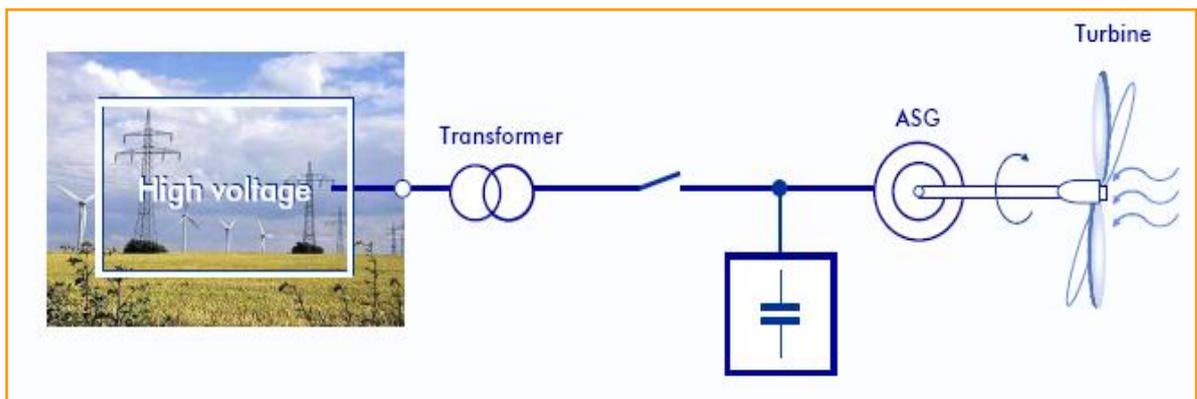


Figure 1.14 Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage

1.9.2. Machines asynchrones à double alimentation (MADA) :

Avec les génératrices synchrones, c'est actuellement l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau (Figure 1.15) le plus souvent par un transformateur.

A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électronique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor.

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse.

Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants (Vestas, Gamesa,...) utilisent ce type de machines [VIN 11].

Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont d'habitude un peu moins élevées par rapport aux machines à cage d'écureuil alors le rapport de multiplicateur de vitesses peut être moins important. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs.

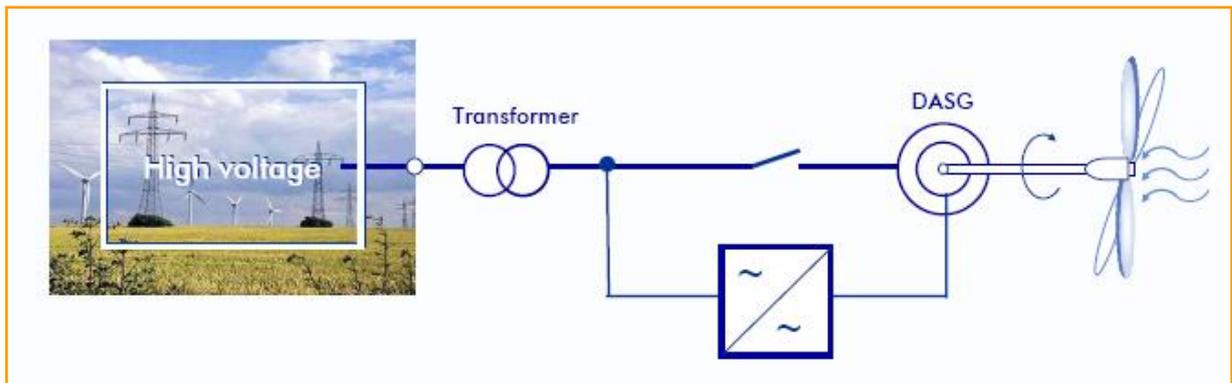


Figure 1.15 Système éolien basé sur la machine MADA

Une autre solution très intéressante et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au rotor à travers deux onduleurs MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en onduleur réseau.

En général, le dimensionnement de la chaîne rotor se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique. Ce qui suffit à assurer une variation sur 30% de la plage de vitesse. C'est là son principal avantage tandis que son inconvénient majeur est lié aux interactions avec le réseau, en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau [XIA 06].

1.9.3 Génératrices synchrones :

Les machines asynchrones présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes

Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Les systèmes de ce type possèdent aussi leurs défauts (Figure 1.16).

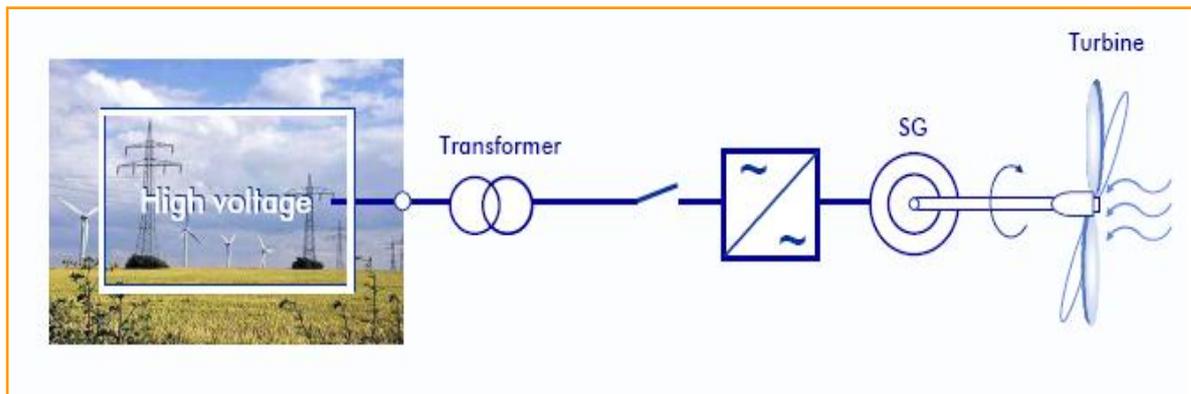


Figure 1.16 Système éolien basé sur la machine synchrone à rotor bobiné

Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais. Le circuit d'excitation de l'inducteur demande la présence du réseau et une fourniture de la puissance réactive. Les sites isolés ne sont adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante.

Par contre, la possibilité de réglage de l'inducteur de ces machines offre un moyen supplémentaire d'ajustement du point de fonctionnement énergétique. Le couplage direct sur le réseau est proscrit car étant beaucoup trop rigide. Une électronique de puissance s'impose pour toutes les applications utilisant ce type de machine qui est donc à vitesse variable.

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables [SAN 08].

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur.

Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation.

Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants permanents.

Conclusion :

Dans ce qui précède, un survol de la situation des énergies renouvelables par rapport à la production mondiale de l'énergie électrique a été établi. Et comme l'énergie éolienne représente la pièce maitresse de cette thèse, après un bref aperçu historique de l'énergie éolienne, ce chapitre a discuté le fondement théorique du système éolien à travers sa modélisation en se basant sur ses divers composants.

Une partie importante a été consacrée aux différents types de génératrices dédiées aux éoliennes, car elles vont jouer un rôle décisif dans l'analyse de la stabilité du réseau intégrant des sources d'origine éolienne que nous traiterons ultérieurement.

CHAPITRE 2

STABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE

Après INTEGRATION DE L'EOLIENNE

Introduction :

L'objectif de ce chapitre est de présenter le besoin de l'intégration de l'énergie électrique d'origine éolienne dans le réseau conventionnel, ainsi que les problèmes liés à cette intégration, tout en se basant sur le problème de la stabilité transitoire du réseau, ce qui fera l'objet de la seconde partie de ce chapitre où nous présenterons la notion de la stabilité, ses différents types et ses principales causes. Ensuite, nous survolerons quelques méthodes d'analyse de la stabilité, ce qui nous permettra de les exploiter ultérieurement dans la partie pratique de cette thèse.

2.1 Le besoin de l'intégration de l'énergie éolienne dans le Réseau électrique :

Une des conséquences de l'ouverture du marché de l'électricité est le développement d'une production décentralisée, de sources d'énergie renouvelable.

L'intégration dans les réseaux électriques des sources à énergie renouvelables, et plus particulièrement celles soumises aux aléas du climat telles que les énergies éolienne et solaire, et d'une manière plus générale de la production décentralisée va nécessiter d'importants aménagements de ces réseaux, ainsi que la mise en œuvre de nouveaux équipements et de nouvelles méthodes de gestion. Le défi est de maintenir la fiabilité et la qualité de l'alimentation des particuliers et des entreprises en énergie électrique malgré la libéralisation du marché de l'électricité et l'utilisation croissante de sources à énergies renouvelables [HEI 05].

En théorie, l'énergie d'origine éolienne pourrait satisfaire la demande mondiale d'électricité [WWE 11]. Les partisans de l'énergie éolienne ne prétendent pas de se contenter de cette énergie toute seule mais bien au contraire une intégration avec le réseau conventionnel sous divers niveaux de tensions est souhaitable voire même impérative.

2.2 Qualité de la tension et perturbations :

La qualité de la tension est liée d'une part, au maintien de la valeur de la tension et de sa fréquence entre des limites prédéfinies et d'autre part, à l'absence de perturbations [STI 08].

Les perturbations pouvant affectées la tension sont :

- ✓ Des tensions trop hautes ou trop basses, des déséquilibres des tensions triphasées.

- ✓ Des surtensions brèves, susceptibles de détériorer les appareils.
- ✓ Des variations rapides de la tension, des creux et des coupures de tension.
- ✓ Des formes d'onde plus ou moins chahutées : flicker, harmoniques.

2.2.1 Creux de tension et coupures brèves :

Un creux de tension est une diminution brusque de la tension de fourniture U_f à une valeur inférieure à une valeur de seuil (comprise entre 10 et 90 % de la tension contractuelle U_c), suivie de son rétablissement après un court instant [FAR 06].

La durée d'un creux de tension est prise conventionnellement supérieure à 10 ms (les phénomènes de durée inférieure sont considérés comme des phénomènes transitoires) et usuellement inférieure à 3 min.

Il y a coupure lorsque les valeurs efficaces des trois tensions composées sont inférieures à une valeur de seuil (quelques pour-cent, usuellement) de la tension contractuelle U_c pendant une durée supérieure ou égale à 1 s. On distingue :

- les coupures brèves, de durée comprise entre 1 s et 3 min.
- les coupures longues, de durée supérieure ou égale à 3 min.

2.2.2 Fluctuations et flicker :

Les fluctuations de tension sont soit des variations cycliques de la valeur de la tension efficace, soit des séries aléatoires d'à-coups de tension. Ces fluctuations se situent dans les limites de variation normale de la tension, c'est-à-dire dans la tolérance de 10 % autour de la tension nominale.

Il y a plusieurs types de fluctuations de tension :

- ✓ type a : à-coups de tension rectangulaires et périodiques d'amplitude constante (par exemple : commutation de charges résistives, machines à souder à résistances, certains cycles de déclenchements/ ré enclenchements automatiques).
- ✓ type b : série d'à-coups de tension irréguliers. Leurs amplitudes peuvent être identiques ou non, aussi bien en descendant qu'en montant.
- ✓ type c : variations de tension clairement séparées qui ne sont pas toutes des à-coups (par exemple commutation de charges non résistives, démarrage de moteurs).

- ✓ type d : série de fluctuations aléatoires ou continues de tension (par exemple : charges variant cycliquement ou aléatoirement, fours à arc typiquement).

Le type de fluctuation de tension peut être déduit des caractéristiques de l'appareil générateur de celle-ci ou observé par un appareil de mesure adapté

2.2.3. Harmoniques :

L'analyse de Fourier permet de quantifier la distorsion harmonique d'un signal. Un signal périodique (de tension ou de courant) de forme quelconque et de fréquence f_0 se décompose en une somme de signaux sinusoïdaux dont chacun a une fréquence — dite harmonique — qui est un multiple entier de la fréquence fondamentale f_0 .

Ce multiple est appelé rang harmonique. L'amplitude d'une composante harmonique est généralement exprimée en pourcentage de la grandeur fondamentale correspondante, c'est le taux d'harmoniques [CAN 00].

2.3.4. Surtensions :

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête sort des limites d'un gabarit défini par une norme ou une spécification est une surtension

Les surtensions sont de trois natures :

- ✓ Temporaires à fréquence industrielle (Un défaut d'isolement, La ferrorésonance, La rupture du conducteur de neutre ...)
- ✓ De manœuvre (commutation en charge normale, provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs...)
- D'origine atmosphérique (foudre).

2.3.5 Déséquilibres :

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de 120° . Le degré de déséquilibre est défini en utilisant la méthode des composantes de Fortescue par le rapport de la composante inverse (U_{1i}) (ou homopolaire (U_{1o})) du fondamental à celui de la composante directe (U_{1d}) du fondamental.

La tension inverse (ou homopolaire) est provoquée par les chutes de tension le long des impédances du réseau dues aux courants inverses (ou homopolaire) produits par les charges

déséquilibrées qui conduisent à des courants non identiques sur les trois phases (charges BT connectées entre phase et neutre, charges monophasées ou biphasées MT telles que machines à souder et fours à induction) [ACK 05].

2.3 Stabilité des réseaux électriques :

2.3.1 Définition :

En fait, il y a plusieurs définition de la stabilité, nous nous contentons dans cette thèse de la définition selon la norme IEEE : « *La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation* » [IEE 04].

2.3.2 Historique du blackout :

L'année 2003 est marquée par des « blackouts », ces pannes géantes qui privent d'électricité des villes, voire des pays entiers. Pour impressionnantes que soient celles de New-York ou d'Italie, il faut savoir qu'une vingtaine de coupures plus mineures ont touché près de 550 millions de personnes ces dernières années comme l'indique le tableau suivant [TAY 94] :

Tableau 3.1 Historique de quelques blackouts

Date	Lieu	Durée
03 février 2003	Algérie	Plus de 5 Heurs
01	Italie	
23 juillet 1987	Japon (Tokyo)	20 minutes
19 décembre 1978	France	26 minutes
09 novembre 1965	Usa (New York)	14 Heurs

La probable augmentation de la fréquence de ces pannes et de leur ampleur aura des répercussions économiques de plus en plus conséquentes. Les causes de ces pannes peuvent se regrouper autour de deux familles, chacune d'entre elles ne présentant aucun signe d'amélioration pour l'heure : une production et un transport d'électricité qui peinent à suivre la demande d'une part, et les phénomènes climatiques d'autre part. Parmi ces pannes célèbres, les deux cas suivants paraissent les plus remarquables [JOH 07] :

a) New York dans le noir :

Le 9 novembre 1965 à 18h27, l'Est de l'Amérique subit la plus grande panne d'électricité de l'histoire. Un ordinateur central de répartition du courant des usines du Niagara tombe subitement en panne. Pendant 14 heures New-York et les états voisins, soit plus de 30 millions d'habitants, se retrouvent sans lumière. 800 000 personnes sont bloquées dans le métro New-Yorkais sans oublier de noter le nombre affreux de vols et de viols.

b) L'Algérie dans le noir :

Le lundi 3 février 2003 plusieurs villes du pays ont plongé dans le noir, vers les coups de 19 h. Cette panne nationale est survenue après que le courant eut disjoncté à la centrale électrique thermique du Hamma, à Alger. Cet incident avait pour cause une succession d'événements avec à l'origine le déclenchement de deux groupes turbines à gaz à 350 MW par minimum de pression gaz (dysfonctionnement du poste gaz). L'incident s'est produit au moment de la demande maximale de charge en pointe soir, moment où le système production-transport fonctionnait à sa limite et sans réserve de production avec des transits maximums sur certaines lignes de transport.

2.3.3 Différents types de la stabilité de système de puissance :

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes [KUN 94] :

- ✓ la nature physique de l'instabilité résultante.
- ✓ l'amplitude de la perturbation.
- ✓ la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- ✓ les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :

- ✓ la stabilité de l'angle de rotor.
- ✓ la stabilité de tension.
- ✓ la stabilité de fréquence.

La figure 3.1 présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories.

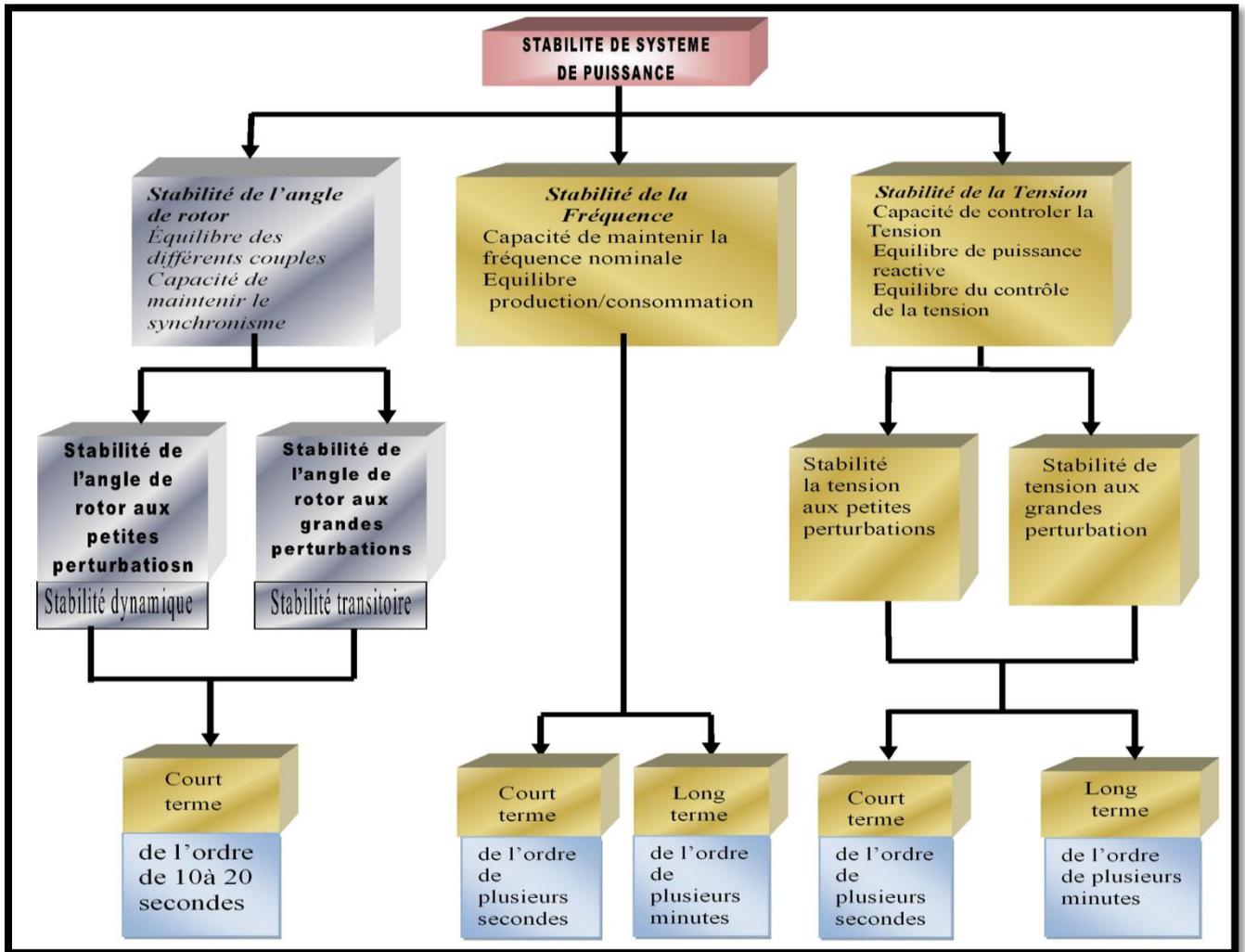


Figure 2.1 Classification des différents types de la stabilité de système de puissance

2.3.3.1 Stabilité de fréquence :

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

2.3.3.2 Stabilité de tension :

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous

forme d'une décroissance monotone de la tension. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

2.3.3.3 Stabilité angulaire :

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation [TAY 94].

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire face aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire.

A. Stabilité angulaire aux petites perturbations :

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

B. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) :

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles.

Avant d'entamer l'analyse de la stabilité transitoire, il est impératif de mentionner que le type de génératrice dans cette analyse est une génératrice synchrone à rotor lisse puisque il est le mieux adapté à ce genre d'analyse [OUR 06].

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas '1' de la figure 3.2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement.

Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas '2' de la figure 3.2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

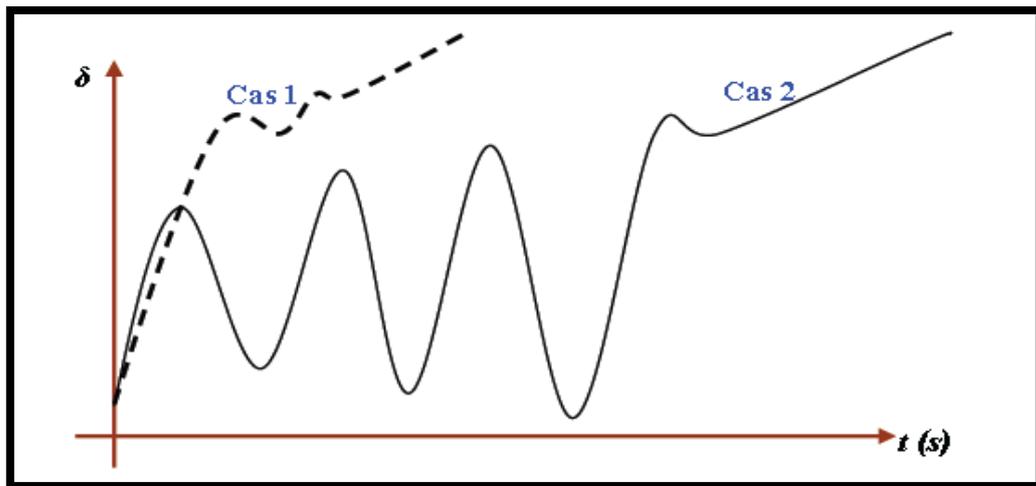


Figure 2.2 Variation d'angle de rotor. Cas 1 : instabilité de première oscillation. Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor .

2.3.4 Principales causes de pertes de la stabilité dynamique :

Toute brusque perturbation du régime de fonctionnement d'un système électrique se compose, de ligne de transport d'énergie et de charges, produit de pompes des machines synchrones [MAC 08].

Lors de mauvaises conditions de fonctionnement, l'amplitude d'oscillations peut être tellement importante que certaines machines ou toute une station sorte du synchronisme. Les pompes des machines synchrones peuvent apparaître aussi dans les cas suivants:

- ✓ Lors de brusques variations de la charge.
- ✓ Lors de la rupture de la ligne.
- ✓ Lors de débranchement des transformateurs.
- ✓ Lors de court-circuit.

De tous ces incidents c'est le court-circuit, qui est nécessaire d'être étudié en priorité.

Pour les systèmes importants, il est nécessaire d'étudier la sauvegarde de la stabilité lors de court-circuit. Les autres cas de rupture sont de point vue stabilité dynamique moins dangereux que ces derniers.

C'est pour cela que notre étude de la stabilité dynamique se fera surtout pour le cas de rupture du régime stationnaire ayant causé un court-circuit triphasé équilibré.

2.3.5 Equation de mouvement (swing equation) :

La liaison entre de l'aspect mécanique et électrique de la machine synchrone est régie par l'équation dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur lié à la turbine, ce que l'on appelle (équation du mouvement).

Les propriétés électromécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques, car ces oscillations représentent un phénomène important dans la plupart des systèmes de puissance, en particulier ceux qui contiennent de lignes de transmission longue cinétique [AND 06]. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique T_m est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique T_e est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique cinétique [BAS 05] comme le montre la figure 3.3. Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accéléré ou ralenti et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir

impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés.

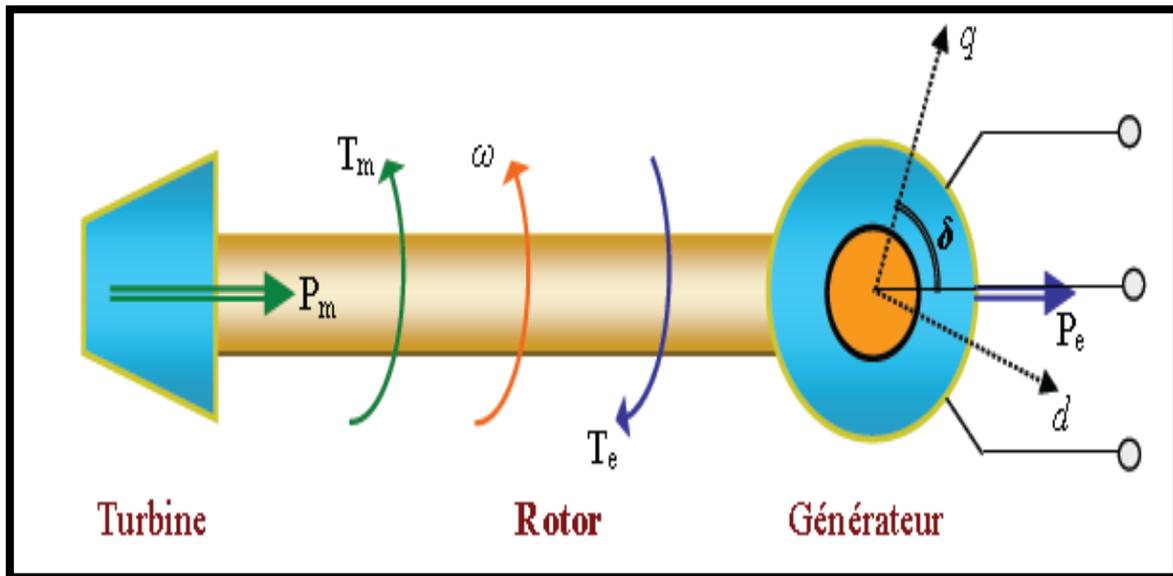


Figure 2.3 Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.

Pour un système multi machines, s'il y a un déséquilibre des couples agissants sur le rotor de la $i^{\text{ème}}$ machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivante:

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(T_{mi} - T_{ei}) \quad (3.1)$$

Avec H_i constante d'inertie (en secondes) représentant l'inertie totale de toutes les masses tournantes connectées à l'arbre du générateur.

Pour des oscillations à faibles fréquences, le courant induit dans les enroulements amortisseurs est négligeable. Par conséquent les enroulements amortisseurs peuvent être complètement négligés dans la modélisation du système. Si les enroulements amortisseurs sont ignorés, le couple d'amortissement produit par ces enroulements amortisseurs est donc également négligeable. Pour tenir compte de la composante du couple négligée, on introduit dans l'équation du mouvement un terme de compensation D (nommé aussi coefficient d'amortissement) en u.r, cinétique [SAU 98]. Ce coefficient représente l'amortissement naturel du système : il empêche l'accroissement des oscillations, à moins qu'une source d'amortissement négatif soit introduite (tel le régulateur de tension du système d'excitation).

L'équation du mouvement peut être donc réécrite comme suit :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - D(\Delta\omega_i - I)) \quad (3.2)$$

L'équation de l'angle de rotor de la $i^{\text{ème}}$ machine est donnée par :

$$\dot{\delta}_i = \omega_0 (\Delta\omega_i - I) \quad (3.3)$$

Avec :

$\Delta\omega_i$: déviation de la vitesse angulaire du rotor de la $i^{\text{ème}}$ machine, en [u.r].

ω_0 : vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/s.

($\omega_0 = 2\pi f$, f : fréquence nominale, en Hz).

T_{mi} : couple mécanique fourni par la turbine, en [u.r].

T_{ei} : couple électromagnétique associée à la puissance électrique produite du générateur P_{ei} :

$$(T_{ei} = \frac{P_{ei}}{\omega_i}), \text{ en [u.r]} \quad (3.4)$$

D_i : coefficient d'amortissement du générateur, en [u.r].

δ : angle de rotor, en rad.

Si on considère la machine « i » fonctionnant en parallèle avec d'autres alternateurs.

En négligeant l'effet des amortisseurs, l'équation du mouvement s'écrit de la manière suivant:

$$\frac{2H_i}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P'_{mi} - P'_{ei}(\delta) \quad (3.5)$$

Pour la machine i du réseau ($i = 1, 2, 3, \dots, n$), cette équation est valable quelle que soit l'état dans lequel se trouve le réseau.

2.3.6 Temps critique d'isolement de défaut (TCID) :

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique, mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement.

Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,...) sans perdre sa stabilité.

Bien que le temps critique d'isolement de défaut ait une valeur très petite (quelques centaines de millisecondes), il est d'une grande importance car il peut nous éviter un déchirement de réseau et par suite un redémarrage de turbine qui peut durer 48 heures dont les conséquences sont la non alimentation de plusieurs abonnés et l'atteinte de la crédibilité de l'entreprise de fourniture d'électricité outre les dégâts économiques et sociales [SAL 00].

La méthode Dichotomique (parts égales) recherche le TCID en réalisant plusieurs simulations numériques successives dans un intervalle de temps de recherche choisi en le divisant en deux à chaque itération. Cette procédure itérative donne sans aucun doute la valeur la plus précise du TCID. Mais le nombre de simulation et le temps de calcul sont très importants [THA 08].

2.3.7 Méthodes de calcul de la stabilité :

Quoi qu'il paraisse inerte, le réseau électrique renferme des mouvements très complexes, qui peuvent mener à son instabilité, à fin de déterminer le temps maximal admissible pour déclencher le disjoncteur, dans un autre sens la durée pendant laquelle, le réseau peut supporter les défauts sans perdre son synchronisme, ce temps s'appelle le temps critique d'élimination de défaut [THA 08].

Pour calculer ce temps, plusieurs méthodes sont développées et qui vont être traitées dans ce qui va suivre.

2.3.7.1 Méthodes directes :

Ces méthodes permettent de déterminer l'emplacement angulaire de rotor et la valeur de la puissance produite correspondant aux différents états dont le réseau peut avoir ; parmi ces méthodes, on note:

1. Méthode de critère des aires égales.
2. Méthode de Lyapunov.
3. Méthode des énergies emmagasinées.

Dans ce manuscrit, on va se contenter de la méthode de critères des aires égales seulement afin de mieux se rapprocher du sens physique de la stabilité transitoire.

2.3.7.1.1 Méthode de Critère d'égalité des aires :

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, figure 3.5. Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E [ALK 08].

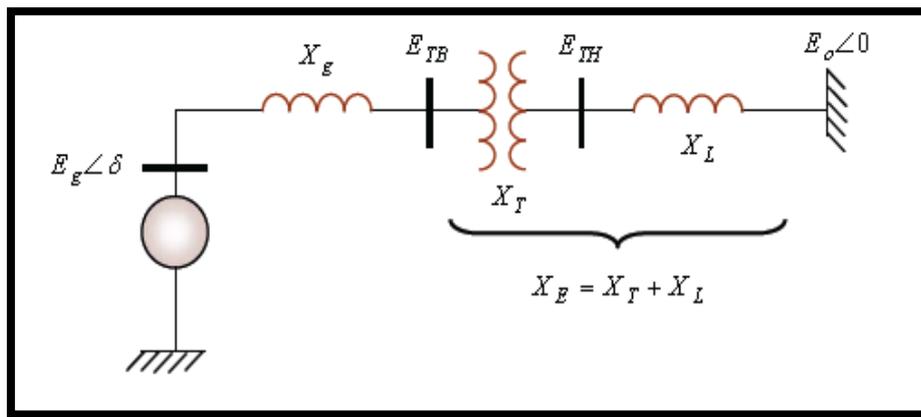


Figure 2.4 Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini

1- Relation (P-δ) :

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation

Suivante
$$P_e = \frac{E_g \cdot E_o}{x_g \cdot x_E} \cdot \sin \delta \tag{3.6}$$

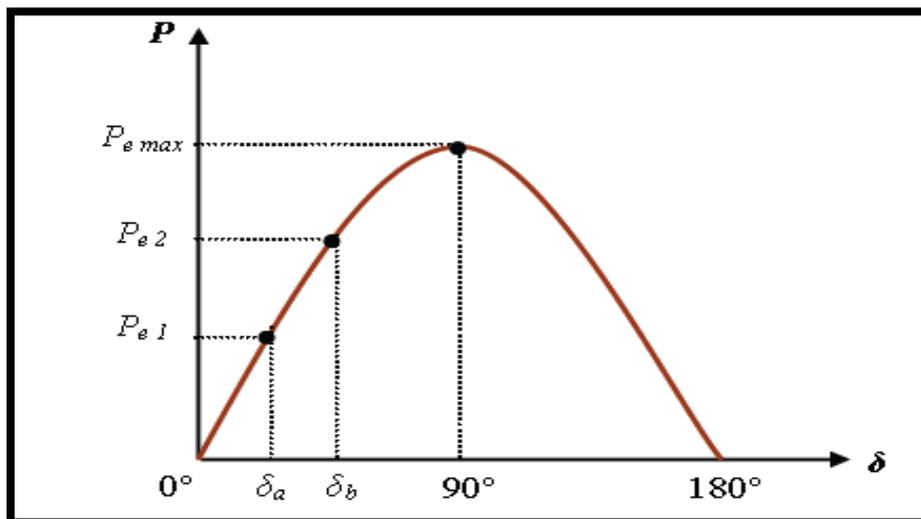


Figure2.5 Relation puissance- angle de rotor

Où, δ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur (E_g) et la tension du jeu de barre infini (E_0). L'équation (3.6) est représentée graphiquement par la figure 3.5.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance électrique, et par conséquent de la puissance électrique, passe de P_{e1} à P_{e2} , figure 3.5.

Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure 3.6), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure 3.6).

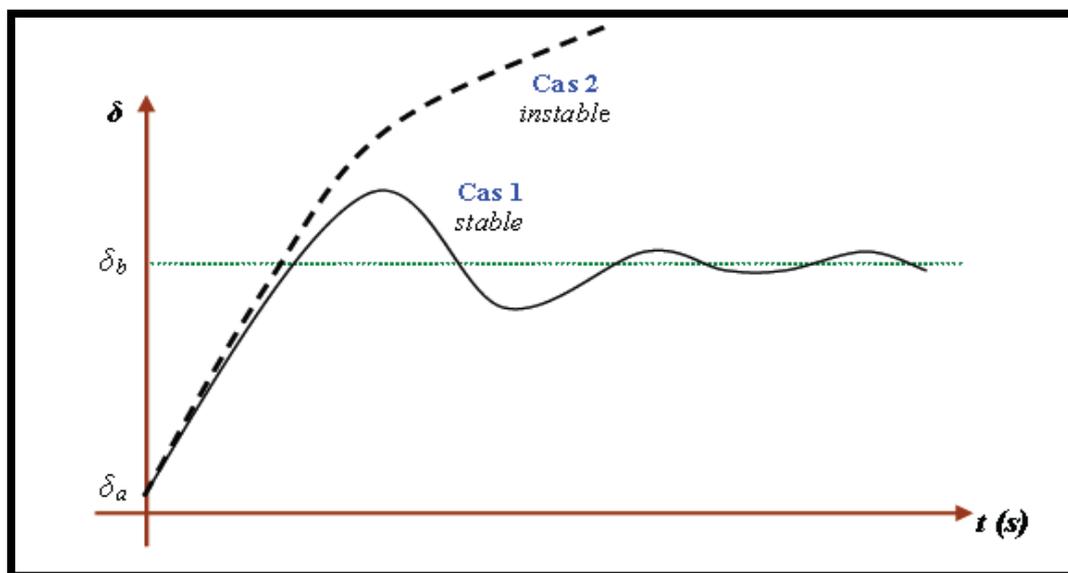


Figure 2.6 Variation d'angle de rotor.

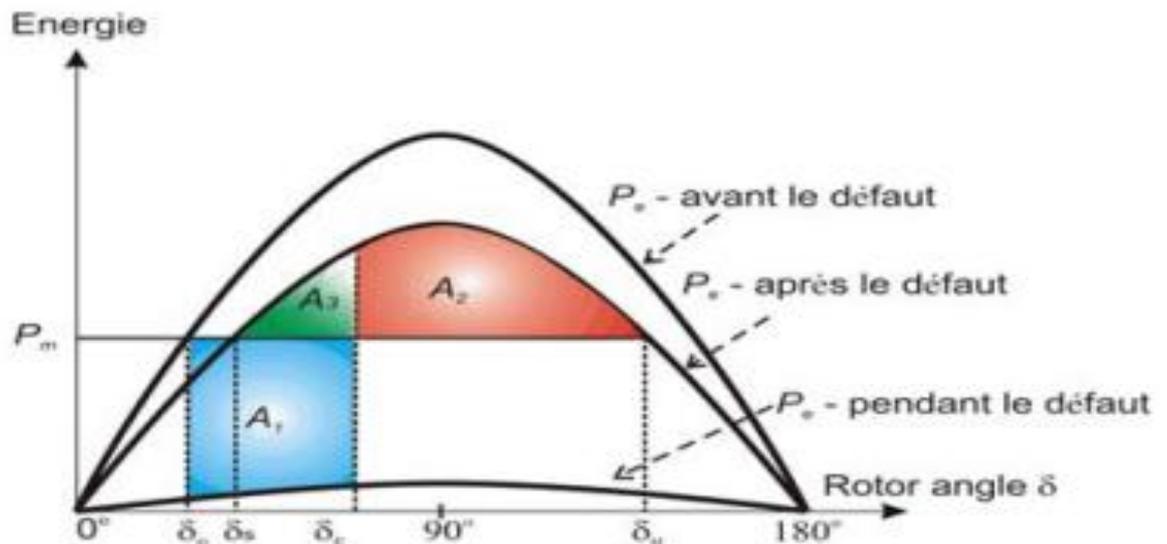
Considérons un défaut, tel un défaut sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de

puissance et, par conséquent, l'angle de rotor δ . Retraçons la courbe ($P-\delta$) en tenant compte de ce défaut, figure 3.8. En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones,

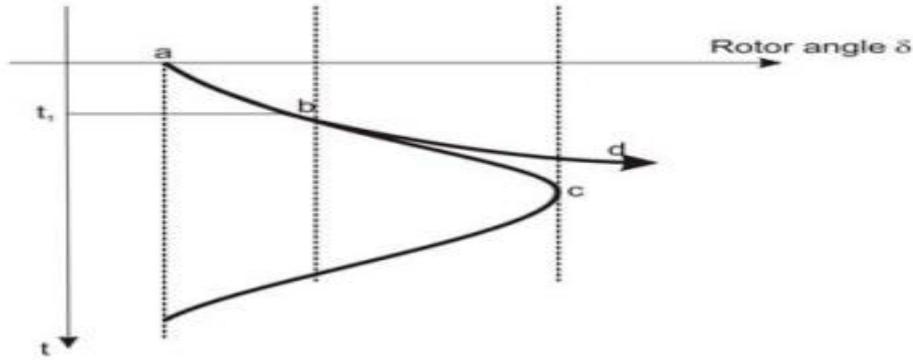
[GHO 03]:

- La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$.
- La deuxième zone (zone A_2 , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$.

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.



-a-



-b-

Figure 2.7. Courbes (a : puissance-angle) et (b : variation d'angle de rotor) du générateur suite à un défaut de transmission.

La relation entre les aires des zones (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit : Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (3.7)$$

H : la constante d'inertie.

ω_0 : la vitesse de synchronisme

P_m : la puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : la puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par $2 \frac{d\delta}{dt}$, en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables ,nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + C_{et} = \int \omega_0 (P_m - P_e).d\delta \quad (3.8)$$

δ_0 : l'angle de rotor, initial, à l'instant de l'application de défaut.

δ_2 : l'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque : $t = 0 \Rightarrow \delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow$ la constante cte = 0.

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de se varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$.

Par conséquent, l'équation(8) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e)d\delta = 0 \quad (3.9)$$

$$\text{Ainsi} \quad \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e)d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e)d\delta = 0 \quad (3.10)$$

Où : δ_1 est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$A_1 - A_2 = 0 \quad (3.11)$$

Alors, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires

2.3.7.2 Méthodes indirectes :

L'équation dite de mouvement qui gère les oscillations de l'angle interne et répond aux différentes interactions entre tous les couples agissant sur l'arbre rotorique de l'alternateur synchrone, est une équation différentielle non linéaire de second degré.

Les méthodes indirectes se basent sur la résolution de cette équation en utilisant des simulateurs analogues ou des méthodes numériques dans le but d'obtenir la courbe d'oscillation qui représente la variation de l'angle de charge δ dans le temps; il y en a plusieurs (Méthode d'Euler, Méthode d'Euler modifiée, Méthode de Rung-Kutta d'ordre 4) [PAV 00] et la méthode des valeurs propres semblable à la méthode adaptée dans cette thèse dite « *méthode de la valeur singulière minimale* .» que nous allons développer par la suite .

2.3.7.2.1 Méthode de la valeur singulière minimale :

Cette méthode est adaptée dans notre travail car outre que le logiciel PSAT l'utilise, elle nous offre l'indice de stabilité le plus simple à constater. Les valeurs singulières ont été utilisées dans les réseaux électriques en raison de leur décomposition ortho-normale utilisée dans la matrice Jacobienne. Pour une matrice carrée A de dimension $n \times n$, nous avons :

$$A = X \Sigma Y^t = \sum_{i=1}^{i=n} x_i \sigma_i y_i^t \quad (3.12)$$

Où X représente le vecteur d'état du problème d'écoulement de puissance représenté par l'angle et le module de la tension :

$$X = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}$$

Où, les valeurs singulières x_i et y_i sont les colonnes d'ordre « i » des matrices unitaires X et V . σ_i est une valeur singulière réelles positive, telle que :

L'application de la méthode de décomposition en valeurs singulières dans l'étude de la stabilité transitoire est utilisée pour suivre la valeur singulière minimale qui se rapproche

du zéro lors d'effondrement de tension.

Pour l'analyse des réseaux électriques, la matrice A correspond à la matrice Jacobienne d'écoulement de puissance représentée dans le deuxième chapitre par l'équation(2.19)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Ainsi et par analogie on peut écrire l'équation (équation) sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \sigma_i^{-1} v_i u_i^t \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

La valeur singulière minimale de la matrice Jacobienne de problème d'écoulement de puissance peut être utilisée comme un indice qui caractérise la proximité du système au point de perte de synchronisme et par conséquent la perte de la stabilité [FOU 91].

Bien que le calcul du temps critique de l'isolement de défaut soit calculé directement dans les méthodes directes, ces dernières présentent l'inconvénient d'être très difficiles de pouvoir trouver des fonctions de Lyapunov par exemple et contrairement aux méthodes indirectes elles ne peuvent être introduite dans un programme informatisé, ce qui représente un défaut majeur qui entrave leur applications ce qui justifie le choix d'une méthode indirecte dans cette thèse.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons commencé par le besoin de l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique conventionnel où un aperçu sur les indices de la qualité d'énergie a été abordé.

Ensuite nous avons exposé la définition de la notion de la stabilité d'un réseau électrique en se basant sur la norme IEEE. Un survol rapide sur les principales causes de l'instabilité ainsi que les différents types de la stabilité ont été également étalés tout en s'intéressant plus à la stabilité angulaire qui représente le thème d'étude de cette thèse.

La part de lion de ce chapitre a été consacrée aux méthodes d'analyse de la stabilité où nous avons pris en considération toutes les forces électromécaniques influant sur le

mouvement rotorique de la génératrice modélisées par l'équation dite de mouvement ou « swing equation ». Cette équation qui formera par la suite la base théorique de toutes les méthodes d'analyse de la stabilité.

Parmi ces méthodes, nous avons opté comme indice de l'évaluation de la stabilité, la valeur minimale singulière de la matrice Jacobienne qui provoque la divergence du programme de calcul de l'écoulement de puissance.

**ANALYSE ET AMELIORATION DE LA STABILITE
TRANSITOIR DU RESEAU CONVENTIONNEL APRES
INTEGRATION D'UNE EOLIENNE**

INTRODUCTION :

Dans ce chapitre, nous allons analyser l'impact de l'intégration d'une éolienne dans le réseau électrique conventionnel sur la stabilité transitoire de ce dernier, les moyens d'amélioration du taux de pénétration de cette énergie renouvelable dans le réseau électrique de transport.

3.1. L'environnement de simulation

L'environnement que nous avons choisis est un logiciel de simulation travaillant sous matlab 7, C'est le PSAT (power system analyses toolbox).

3.1.1. Qu'est ce qu'est le PSAT

C'est un logiciel développé par Dr. Federico Milano de l'université de la Castille - La Mancha, Spain en 2003, depuis cette date plusieurs versions sont apparut, nous exploitons dans notre présent mémoire la version 2.1.6 datée en 13 MAY 2010 dont la page principale est illustrée ci-dessous :

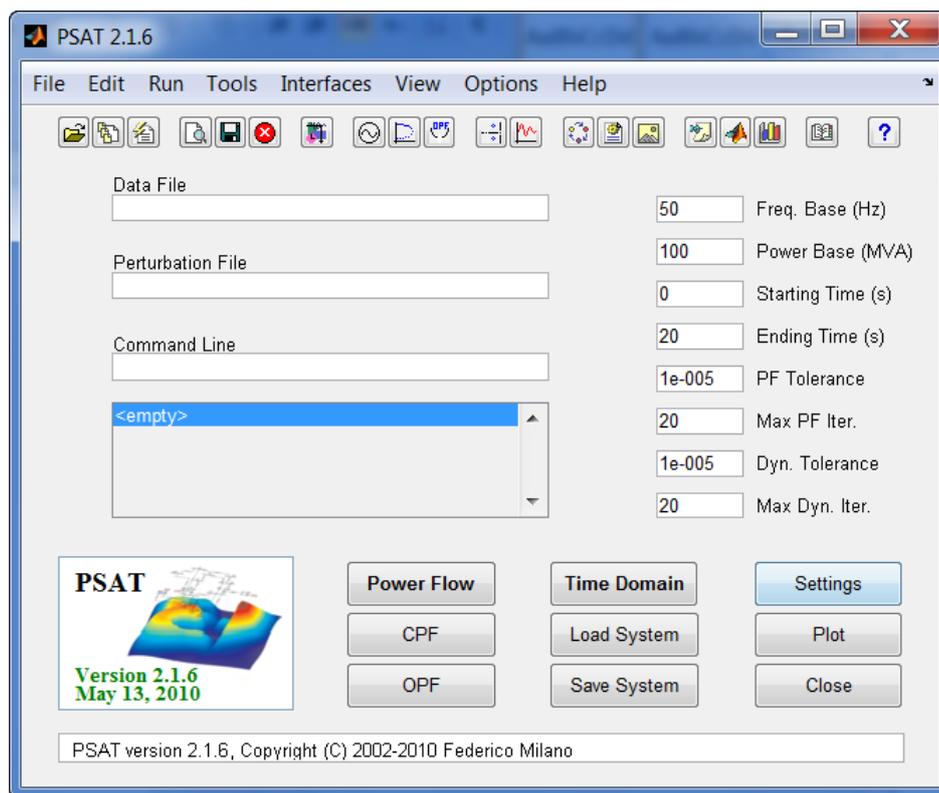


Fig. 3.1 : Main GUI.

3.1.2 Pourquoi le PSAT

Le choix du PSAT est justifié par la richesse de sa bibliothèque figure 3.2, concernant les modèles relatifs aux éolienne notamment le modèle du vent ainsi que les différents modèles de turbines dédiées aux éoliennes à savoir : celle à cage d'écureuil, à doubles alimentation et la synchrone représentées par la figure 3.3 :



Fig. 3.1.2.1 : Bibliothèque du Simulink.

Wind Turbines

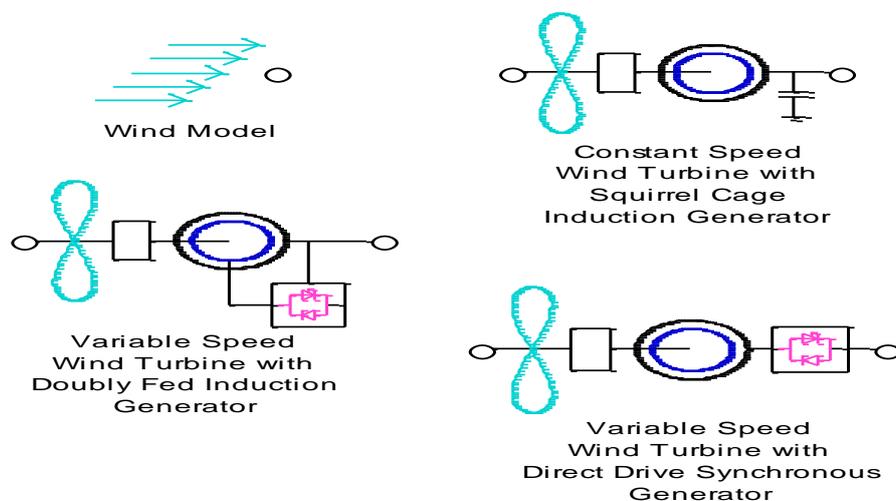


Fig. 3.1.2.2 : Modèles relatifs à l'éolienne.

3.2. Réseaux d'études :

Dans ce mémoire nous allons appliquer cet impact sur deux réseaux électriques de transports de tailles différentes.

3.2.1. Réseau de la région ouest de l'Algérie :

Nous avons choisi ce réseau suite à son potentiel éolien très important.

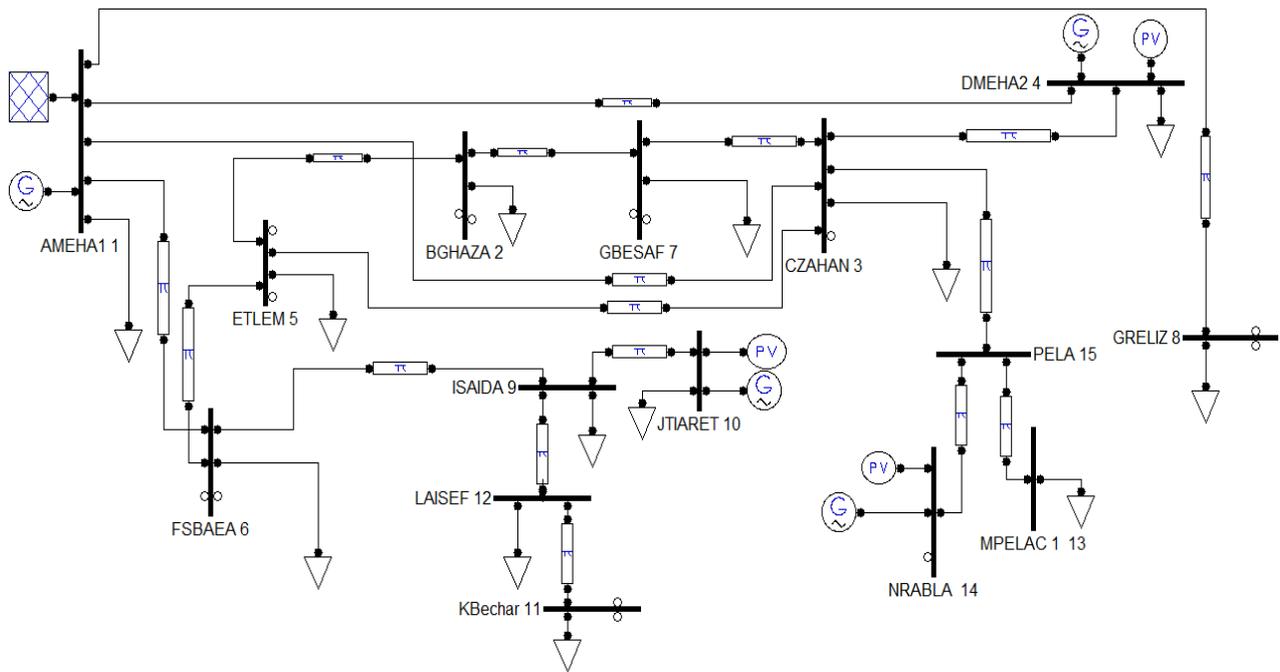


Fig. 3.2.1 : Modèle de la région ouest de l’Algérie.

3.2.1.1. Caractéristique du Modèle d’étude :

Tableau3.2.1.1 : Données techniques du modèle d’étude

Nombre de jeux de barres	Nombre de charges	Nombre de ligne de transmission	Nombre de générateurs
15	13	17	4

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
AMEHA1 1	1.1184	-167.48	1.9921	12.2376	1.3756	1.0344
BGHAZA 2	0.99834	-167.5536	0	0	0.36	0.17
CZAHAN 3	1.0614	-167.4607	0	0	0.64	0.31
DMEHA2 4	1.0535	-167.4669	1.6	-4.7002	1.6	1.6
ETLEM 5	1.011	-167.5375	0	0	0.78	0.37
FSBAEA 6	1.0375	-167.5228	0	0	0.54069	0.2556
GBESAF 7	0.99895	-167.5539	0	0	0.4	0.19
GRELIZ 8	1.0867	-167.5165	0	0	0.51941	0.24932
ISAIDA 9	0.99819	-167.5253	0	0	0.42	0.21

JTIARET 10	1.0242	-167.4501	1.6	0.70038	0.96	0.47
KBechar 11	0.8639	-167.6879	0	0	0.25963	0.12563
LAISEF 12	0.91966	-167.6132	0	0	0.12338	0.05695
MPELAC 1	1.0327	-167.4171	0	0	1.36	0.65
NRABLA 14	1.0331	-167.3348	4.5	-0.93254	0	0
PELA 15	1.0383	-167.411	0	0	0	0

3.2.2. IEEE 30 Jeu de barre :

Le choix du réseau IEEE 30JB est justifié par la possibilité d'établir des comparaisons avec les travaux de recherche similaires vue qu'il est très utilisé.

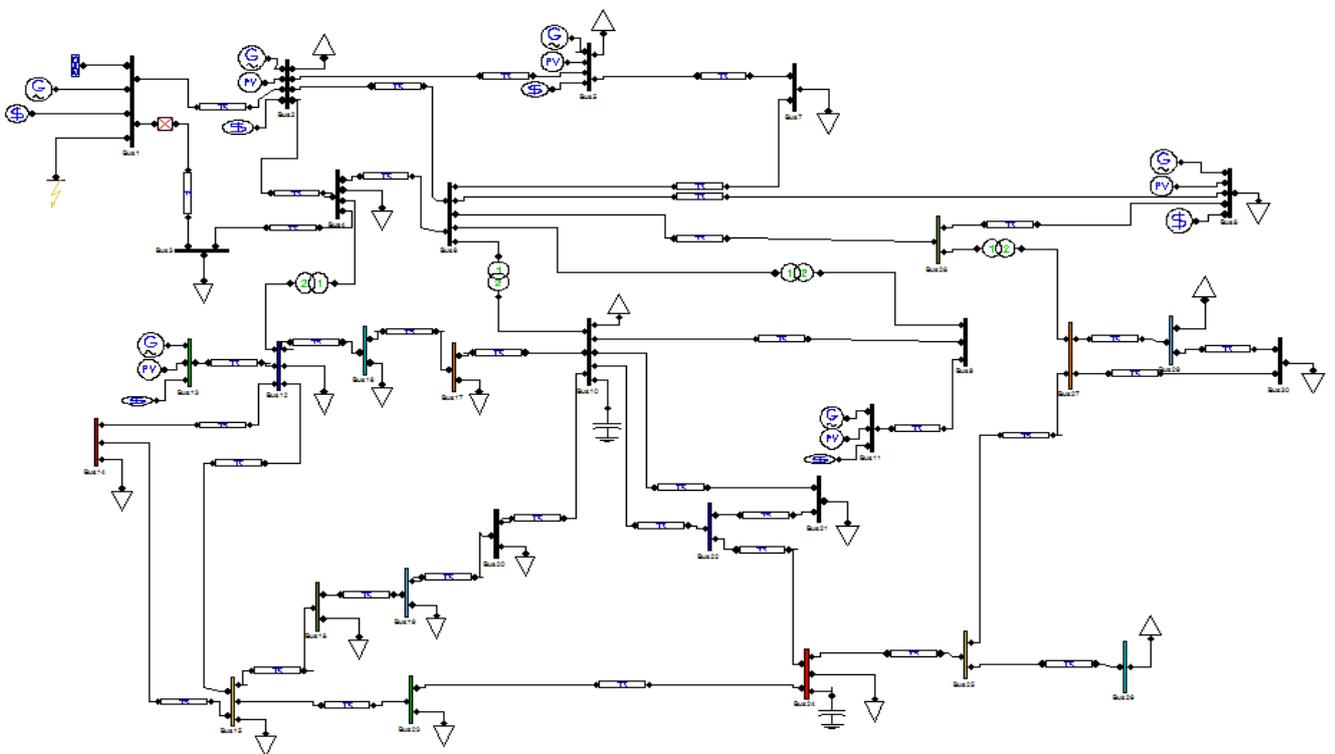


Fig. 3.2.2 : Modèle d'IEEE 30 Jeu de barre.

3.2.2.1. Caractéristique du Modèle d'étude :

Tableau 3.2 : Données techniques du modèle d'étude.

Nombre de jeux de barres	Nombre de charges	Nombre de ligne de transmission	Nombre de générateurs	Nombre de transformateur
30	21	37	6	4

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
ABus1	1.2411	40.1753	1.4571	-0.00459	0	0
ABus2	1.2143	40.1462	0.49	0.29751	0.217	0.127
ABus3	1.1976	40.1276	0	0	0.024	0.012
ABus4	1.1873	40.1188	0	0	0.076	0.016
ABus5	1.1718	40.081	0.21	0.25245	0.942	0.19
ABus6	1.1763	40.1125	0	0	0	0
ABus7	1.1671	40.0918	0	0	0.228	0.109
ABus8	1.1671	40.1195	0.21	-0.21402	0	0
ABus9	1.1765	40.0902	0	0	0	0
BBus10	1.1601	40.0615	0	0	0.058	0.0079
BBus11	1.2094	40.1206	0.12	0.27704	0	0
BBus12	1.1748	40.0671	0	0	0.112	0.075
BBus13	1.2047	40.0877	0.12	0.33504	0	0
BBus14	1.1633	40.0543	0	0	0.062	0.016
BBus15	1.1626	40.0529	0	0	0.082	0.025
BBus16	1.1679	40.0618	0	0	0.035	0.018
BBus17	1.1575	40.0581	0	0	0.09	0.058
BBus18	1.1499	40.0454	0	0	0.032	0.009
BBus19	1.1455	40.0438	0	0	0.095	0.034
CBus20	1.1484	40.0474	0	0	0.022	0.007
CBus21	1.148	40.0546	0	0	0.175	0.112
CBus22	1.1485	40.0548	0	0	0	0
CBus23	1.1485	40.0483	0	0	0.032	0.016

CBus24	1.137	40.0486	0	0	0.087	0.0644
CBus25	1.1388	40.0501	0	0	0	0
CBus26	1.1225	40.044	0	0	0.035	0.023
CBus27	1.148	40.0548	0	0	0	0
CBus28	1.1707	40.1083	0	0	0	0
CBus29	1.1297	40.0371	0	0	0.024	0.009
DBus30	1.1193	40.0246	0	0	0.106	0.019

3.3. Méthode d'analyse

Pour examiner l'influence des plusieurs paramètres de la source éolienne injectée dans le réseau électrique sur la stabilité de ce dernier, on a procédé à une étude comparative vis-à-vis les valeurs du temps critique d'isolement de défaut correspondant à chaque simulation.

Pour ce faire on procède comme suit :

- On crée un défaut au niveau d'un jeu de barre quelconque, il s'agit d'un court circuit triphasé équilibré car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique.
- On change le temps d'isolement de défaut en changeant le temps de déclenchement de disjoncteur dans le bloc « Breaker »
- On visualise par la suite, les vitesses angulaires des différents générateurs synchrones du réseau modèle
- L'observation du comportement transitoire du système ne peut révéler que deux cas :
 - a) Système stable : si toutes les vitesses angulaires des générateurs tendent vers une valeur fixe très proche de la vitesse du synchronisme.
 - b) Système instable : si au moins une vitesse angulaire d'un générateur ne converge pas vers la vitesse de synchronisme.
- On calcule le temps critique d'isolement de défaut « TCID » selon les deux cas précédents (a et b) en augmentant ou en diminuant respectivement le temps d'isolement de défaut suivant la méthode de dichotomie.

3.4. Résultats de simulation et interprétation

3.4.1. Réseau de la région ouest de l'Algérie :

L'état initial :

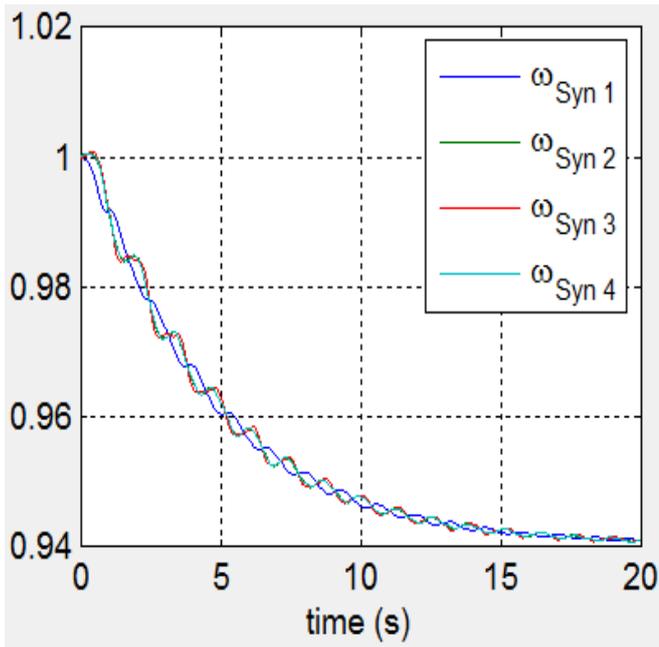


Fig. 3.4.1.a Vitesse du rotor

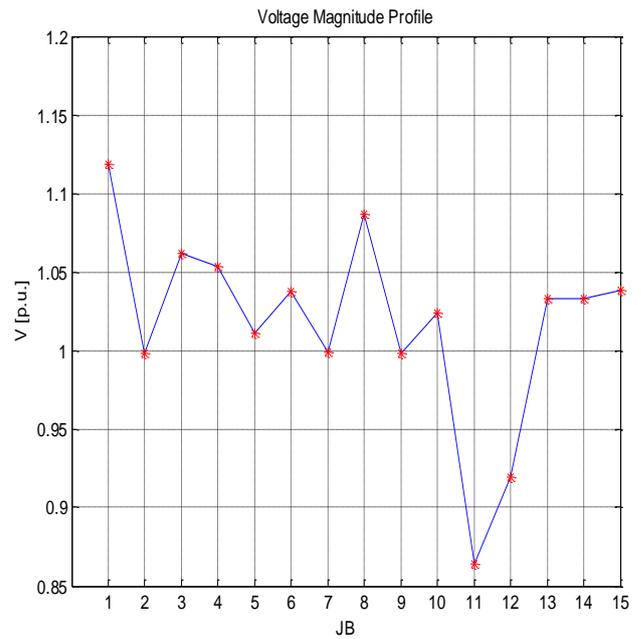


Fig. 3.4.1.b Profile de tension

3.4.1.1. Influence du lieu de défaut

Le choix de lieu de l'application de défaut est très essentiel ;

- **DEFAUT AU JEU DE BARRE GRELIZ 8 : (Charge isolé)**

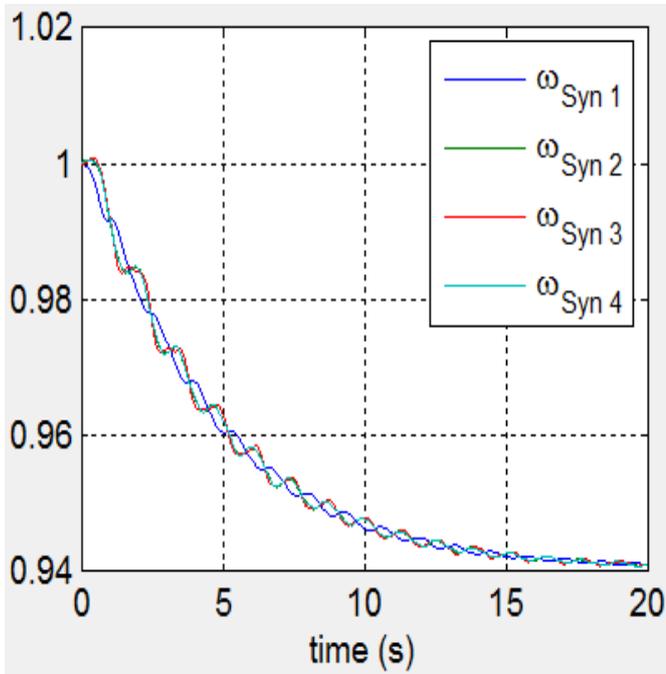


Fig. 3.4.1.1.a Vitesse du rotor avant défaut

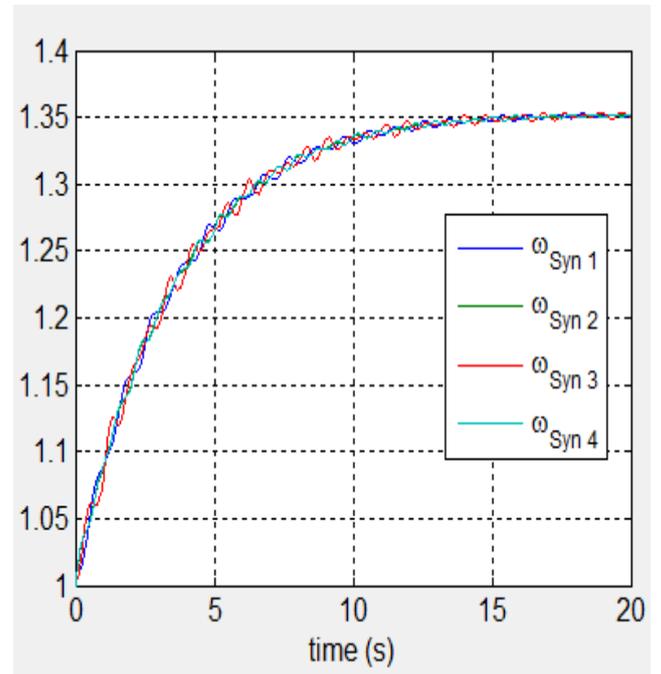


Fig. 3.4.1.1.b Vitesse du rotor pendant défaut

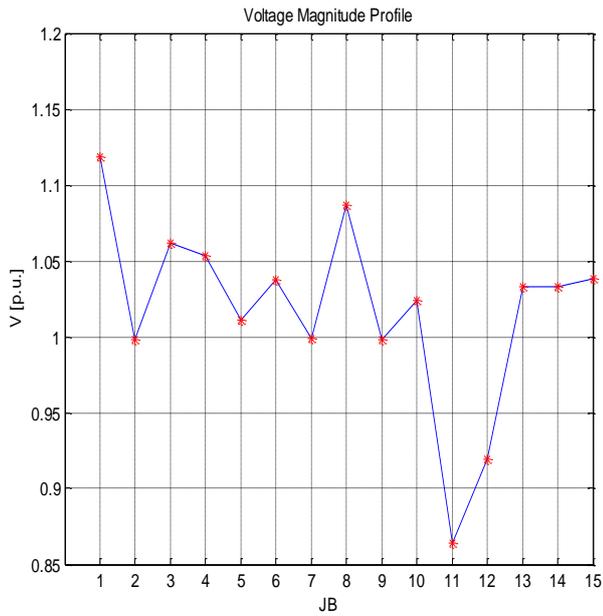


Fig. 3.4.1.1.c Profile de tension avant défaut

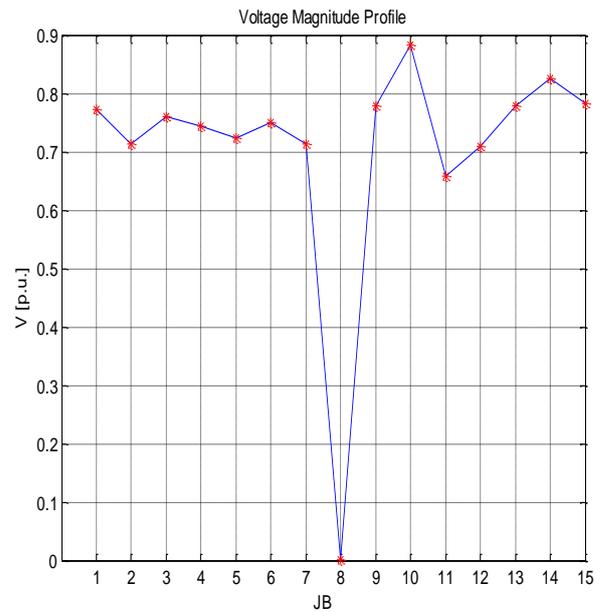


Fig. 3.4.1.1.d Profile de tension pendant défaut

D'après la comparaison illustrée par les figure aucune influence bien au contraire il y aura un soulagement de réseau : on a donné une occasion du réseau pour alimenter le reste du réseau par des valeurs nominales.

• **DEFAUT JEU DE BARRE NRABLA 14 : (SOURCE)**

T=0.019

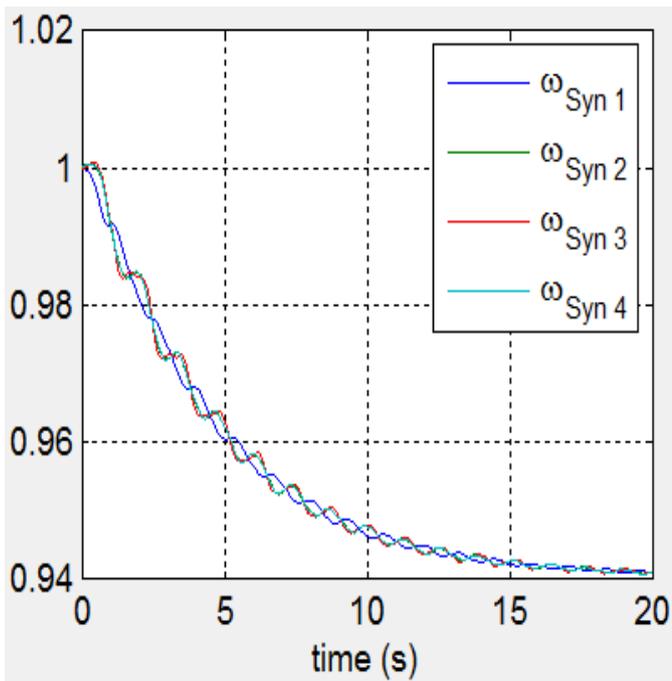


Fig. 3.4.1.1.e Vitesse du rotor avant défaut

T=0.02

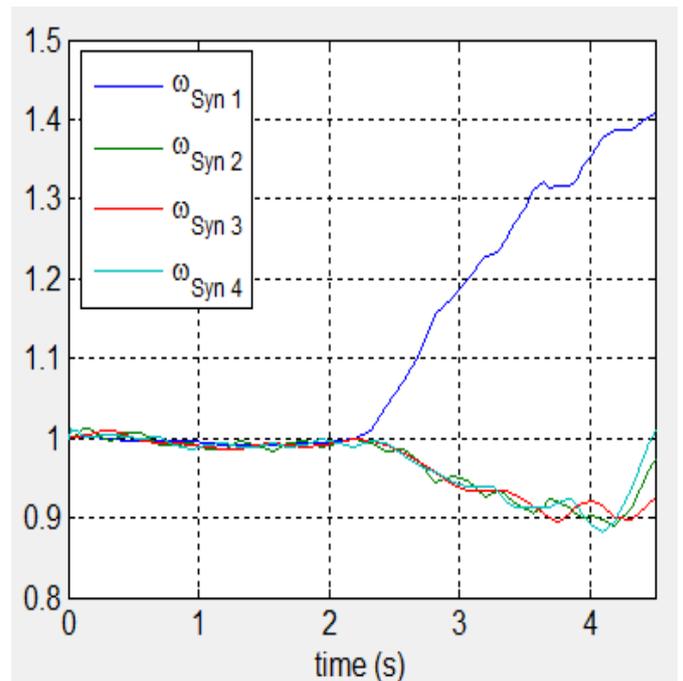


Fig. 3.4.1.1.f Vitesse du rotor pendant défaut

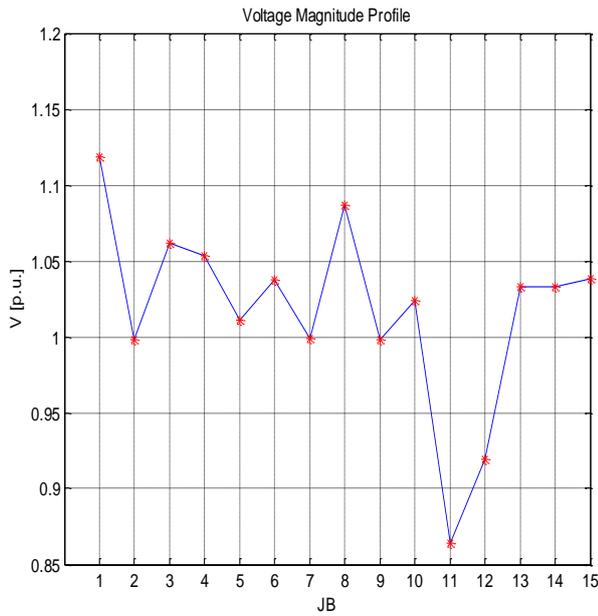


Fig. 3.4.1.1.g Profile de tension avant défaut

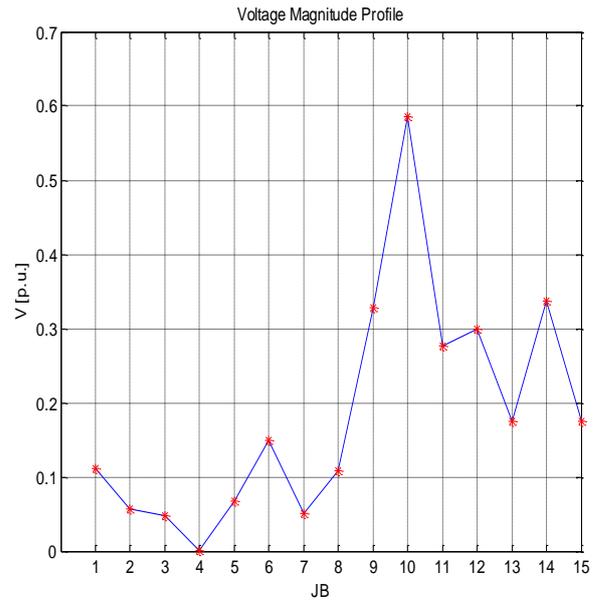


Fig. 3.4.1.1.h Profile de tension pendant défaut

• **DEFAUT JEU DE BARRE CZAHAN 3:**

T=0.033

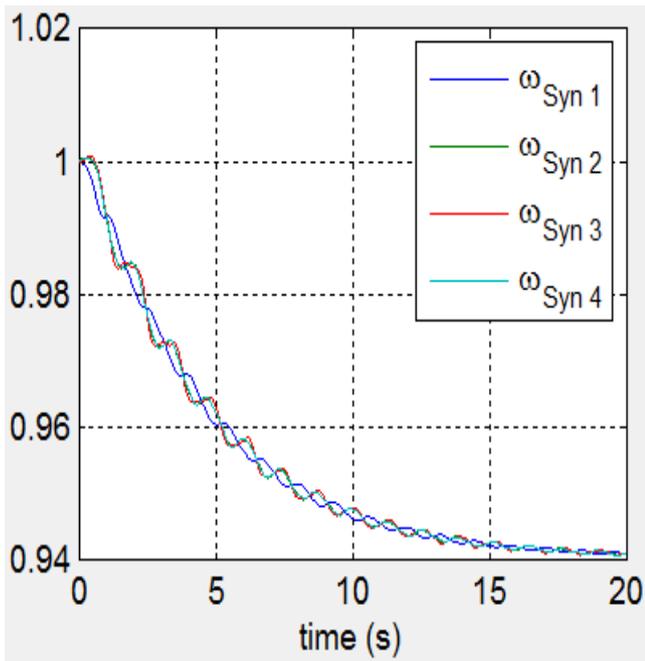


Fig. 3.4.1.1.i Vitesse du rotor avant défaut

T=0.034

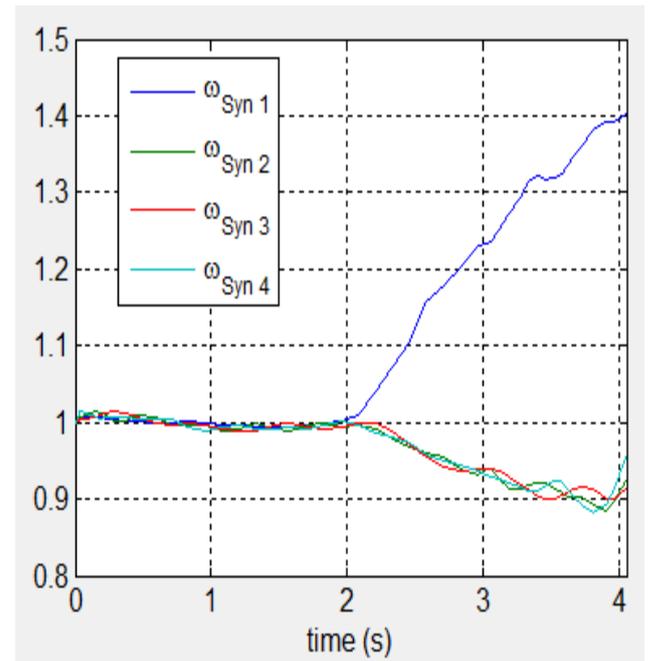


Fig. 3.4.1.1.j Vitesse du rotor pendant défaut

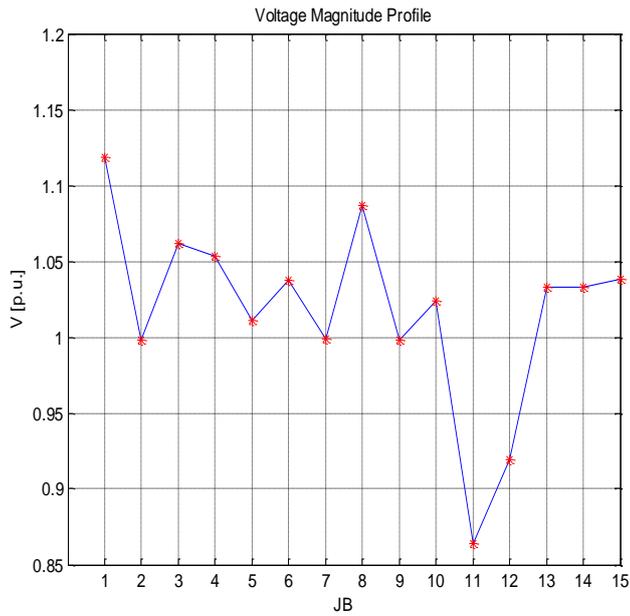


Fig. 3.4.1.1.k Profile de tension avant défaut

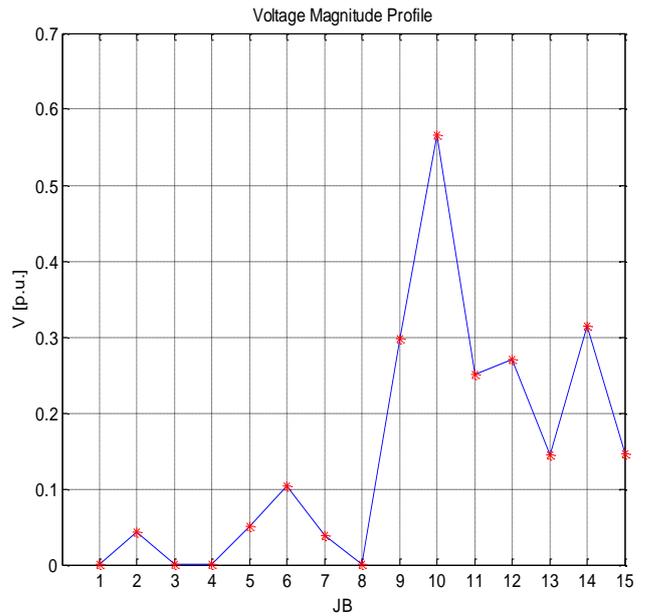


Fig. 3.4.1.1.l Profile de tension pendant défaut

• **DEFAUT JEU DE BARRE SBAEA 6:**

T=0.121

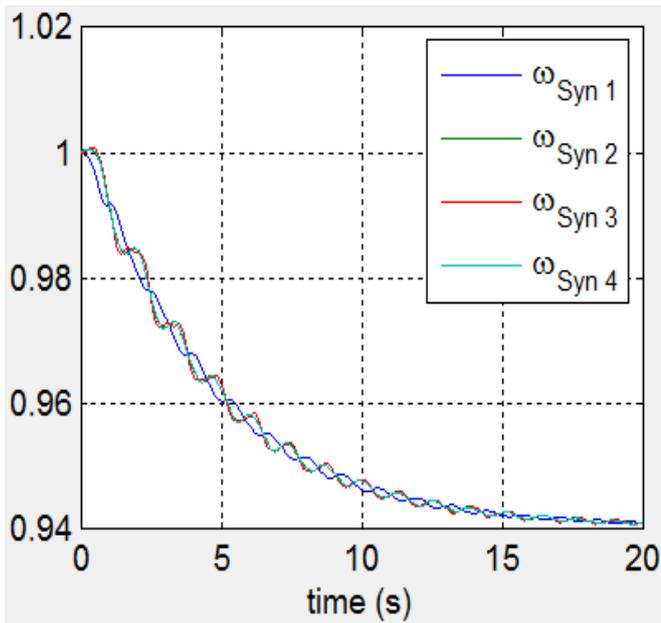


Fig. 3.4.1.1.m Vitesse du rotor avant défaut

T=0.122

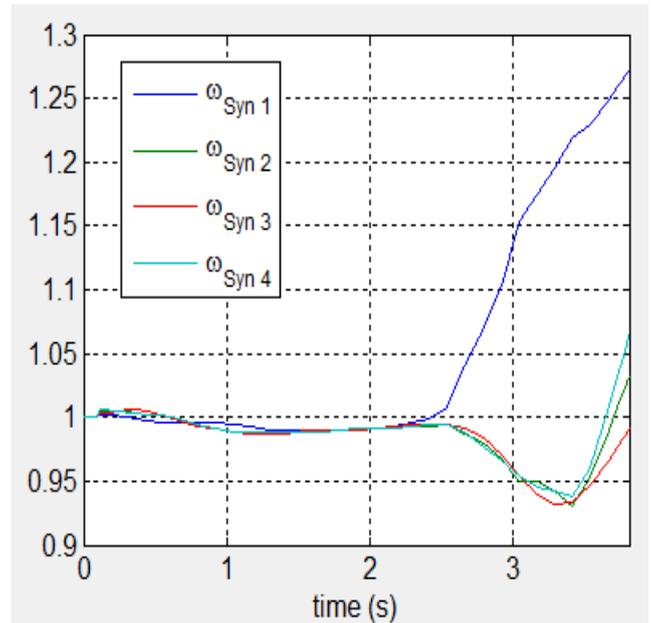


Fig. 3.4.1.1.n Vitesse du rotor pendant défaut

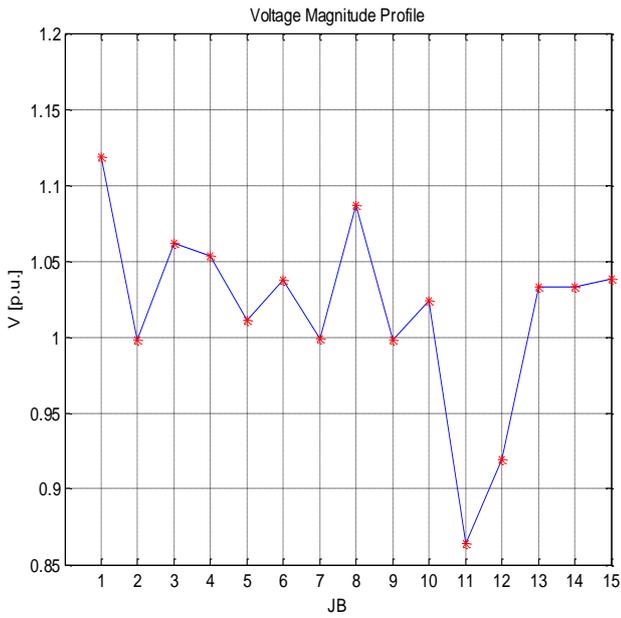


Fig. 3.4.1.1.o Profile de tension avant défaut

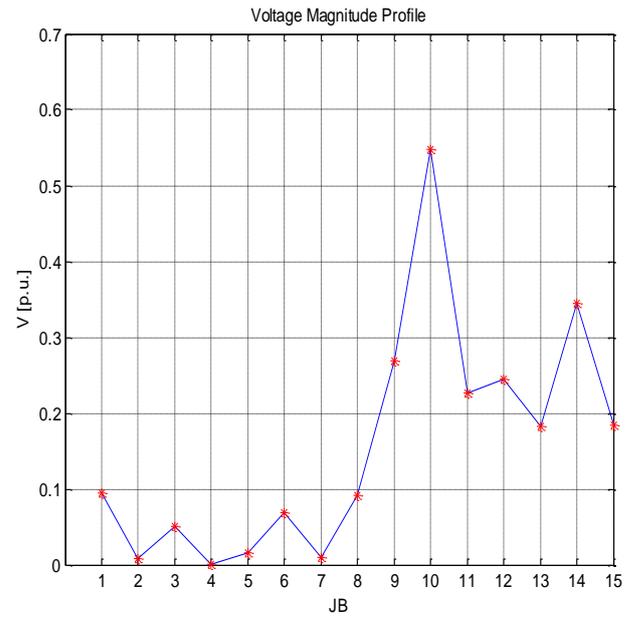


Fig. 3.4.1.1.p Profile de tension pendant défaut

• **DEFAUT JEU DE BARRE Gbesaf 7 :**

T= 0.026

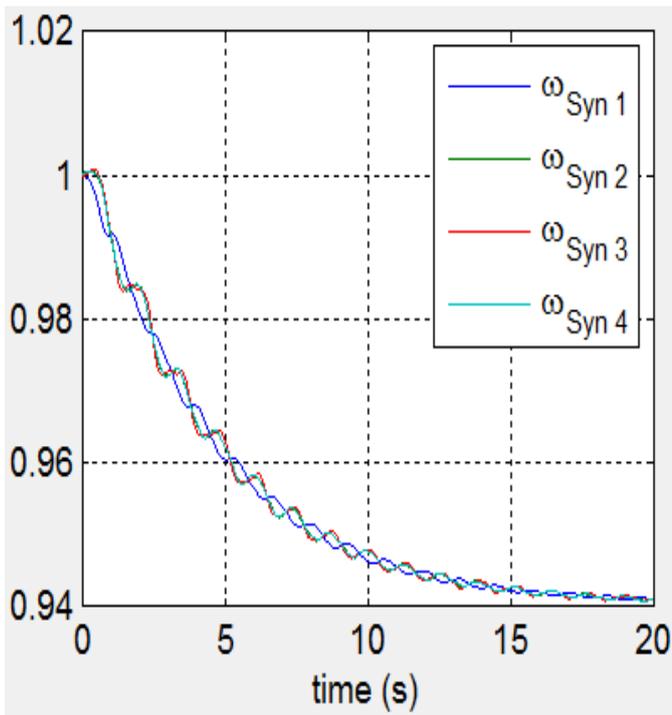


Fig. 3.4.1.1.q Vitesse du rotor avant défaut

T= 0.027

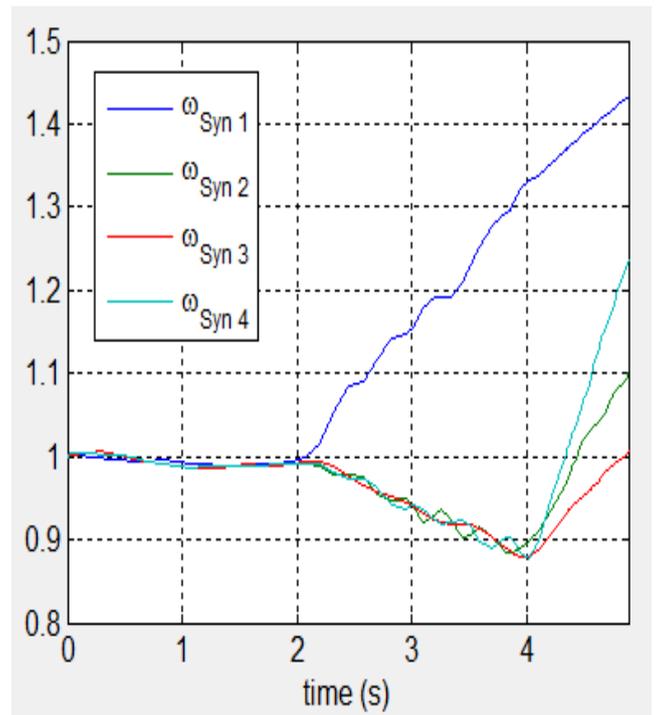


Fig. 3.4.1.1.r Vitesse du rotor pendant défaut

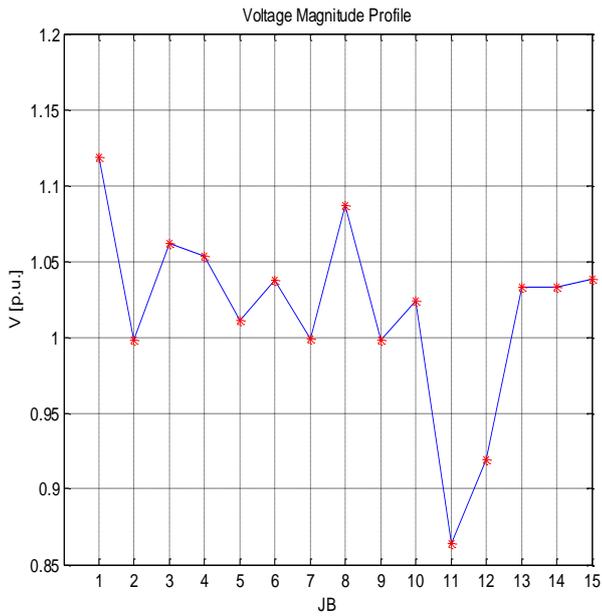


Fig. 3.4.1.1.s Profile de tension avant défaut

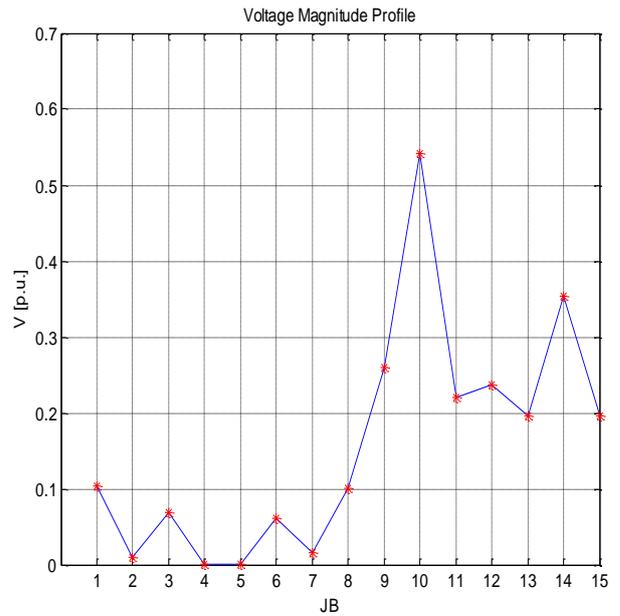


Fig. 3.4.1.1.t Profile de tension pendant défaut

• **DEFAUT JEU DE BARRE etlem 5 :**

T= 0.597

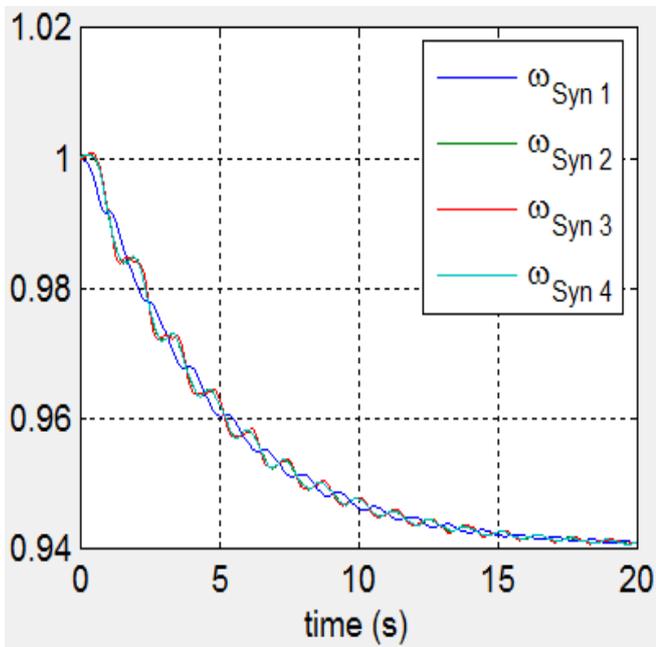


Fig. 3.4.1.1.u Vitesse du rotor avant défaut

T= 0.598

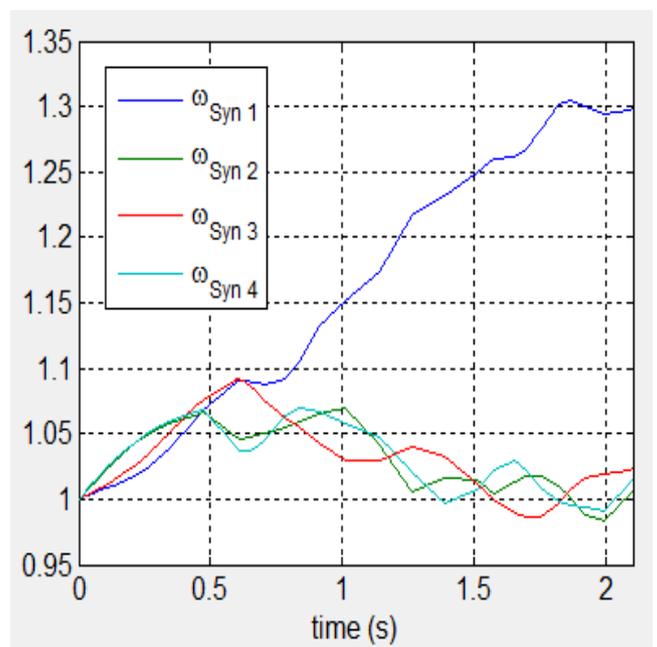


Fig. 3.4.1.1.v Vitesse du rotor pendant défaut

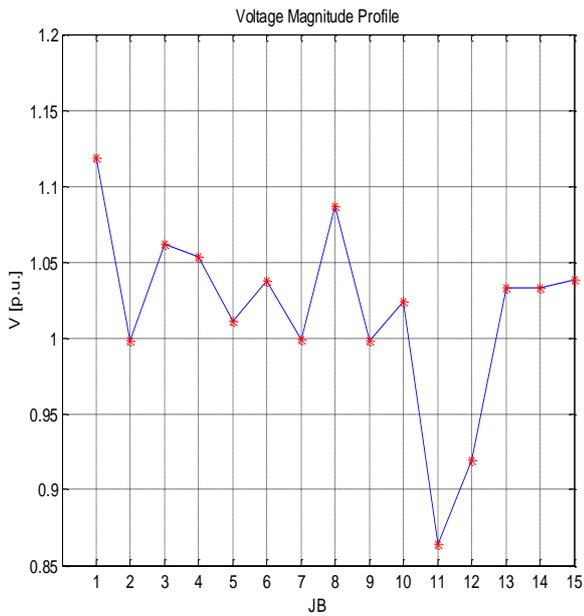


Fig. 3.4.1.1.w Profile de tension avant défaut

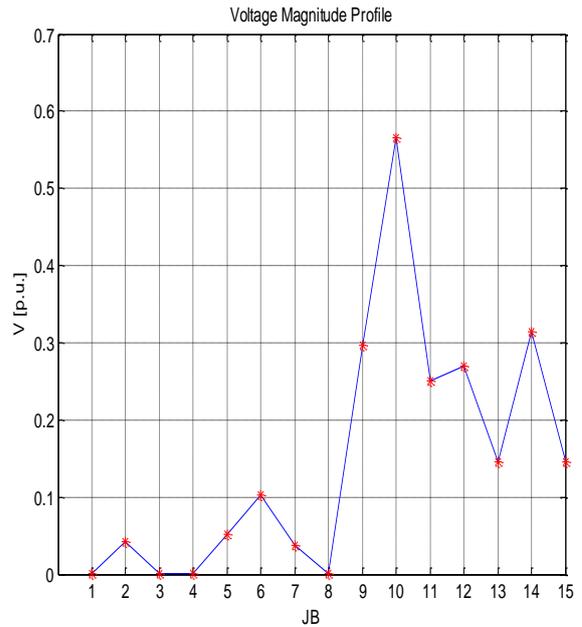


Fig. 3.4.1.1.x Profile de tension pendant défaut

• **DEFAUT JEU DE BARRE JTIARET :**

T= 0.05

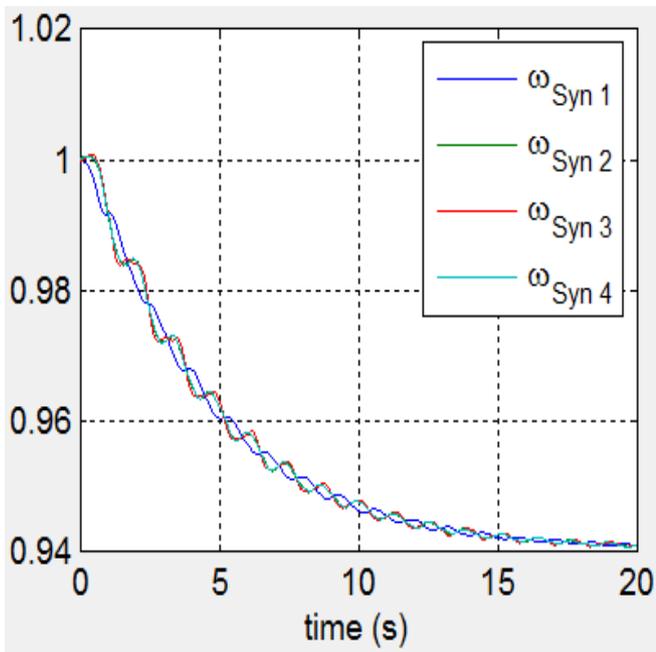


Fig. 3.4.1.1.y Vitesse du rotor avant défaut

T= 0.051

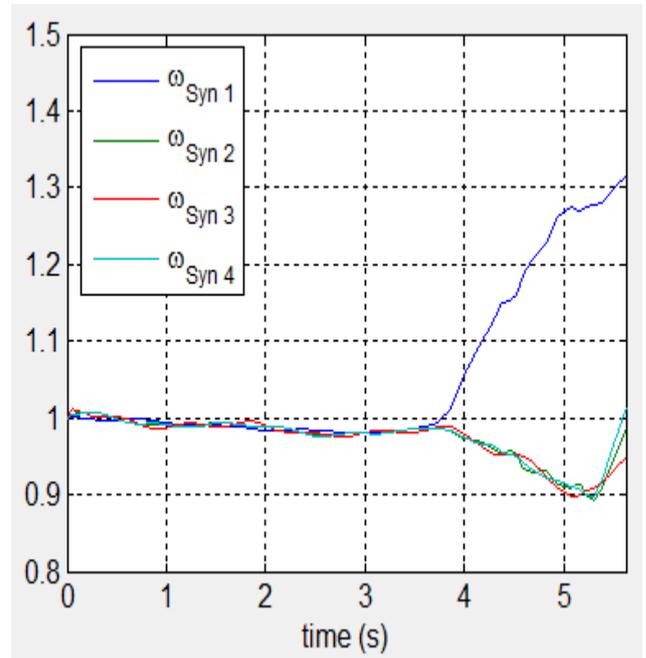


Fig. 3.4.1.1.z Vitesse du rotor pendant défaut

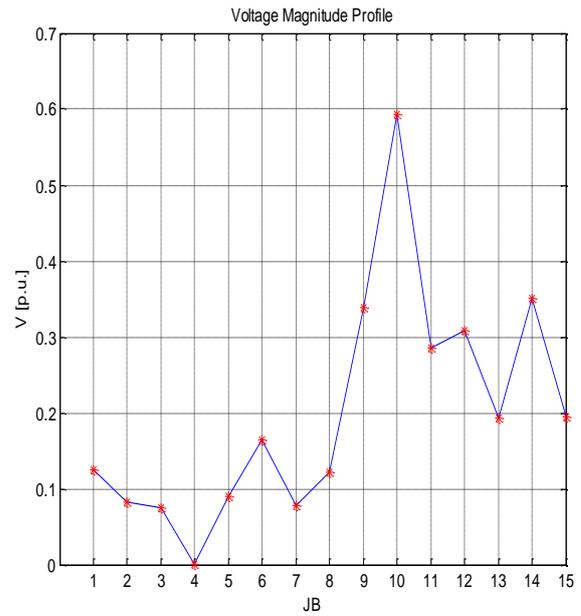
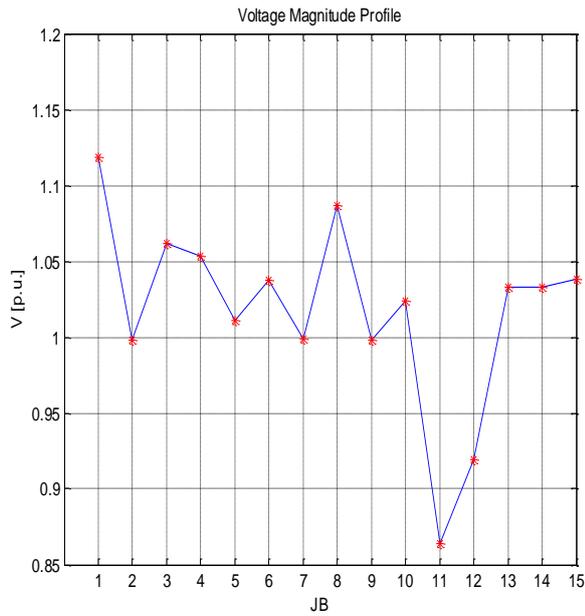


Fig.

3.4.1.1.y Profile de tension avant défaut

Fig. 3.4.1.1.z Profile de tension pendant défaut

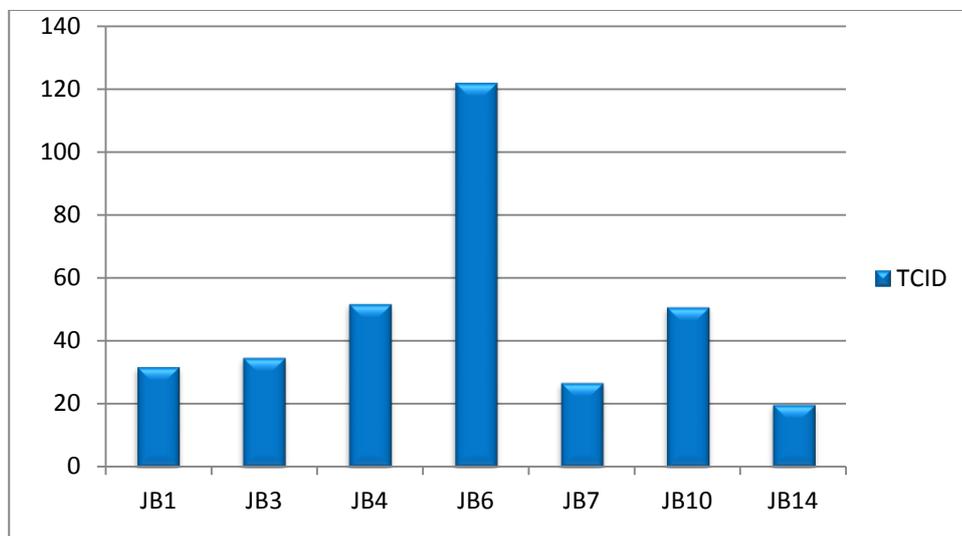
- Comparaison et interprétation

D'après les résultats précédents on constate que le lieu de défaut influe la stabilité transitoire de notre modèle d'étude en changeant le temps critique d'isolement de défaut

Dans le tableau suivant en changeant à chaque fois le lieu de défaut.

Tableau 3.4.1.1: TCID pour différent lieu de défaut

Jeux de barres	JB 1	JB 3	JB 4	JB 6	JB 7	JB 10	JB 14
TCID [ms]	32	35	52	122	27	51	20



L'histogramme précédent montre que, le lieu de défaut à une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle

3.4.1.2. Influence du lieu de l'éolien :

Dans ce cas, on va calculer le temps critique de l'isolement du défaut du modèle d'étude sans éolienne et avec éolienne en observant le comportement transitoire du modèle dans les deux cas.

- Sans éolienne

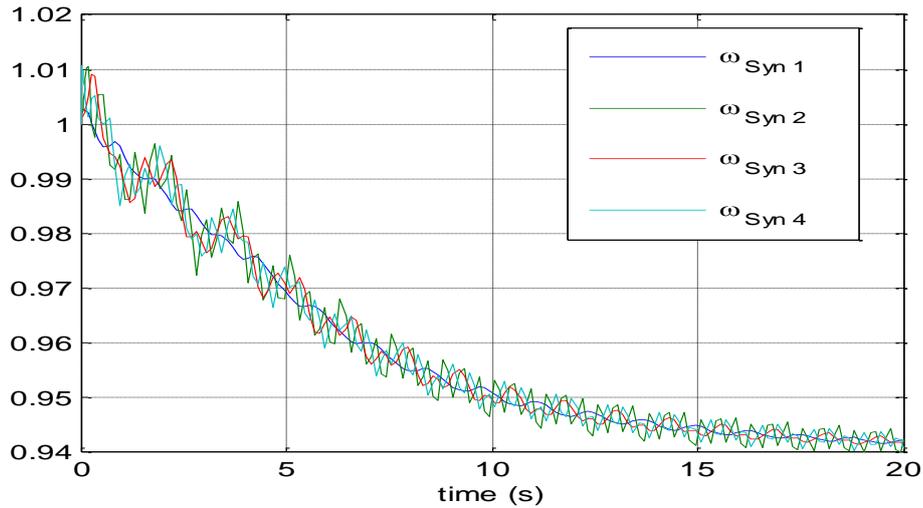


Fig. 3.4.1.2 a: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 19 ms.

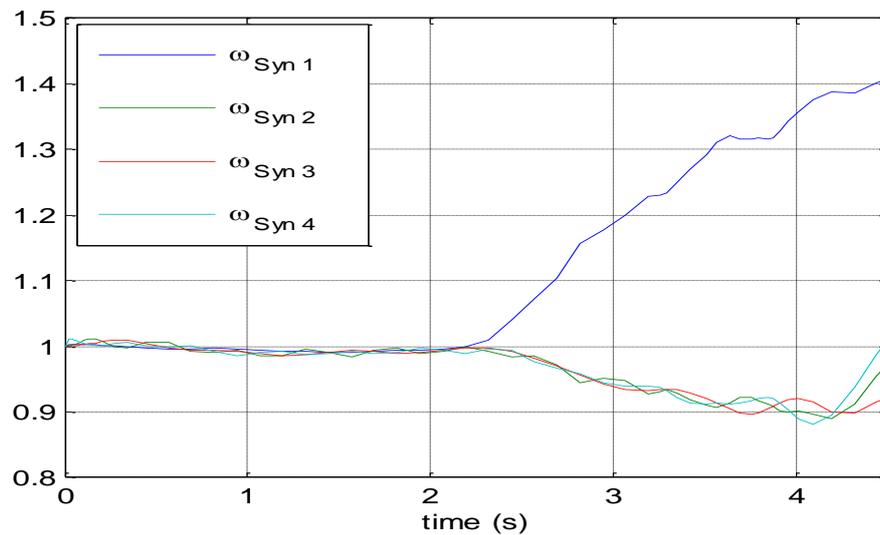


Fig. 3.4.1.2 b: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 20 ms.

D'après la figure 1, il est évident que le TCID dans ce cas est égale à 19 ms.

- Avec éolienne

Le jeu de barre N°16 (Tiaret) est connecté à la source éolienne.

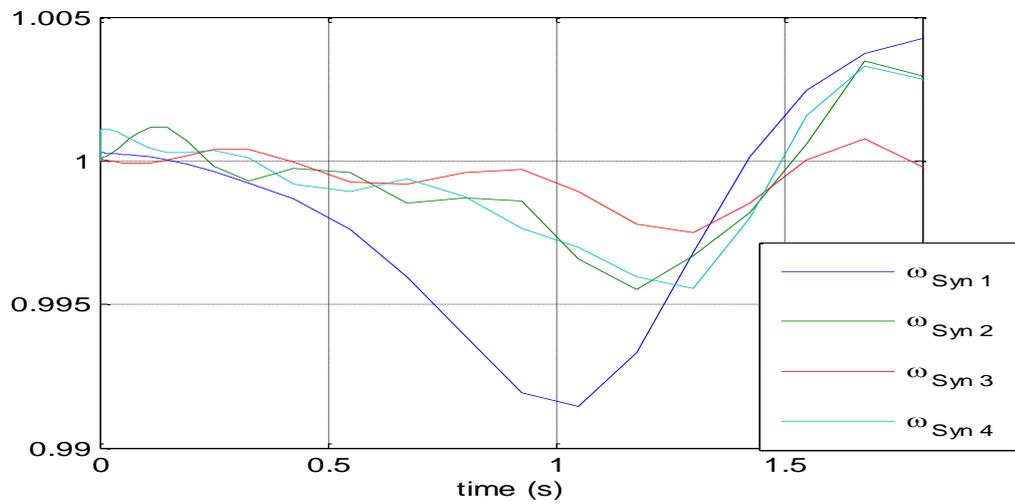


Fig. 3.4.1.2 c: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 09 ms.

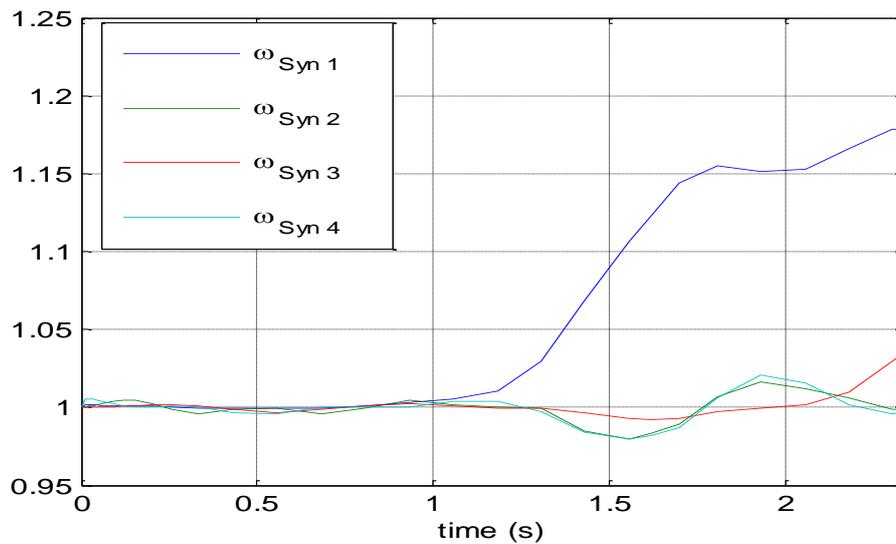


Fig. 3.4.1.2 d: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 10 ms.

Dans ce cas on peut déduire que TCID = 09 ms

- Comparaison et interprétation

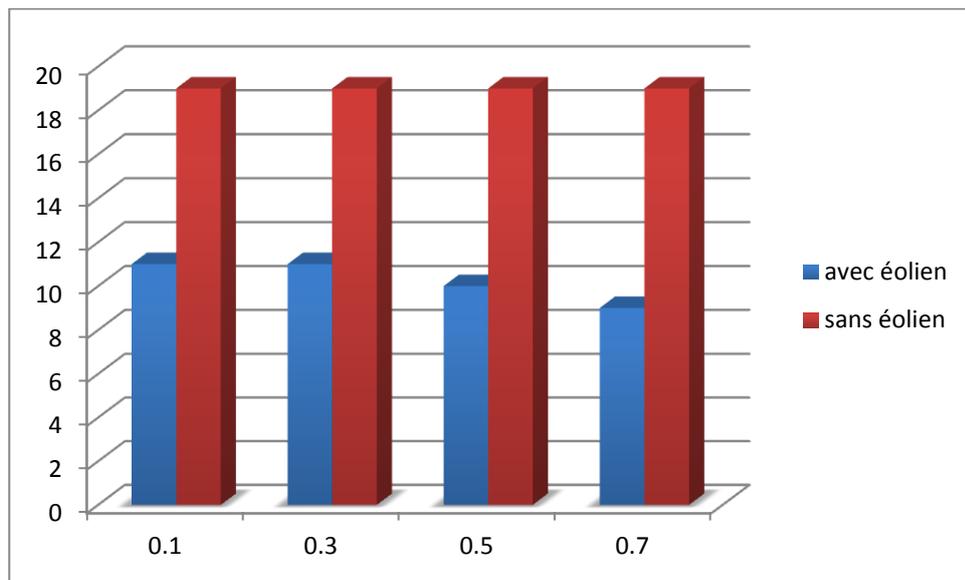
D'après les résultats précédents on constate que l'intégration de la source éolienne dégrade la stabilité transitoire de notre modèle d'étude en diminuant le temps critique d'isolement de défaut de 19 ms à 09 ms.

Mais est ce que cette constatation est-elle toujours valable pour les différents puissances de l'éolienne?

Le tableau suivant répond à cette question en changeant à chaque fois la puissance de la source éolienne.

Tableau 3.4.1.2: TCID pour différents puissance de la source éolienne

Active power	0.1	0.3	0.5	0.7
TCID [ms]	11	11	10	09



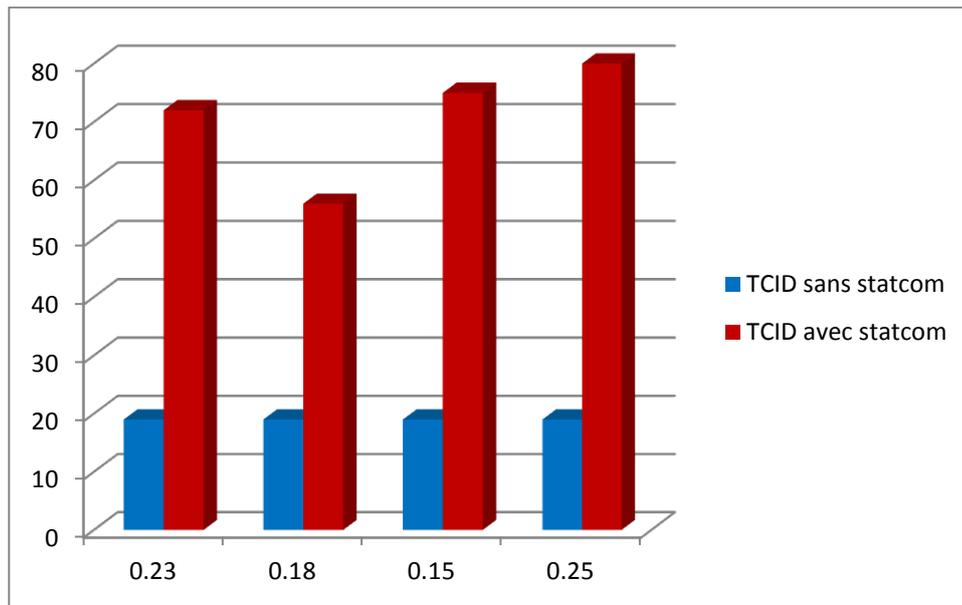
L'histogramme précédent montre que, l'augmentation de la puissance de source éolienne dans notre modèle a amélioré sa stabilité transitoire lorsque cette source est injectée au niveau des jeux de barres N° 16.

3.4.1.3. Influence du STATCOM :

On va calculer le temps critique d'isolement du défaut du modèle d'étude avec éolienne et en ajoute une STATCOM pour améliorer le taux de pénétration de l'énergie éolienne.

Tableau 3.4.1.3: TCID & pour différents puissance de la source éolienne sans & avec STATCOM

Lieu de STATCOM	JB 02	JB 04	JB 05	JB 06
TCID [ms]	72	56	75	80
Puissance éolienne [MW]	230	180	150	250
Taux de pénétration [%]	23,75	18,58	15,49	25,82



Selon l'histogramme ci-dessus, on peut confirmer que le STATCOM à améliorer le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique

3.4.2. IEEE 30 Jeu de barre :
L'état initial :

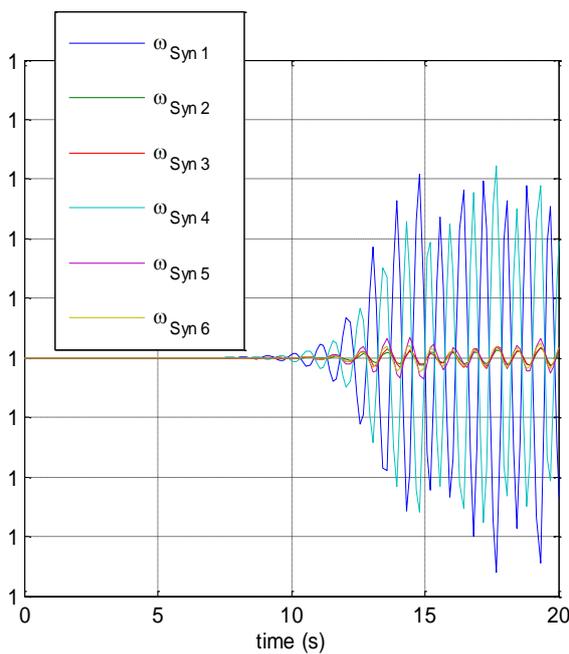


Fig. 3.4.2.a Vitesse du rotor avant défaut

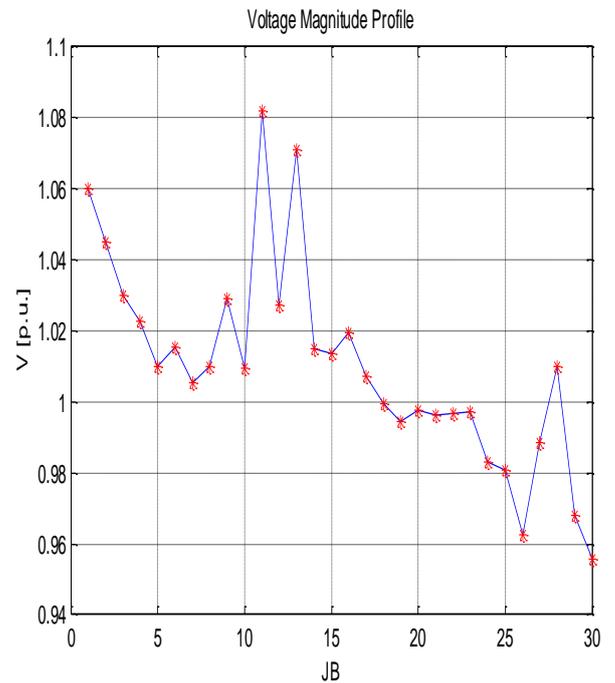


Fig. 3.4.2.b Vitesse du rotor pendant défaut

3.4.2.1. Influence du lieu de défaut

Le choix de lieu de l'application de défaut est très essentiel :

Le défaut au jeu de barre N° 5 :

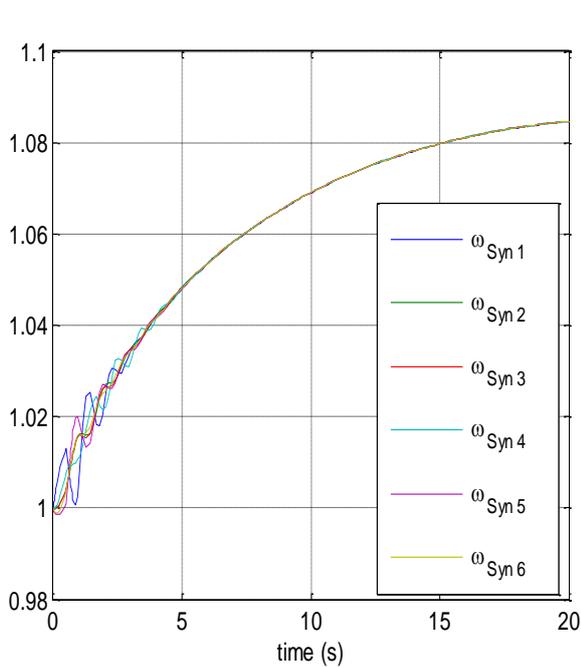


Fig.3.4.2.1 a: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 599 ms

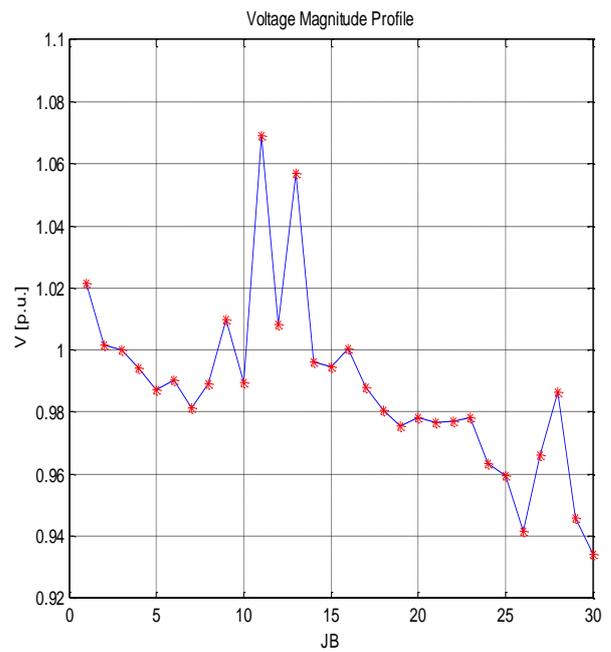


Fig. 3.4.2.1 b: Evolution de la profile de tension des jeu de barre temps d'isolement de défaut 599 ms

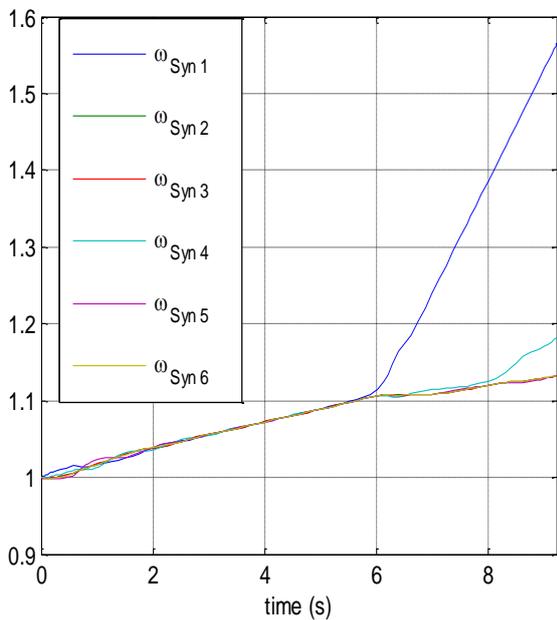


Fig. 3.4.2.1 c: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 600 ms

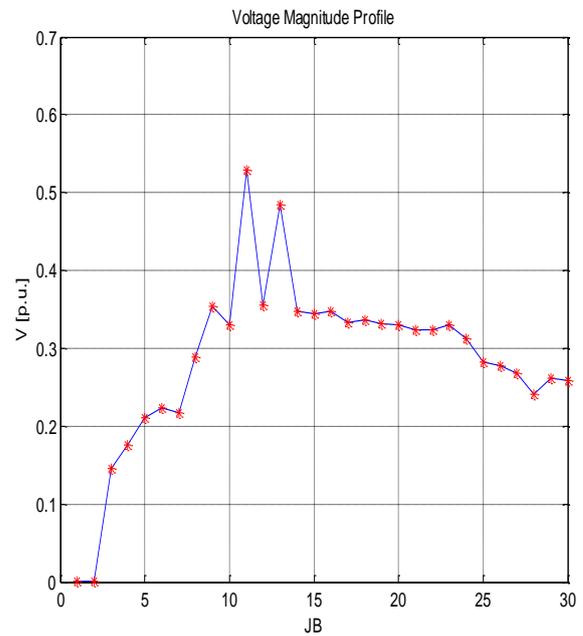


Fig. 3.4.2.1 d : Evolution de la profile de tension des jeux de barre temps d'isolement de défaut 600 ms

Dans ce cas on peut déduire que TCID = 599 ms.

Le défaut au jeu de barre N° 21 :

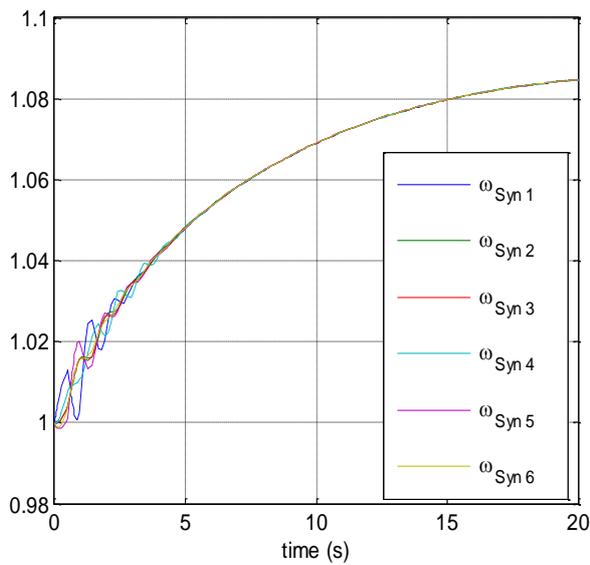


Fig. 3.4.2.1 e: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 729 ms

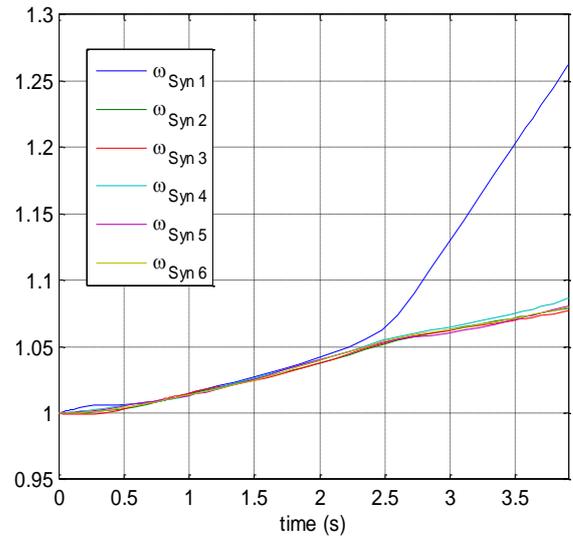


Fig. 3.4.2.1 f : Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d'isolement de défaut 730 ms

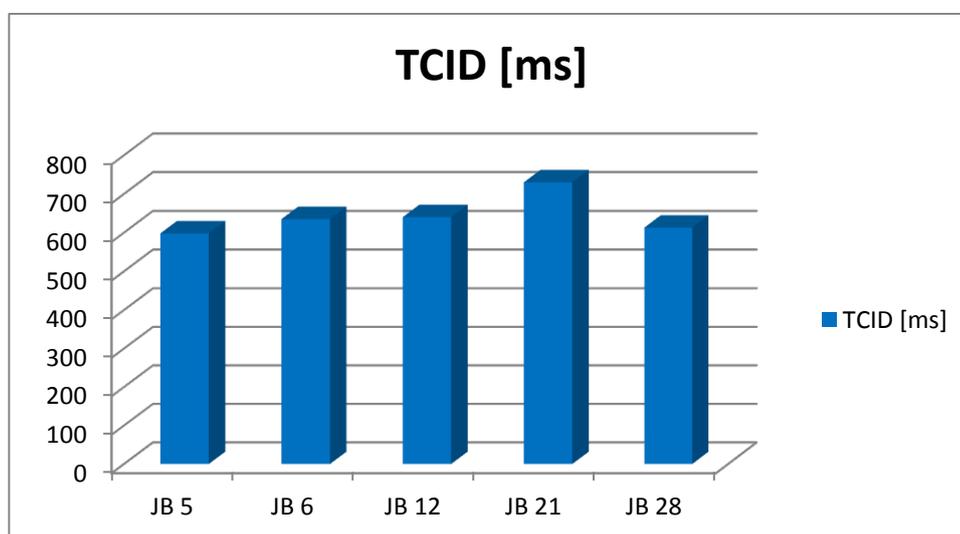
Dans ce cas on peut déduire que TCID = 729 ms.

D'après les résultats précédents on constate que le lieu de défaut influe la stabilité transitoire de notre modèle d'étude en changeant le temps critique d'isolement de défaut

Dans le tableau suivant en changeant à chaque fois le lieu de défaut.

Tableau 3.4.2.1: TCID pour différents lieu de défauts

Jeux de barres	JB 5	JB 6	JB 12	JB 21	JB 28
TCID [ms]	598	635	640	730	613



L’histogramme précédent montre que, le lieu de défaut à une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle.

3.4.2.2. Influence du lieu de l’éolien :

Dans ce cas, on va calculer le temps critique de l’isolement du défaut du modèle d’étude avec éolienne en observant le comportement transitoire du modèle.

Le jeu de barre N°21 est connecté à la source éolienne.

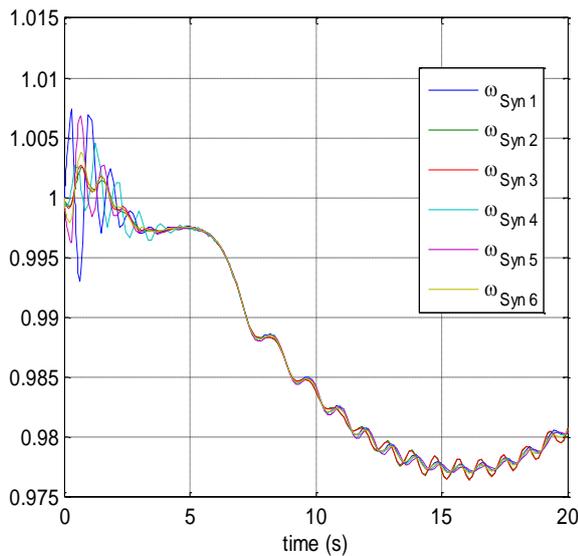


Fig. 3.4.2.2 a: Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d’isolement de défaut 269 ms

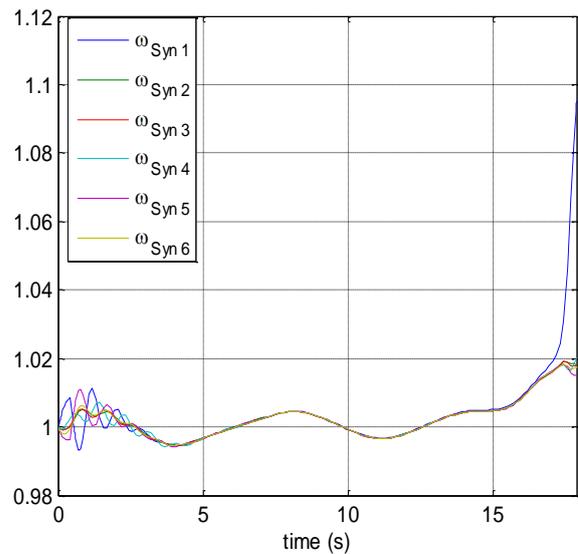


Fig. 3.4.2.2 b : Evolution de la vitesse de rotation des générateurs temps d’isolement de défaut 270 ms

Dans ce cas on peut déduire que TCID = 269 ms.

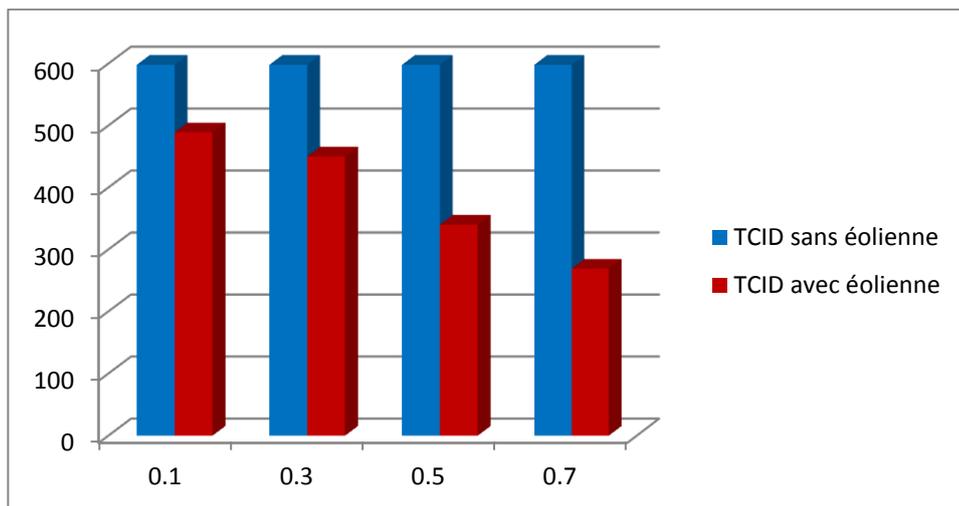
D’après les résultats précédents on constate que l’intégration de la source éolienne dégrade la stabilité transitoire de notre modèle d’étude en diminuant le temps critique d’isolement de défaut de 599 ms à 269 ms.

Mais est ce que cette constatation est-elle toujours valable pour les différents puissances de l’éolienne ?

Le tableau suivant répond à cette question en changeant à chaque fois la puissance de la source éolienne

Tableau 3.4.2.2 : TCID pour différents puissance de la source éolienne.

Active power	0.1	0.3	0.5	0.7
TCID [ms]	489	450	340	269



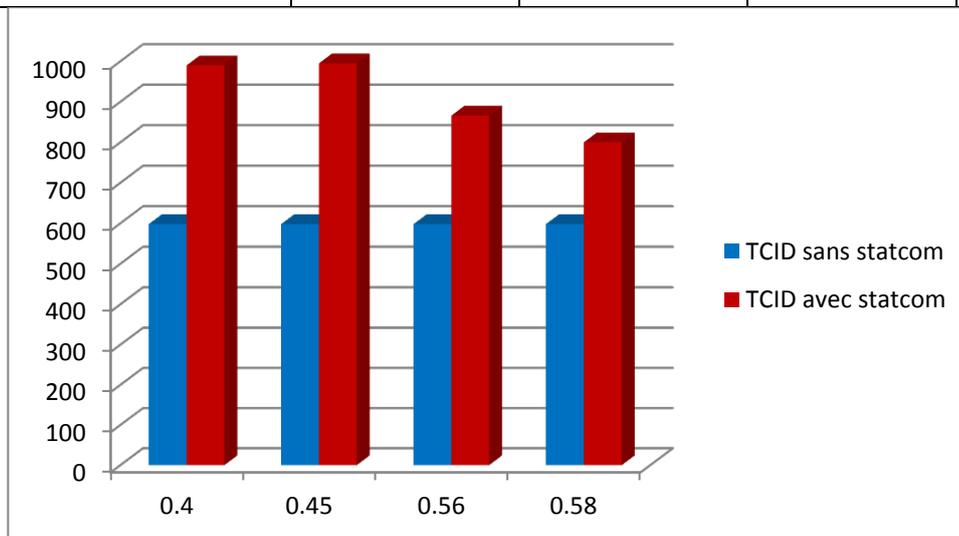
L'histogramme précédent montre que, l'augmentation de la puissance de source éolienne dans notre modèle a amélioré sa stabilité transitoire lorsque cette source est injectée au niveau des jeux de barres N° 21.

3.4.1.3. Influence du STATCOM :

On va calculer le temps critique d'isolement du défaut du modèle d'étude avec éolienne et en ajoute une STATCOM pour améliorer le taux de pénétration de l'énergie éolienne.

Tableau 3.4.2.3 : TCID & taux de pénétration pour différents jeu de barre de la source éolienne avec STATCOM

Lieu de STATCOM	JB 03	JB 07	JB 25	JB 10
TCID [ms]	990	995	866	800
Puissance éolienne [MW]	40	45	56	58
Taux de pénétration [%]	15,38	17,30	21,53	22,30



Selon l'histogramme ci-dessus, on peut confirmer que le STATCOM à améliorer le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique.

CONCLUSION

En guise de conclusion, nous pouvons dire que l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique de transport à une influence sur la stabilité transitoire selon l'emplacement du défaut.

Le recours au statcom à amélioré nettement le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau ce que nous offre une importante possibilité d'intégrer d'avantage des sources éoliennes.

Il est à signaler que toutes ces conclusions sont dégagées après plusieurs simulation (PSAT) appliquées sur deux réseaux différents.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Ces dernières années, l'échauffement terrestre a pris une grande ampleur vue plusieurs raisons y compris, les gaz toxique dégagés par les différentes centrales électriques implantées à travers toute la planète.

Le recours aux énergies renouvelables dans la production électrique représente une solution idéale pour réduire faire face à cette pollution mais malheureusement cette intégration n'est pas sans conséquences sur le réseau électrique conventionnel.

C'est dans cette optique que cette étude vient d'analyser cet impact et en propose des solutions. D'après cette étude plusieurs résultats ont été dégagés :

- L'emplacement de défaut joue un rôle décisif d'en l'influence de l'intégration.
- Le réseau électrique à une capacité limité d'accepter de l'énergie éolienne.
- Le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau s'améliore avec l'introduction du STATCOM.
- Le choix de lieu de l'emplacement de STATCOM est primordial pour améliorer ce taux.

Enfin, il est à signaler que toutes les simulations sont développées sous PSAT.

Nous proposons comme suite à ce travail l'intégration de plusieurs types d'énergies renouvelables comme le photovoltaïque, pile à combustible et l'analysé d'autre influences.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

A.

- [ACK 05] T. Ackermann, "Wind Power in Power Systems", John Wiley & Sons, Ltd, ISBN 0-470-85508-8, 2005.
- [ACK 05] T. Ackermann, "Wind Power in Power System", John Wiley & Sons, Ltd, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden 2005.
- [ALK 08] H. ALKHATIB, « étude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique », thèse de doctorat de l'université Paul Cezanne d'Aix-Marseille, France, 05 décembre 2008.
- [AND 06] Andersson G., Modeling and analysis of Electric Power Systems, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.

B.

- [BEN 06] M.E.H. Benbouzid et al., "The state of the art of generators for wind energy conversion systems," Proceedings of the ICEM'06, Chania (Greece), Sep 2006.

C.

- [CAN 00] J.F. Canard , "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution " Thèse de Docteur de l'INPG en Génie Electrique, 2000.

F.

- [FAR 06] A. Farret, M.G. Simoes, " Integration of alternative sources of energy", Wiley-IEEE Press, ISBN 0-471-71232-9, 2006.
- [FOU 91] A.A. Fouad and V. Vittal," Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method", Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1991.

H.

- [HER 07] G.M.J Herberta, et al.," A review of wind energy technologies", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 11, pp. 1117–1145, Elsevier, 2007.
- [HEI 05] S. Heier, " Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", 2nd ed., Wiley, ISBN: 0-470-86899-6, 2005.

[HLA 84] J. Hladik , “ Énergétique éolienne “, Éd. Masson et Presses de l’université du Québec,1984.

I.

[IEE 04] Task Force on Stability Terms and Definitions IEEE/CIGRE, " Definition and classification of power system stability." IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.

J.

[JOH 07] C.W. Johnson “ Analysing the causes of the Italian and Swiss Blackout, 28th September 2003 “, Conferences in Research and Practice in Information Technology Series", Vol. 336 , pp. 21-30 , Australia 2007

K.

[KUN 94] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Electric Power Rescherche Institute (EPRI), McGraw-Hill, USA, 1994.

O.

[OUR 06] M.L. Ourari, L. Desaint, et al., "Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006.

P.

[PAV 00] M. Pavella, D. Ernst, et al. "Transient stability of Power systems: A unified Approach to assessment and control." Kluwer Academic Publishers, 2000.

[POI 03] F. POITIERS, « Etude et commande de génératrice asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne », thèse de Doctorat de l’Université de Nantes, Le 19 décembre 2003.

R.

[RAI 02] B. Raison et al., “L’énergie électrique éolienne, Partie I : Présentation générale et approche probabilistique,” Revue Internationale de Génie Electrique, vol. 5/3-4, pp.405-484, 2002.

S.

- [SAL 00] S. K. Salman, A. L. J. Teo, and I. M. Rida, "The effect of shaft modeling on the fault critical clearing time and power quality of wind farm", in Proc. 9th Int. IEEE Conf. Harmonics and Quality of Power, Orlando, FL, U.S., pp. 994–998, Oct. 1–4, 2000.
- [SAN 08] J.A. Sanchez et al., "Dynamic model of wind energy conversion systems with variable speed synchronous generator and full-size power converter for large-scale power system stability studies", *Renewable Energy*, Vol. 33, pp. 1186–1198, Elsevier, 2008.
- [SAU 98] P. Sauer and M. Pai, "Power System Dynamics and Stability", Upper Saddle River, NJ: Prentice-Hall, 1998.
- [STI 08] M. Stiebler, "Wind Energy Systems for Electric Power Generation", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 2008.

T.

- [TAY 94] C.W. Taylor, "Power System Voltage Stability", McGraw-Hill, 1994.
- [THA 08] L.L. Thanh, "Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées", thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble, 2008.
pp. 480–487. 2006.
- [TRU 04] D.J. Trudnowsky, A. Gentile, et al. "Fixed speed wind generator and wind park modeling for transient stability studies.", *IEEE Trans on power systems* Vol. 19, No. 4, November, 2004.

V.

- [VIN 11] K. Vinothkumar, M.P. Selvan, "Novel scheme for enhancement of fault ride-through capability of doubly fed induction generator based wind farms", *Energy Conversion and Management*, Vol. 52, pp. 2651–2658, 2011.

W.

- [WWE 11a] World Wind Energy Association, "Final report", 10th World wind energy conference and renewable energy exhibition, Cairo, Egypt, November 2011.
- [WWE 11b] World Wind Energy Association "Rapport Mondial 2010 sur l'Energie Eolienne", 10th World Wind Energy Conference & Renewable Energy

Exhibition Greening Energy: Converting Deserts into Powerhouses, Le Caire, Egypte 31 octobre - 2 novembre 2011.

X.

- [XIA 06] D. Xiang, et al., “Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through”, IEEE Transactions on Energy Conversion, 21 (2), 652–62, 2006.