

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées  
Département de Génie Electrique



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Génie électrique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Présenté par :

RECIOUI Mohammed

ROUABAH Lakhdar

Thème:

# Etude de la stabilité transitoire d'un réseau électrique connecté à une ferme éolienne

Soutenu publiquement

Le : 09/06/2015

Devant le jury :

M<sup>f</sup> Bouhadouza Boubekeur

MAB

Président

UKM Ouargla

M<sup>f</sup> Guehrar Youcef

MAA

Encadreur

UKM Ouargla

M<sup>f</sup> Sadaoui Fares

MAB

Examineur

UKM Ouargla

Année universitaire 2014/2015



# Remerciement

*Nous remercions Dieu de nous avoir donné la force et le courage pour réaliser ce modeste travail.*

*Ce travail n'aurait pu se faire seul ! Ce sont les compétences, la disponibilité, le dynamisme, la bonne humeur et la patience de chacun, qui nous ont permis de poursuivre nos études et d'achever ce mémoire dans les meilleures conditions. C'est pourquoi nous tenons chaleureusement à remercier :*

*Notre promoteur monsieur **Guehrrar Yousef** pour son aide, Ses conseils et ses remarques qui nous ont permis de représenter notre travail dans sa meilleure forme.*

*Nous remercions également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail : monsieur **Bouhadouza Boubakeur** pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire monsieur **Saadaoui Fares** pour avoir accepté d'être examinateur de ce mémoire et pour leur participation au jury.*

*A nos enseignants de les enseignants du département d'électrotechnique*

*Nos remerciements vont également aux membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'examiner ce travail.*



# DEDICACES

*Pour commencer je remercie ALLAH de m'avoir donné la santé, la force, et la possibilité de réaliser un de mes rêves. Je dédie ce mémoire à mes chers parents, pour leurs soutien moral, ils sont sans contexte la lumière de ma vie «O Allah fais leurs à tous deux, miséricorde comme ils m' ont élevé tout petit ».*

*Dédicaces spéciales :*

*A mes frères et mes sœurs et toute la famille RECIOUI*

*A notre encadreur : M<sup>r</sup> Guehrar Youcef*

*Reciouí Mohammed*

# DEDICACES

*Pour commencer je remercie ALLAH de m'avoir donné  
la santé, la force, et la possibilité de réaliser un de mes rêves.  
Je dédie ce mémoire à mes chers parents, pour leurs soutien moral,  
ils sont sans contexte la lumière de ma vie «O Allah fais leurs à tous  
deux, miséricorde comme ils m'ont élevé tout petit ».*

*Dédicaces spéciales :*

*A mes frères et mes sœurs et toute la famille ROUABAH*

*A notre encadreur : M<sup>r</sup> Guehrrar Youcef*

*A mes chers amis*

 ROUABAH Lakhdar

## Sommaire

INTODITION GENERALE.....	1
CHAPITRE I: Stabilité transitoire	
I.1. Introduction.....	4
I.2. Stabilité des réseaux :.....	4
I.2.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques :.....	5
I.2.2. Stabilité de l'angle de rotor : .....	5
I.2.2.1. La stabilité statique : .....	6
I.2.2.2. stabilité dynamique :.....	6
I.2.2.3. stabilité transitoire :.....	6
I.3. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire :.....	10
I.3.1. Méthodes indirectes d'intégration numérique :.....	10
I.3.2. Méthodes directes énergétiques :.....	11
I.3.2.1. Critère des aires égales : .....	12
I.3.2.2. Critères des aires au cas d'un court-circuit triphasé d'un système mono machine	15
I.3.2.3. Critère d'égalité des aires élargi : .....	16
I.3.2.4. Critère d'égalité des aires généralisé : .....	18
I.3.3. Méthodes directes de Lyapunov :.....	17
I.3.4. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme :.....	17
I.3.5. Méthodes non linéaires adaptatives :.....	18
I.3.6. Méthodes hybrides : .....	18
I.4. Généralité sur amélioration de la stabilité transitoire : .....	18
I.4.1. Amélioration par les moyens classiques :.....	18
I.4.2. Amélioration par les moyens modernes : .....	19
I.4.2.1. Amélioration de la stabilité par les PSS (Power System Stabiliser) :.....	19
I.4.2.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS :.....	19
I.5. Conclusion : .....	20
CHAPITRE II: Généralités sur l'énergie éolienne	
II.1.Introduction:.....	21
II.2. Présentation de l'énergie éolienne :.....	22
II.3. Définition d'un système éolien : .....	22

II.4. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne : .....	23
II.4.1. Définition de l'énergie éolienne : .....	23
II.4.2. Principaux composants d'une éolienne : .....	24
II.4.3. Principe de fonctionnement d'une éolienne : .....	26
II.4.4. Emplacement des parcs éoliens : .....	27
II.4.5. Taille des aérogénérateurs : .....	27
II.5. Quelques notions sur le vent : .....	28
II.6. Les différents types d'éoliennes : .....	29
II.6.1. Eoliennes à axe vertical .....	29
II.6.2. Eoliennes à axe horizontal : .....	31
II.7. Classement des éoliennes : .....	32
II.7.1. éoliennes à vitesse fixe .....	32
II.7.1.1. éoliennes à décrochage aérodynamique : .....	33
II.7.1.2. éoliennes à pales orientables : .....	34
II.7.2. Les éoliennes à vitesse variable : .....	34
II.7.2.1. Principe de fonctionnement : .....	34
II.8. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne : .....	36
II.8.1. Avantages: .....	36
II.8.2. Inconvénients : .....	37
II .9. Impacts de l'énergie éolienne : .....	38
II.9.1. Couplage au réseau : .....	38
II.9.1.1. conditions Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques : .....	38
II.9.1.2. Nécessité de même tension .....	38
II.9.1.3. Nécessité de même fréquence nominale : .....	38
II.9.2. Fluctuations de puissance : .....	40
II.9.3. Comportement sur creux de tension : .....	40
II.10. Conclusion : .....	41

## CHAPITRE II: Simulations et interprétations des résultats

III.1. Introduction : .....	42
III.2. Représentation de logiciel Power World Simulator : .....	42
III.2.1. Historique : .....	43
III.2.2. Fonctionnalités de Power World Simulator et description : .....	43
III.3. Description du réseau étudié : .....	44

III.3.1. Représentation du réseau avec le logiciel power world simulator: .....	46
III.3.2. modèles des machines utilisés : .....	47
III.4. Etude de la stabilité transitoire en cas normal : .....	48
III.4.1. trois scénarios appliqués dans le réseau étudié : .....	49
III.4.2. Scénario 1 défaut triphasé sur la ligne 25-8 (ligne entre Adrar et Z.Kounta) : .....	50
III.4.3. Scénario 2 défaut triphasé sur la ligne 34-36 (ligne entre Ain Saleh et Reggane) : ..	52
III.4.4. Scénario 3 défaut triphasé sur la ligne 19-41(ligne entre Timimoune et Kabertene) : .....	54
III.5. Le temps critique d'élimination du défaut : .....	56
III.6. Interprétation des résultats obtenus : .....	64
III.7. Recommandations : .....	65
III.8.CONCLUSION GENERALE .....	65
Références Bibliographiques.....	67
Annaxe.....	70

**Liste de figure :**

Figure I.1. Classification des différents types de stabilité d'un système électrique.....	5
Figure I.2. Variation d'angle rotorique.....	8
Figure I.3 : Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini .....	9
Figure I.4 : Relation puissance- angle rotorique. ....	9
Figure I.5 : Variation d'angle rotorique. ....	10
Figure I.6. Evolution de puissance électrique en fonction des angles rotoriques.....	14
Figure I.7 : Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini avec deux lignes.....	15
Figure I.8 : Variation de la puissance d'un alternateur correspondant à un CC3Ø .....	16
Figure I.8: Rôle de différents types des FACTS .....	20
Figure II.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	23
Figure II.2 : Différentes parties d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW).....	25
Figure : II.4 : Taille des hélices en m et puissance en MW.....	28
Figure II.5 : Éolienne de Savonius. ....	30
Figure II.6 : Éolienne de Darrieus .....	30
Figure II.7 : Éoliennes à axes horizontales.....	31
Figure II.8 : Éolienne directement connectée au réseau. ....	32
Figure II.9 : Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone. ....	33
Figure II.10 : Génération à puissance électrique variable .....	33
(Pales fixes, décrochage aérodynamique). ....	33
Figure II.11 : Génération à puissance électrique constante (pales orientables).....	34
Figure II.12 : Éoliennes à vitesse variable.....	35
Figure II.13: Puissance totale générée mesurée en fonction de la vitesse du vent.....	36
Figure II.14 : Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau. ....	39
Figure II.15 : Gabarites de tenue en creux de tensions des parcs éoliens.....	40
Figure III.1 : carte de réseau d'Adrar .....	45
Figure III .2: représentation du réseau avec le logiciel Power World Simulator .....	46
Figure III.3 : Schéma block de modèle GENROU .....	47
Figure III.4 : Schéma block de modèle WT4G .....	48



Figure III.5 : évolution des angles rotoriques des générateurs en fonction du temps-scénario 1 .....	50
Figure III.6 : évolution des fréquences des générateurs en fonction du temps - scénario 1 .....	51
Figure III.7 : évolution des puissances rctive des générateurs en fonction du temps - scénario 1 .....	51
Figure III.8 : évolution des puissances réactive des générateurs en fonction du temps - scénario 1 .....	52
Figure III.9 : évolution des angles rotorique des générateurs en fonction du temps - scénario 2 .....	52
Figure III.10 : évolution des fréquences des générateurs en fonction du temps - scénario 2 .....	53
Figure III.11 : évolution des puissances rctive des générateurs en fonction du temps - scénario 2 .....	53
Figure III.12 : évolution des puissances réactive des générateurs en fonction du temps - scénario 2 .....	54
Figure III.13 : évolution des angles rotoriques des générateurs en fonction du temps - scénario 3 .....	55
Figure III.14 : évolution des fréquences des générateurs en fonction du temps - scénario 3 .....	55
Figure III.15: évolution des puissances active des générateurs en fonction du temps - scénario 3 .....	56
Figure III.16 : évolution des puissances réactive des générateurs en fonction du temps - scénario 3 .....	56
Figure III.17 : évolution des angles rotoriques en fonction du temps CC3Ø de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable .....	58
Figure III.18: évolution des fréquences en fonction du temps CC3Ø de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable .....	58
Figure III.19 : évolution des puissances active en fonction du temps CC3Ø de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable .....	59
Figure III.20 : évolution des puissances réactive en fonction du temps CC3Ø de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable .....	59
Figure III.21: évolution des angles rotoriques en fonction de temps CC3Ø du linge 36-34 (cas critique) .....	60
Figure III.22 : évolution des fréquences en fonction de temps CC3Ø du linge 36-34 (cas critique) .....	60

Figure III.23 : évolution des puissances active en fonction de temps CC3Ø du linge 36-34 (cas critique) .....	61
Figure III.24: évolution des puissances réactive en fonction de temps CC3Ø du linge 36-34 (cas critique) .....	62
Figure III.25 : évolution des angles rotoriques en fonction de temps CC3Ø du linge 41-19 (cas critique) .....	62
Figure III.26 : évolution des fréquences en fonction de temps CC3Ø du linge 41-19 (cas critique) .....	63
Figure III.27 : évolution des puissances active en fonction de temps CC3Ø du linge 41-19 (cas critique) .....	64
Figure III.28: évolution des puissances réactive en fonction de temps CC3Ø du linge 41-19 (cas critique) .....	64
Figure III.29 : évolution de tension de jeu de barre 15 (connecté a éolienne) .....	65

## Liste de tableaux :

Tableau II.1 : Echelle Beaufort.....	28
Tableau II.2 : Classification des turbines éoliennes. ....	31
Tableau III.1. Les différentes temps critique lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau.....	62

## Listes des Acronymes et Symboles :

### Acronymes :

PSS	Power System Stabiliser
CPSS	Conventionnel Power System Stabiliser
SSE	Système de Stockage d'Énergie
FACTS	Flexible AC Transmission System
STATCOM	Static synchronous compensator
UPFC	Unified Power Flow Controllers
SVC	Static Var Compensators
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MAS	Machine Asynchrone
MADA	Machine Asynchrone a Double Alimentation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
MOV	Metal Oxide Varistor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
LTC	Load Tap Changer
POD	Power Oscillation Dumper
IPFC	Interline Power Flow Controller
CC3Ø	court-circuit triphasé

### Symbols:

$P_e$	la puissance électrique [W]
$\delta$	l'angle rotorique [deg]
$E_g$	la tension interne du générateur [volt]
$E_0$	la tension du jeu de barres infini [volt]
$\delta_a$	l'angle correspondant [deg]
$\Omega_s$	la vitesse mécanique [rad/s]
$V_n$	vitesse de vent supérieure [m/s]
$V_d$	la vitesse pour laquelle le générateur démarre [m/s]

## **Listes des Acronymes et Symboles**

$V_n$ :	la vitesse pour laquelle le générateur commence à fournir de la puissance [m/s]
$V_{ka}$ :	la valeur de la vitesse pour laquelle la machine doit être arrêtée [m/s]
$T_{él}$	temps de limitation de défaut [s]
$T_{élc}$	temps de limitation de défaut critique [s]
$T$	temps après le temps critique [s]
$P_m$	La puissance mécanique de la machine [Watt]

***Introduction***  
***générale***

## **INTRODUCTION GENERALE**

L'énergie électrique est un facteur essentiel de développement et de l'évolution des sociétés humaines, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles. Les réseaux électriques qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissance de génération, topologie du réseau. L'augmentation de la dépendance électrique de la société moderne implique des réseaux électriques exploitables (100%) de leur capacité avec une sûreté maximale.

La qualité de cette puissance électrique est devenue de nos jours une grande préoccupation pour les consommateurs et les fournisseurs d'énergie électrique. Aussi, sont-ils exigés de plus en plus, des critères rigoureux de développement et d'exploitation des réseaux électriques. Dans ces conditions, la stabilité du réseau électrique devient un souci permanent pour les fournisseurs de l'énergie électrique.

Ces systèmes doivent rester normalement stables pour les petites variations au voisinage des points de fonctionnement ainsi que pour des conditions sévères de fonctionnement. Compte tenu de la variété des conditions de fonctionnement et de la sévérité des incidents, les équipements de commande installés sur les réseaux peuvent s'avérer trop limités ou insuffisants pour répondre efficacement aux diverses perturbations. En conséquence, les exploitants doivent chercher à optimiser le fonctionnement de leur réseau tout en recherchant un niveau de sécurité satisfaisant. Le système de puissance peut alors être soumis à des perturbations sous forme de variations de charge se produisant continuellement. Le système devra être capable de répondre aux besoins de charge et de résister à de nombreuses perturbations de nature sévère comme la foudre, la perte d'unité génératrice, un court circuit sur une ligne de transport, la perte d'une charge importante.

Suite à une perturbation transitoire, si le système est stable, il retrouvera alors vite un nouvel état d'équilibre. S'il est instable, cela se traduira par une augmentation progressive de l'écart entre les angles de rotor des générateurs ou par une diminution progressive des tensions des nœuds des réseaux. Cet état instable pourra conduire alors à une avalanche de pannes et une déconnexion d'une grande partie du réseau et parfois même à un effondrement total.

## ***Introduction générale***

---

D'une part, les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. D'autre part, les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel. Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir.

La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie électrique et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie.

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement. Néanmoins, les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts et d'augmenter l'efficacité énergétique.

Au regard du développement qu'a connu le réseau, une étude de la stabilité de ce réseau s'avère nécessaire en vue de ressortir pour les planificateurs et les concepteurs. Le point de fonctionnement devra être alors connu de façon plus précise en vue de la bonne marche du système. L'étude du comportement dynamique de ces réseaux devient une étape obligée de la planification à long terme et du développement des composants de ces réseaux et de leurs régulations. C'est alors dans le but d'évaluer cette stabilité en tenant compte des nouvelles configurations induites par les derniers renforcements du réseau, que nous avons choisi de réfléchir sur le thème : « *Etude de la stabilité transitoire d'un réseau électrique connecté à une éolienne* » et nous utilisons comme exemple de simulation le réseau électrique d'Adrar.

La présente étude vise à analyser d'une part, le comportement du réseau suite aux contingences de charge (court circuit sur une ligne de transport) et à proposer d'autre part des moyens qui pourront permettre d'augmenter les marges de stabilité. Cette étude consiste aussi à étudier la variation des angles internes des alternateurs.



## ***Introduction générale***

---

- Le premier chapitre est consacré à les expliquer les phénomènes de stabilité avec la classification des différents types de stabilité.
- Deuxième chapitre est consacré à la description des différents types d'éoliennes (à axe vertical et horizontal), leurs caractéristiques technologiques, puis l'impact de l'énergie éolienne sur le réseau électrique
- Le chapitre trois porte sur une description de logiciel Power World et la simulation de court-circuit triphasés sur trois lignes dans le réseau électrique d'Adrar pour l'étude de stabilité transitoire, puis à l'analyse des résultats et recommandations.

Pour une bonne compréhension du contenu du présent mémoire, quelques annexes sont insérées à la fin. Ces annexes regroupent les paramètres des générateurs des transformateurs, des lignes, des jeux de barres et des éoliennes, ainsi que les données numériques des réseaux électriques testés.

# *Chapitre I :*

## *Stabilité transitoire*

**I.1. Introduction**

La stabilité d'un réseau électrique est un problème dynamique qui nécessite une modélisation particulière de chaque composant du système. Il est supposé qu'avant toute analyse dynamique, le système est dans un état permanent pour lequel un point de fonctionnement traduit une opération stable et peut être déterminé par un calcul d'écoulement de puissance.

Deux types de stabilité sont généralement définis :

- *Stabilité transitoire* : concerne l'état d'un système à retrouver un état stable après une perturbation grave ou un gros incident. La période de recouvrement peut varier d'une fraction de seconde pour que le premier mode soit déterminé à plusieurs secondes (jusqu'à 10 s) pour des modes multiples.
- *Stabilité dynamique (ou permanente)* : concerne les réponses lentes d'un réseau à de petites perturbation. Ce problème peut être résolu par analyse temporelle ou fréquentielle

Ce chapitre s'intéresse à l'étude de la stabilité transitoire, suite à un défaut particulier qui déstabilise le système et entraîne principalement les générateurs à un fonctionnement anormal. L'étude de la stabilité transitoire consiste à analyser alors l'évolution des paramètres particuliers, comme la fréquence de rotation des machines, leur tension ou phase de tension, ou encore les tensions aux nœuds du réseau électrique.

**I.2. Stabilité des réseaux :**

La stabilité est un problème capital dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème. La stabilité du réseau électrique est semblable à celle de n'importe quel système dynamique et a des principes mathématiques fondamentaux.

La stabilité d'un système de puissance peut être globalement définie comme étant la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre d'exploitation dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un nouvel état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation. Suivant la nature de la perturbation, on distingue trois types de stabilité (Figure I.1) [1 ; 2 ; 3]: La stabilité de la tension, la stabilité de la fréquence et la stabilité de l'angle de rotor.

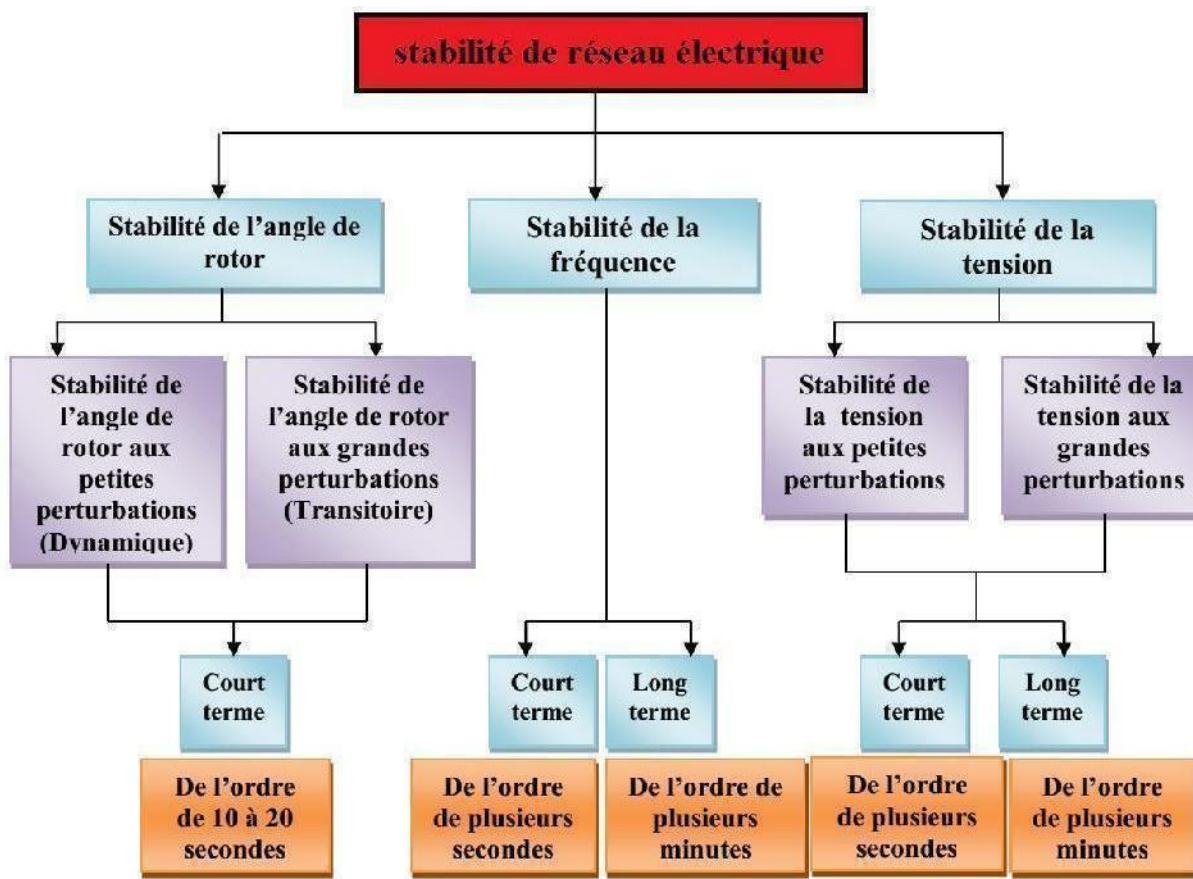


Figure I.1. Classification des différents types de stabilité d'un système électrique [2].

### I.2.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques :

Traditionnellement, le problème de la stabilité consiste à maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme. Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle [1].

### I.2.2. Stabilité de l'angle de rotor :

La stabilité de l'angle de rotor est la capacité des alternateurs d'un réseau électrique interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque alternateur dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système [2]. La stabilité d'angle rotorique peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes : Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique), et stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (stabilité transitoire).

### **I.2.2.1. stabilité statique :**

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal [7]. Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [6].

### **I.2.2.2. stabilité dynamique :**

La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse. La nature de la réponse du système aux petites perturbations dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment à l'exploitation initiale, la force génératrice de transmission du système et le type d'excitation du générateur de grandes commandes utilisées. L'intervalle de temps de la dynamique généralement observée des petites perturbations est de l'ordre de 10 sec à 20 sec après leur apparition.

### **I.2.2.3. stabilité transitoire :**

La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (ou la stabilité transitoire) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des

générateurs et est influencée par la relation non-linéaire de la puissance par rapport à l'angle. Elle dépend de l'état initial du système et de la sévérité de la perturbation. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

- Le court-circuit affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines,
- La perte d'ouvrages
- La perte de groupes de production.....etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau (black-out).

La stabilité transitoire dépend :

- Du type de perturbation
- De la durée de perturbation
- Du lieu de perturbation
- De la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteur ;.....etc.)
- Du point de fonctionnement avant défaut.
- Niveau de puissance active ;
- Topologie du réseau ;
- Degré d'excitation des machines.
- Des caractéristiques dynamiques :
  - Des générateurs ;
  - Des charges ;
  - Des régulateurs et des stabilisateurs mis en place [5 ; 4].

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 Instabilité), (cas 1, figure I.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, figure I.2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

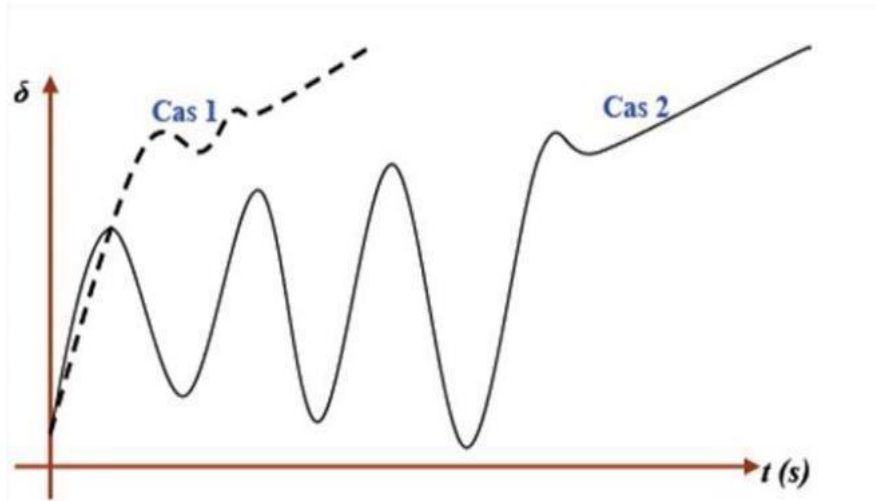


Figure I.2. Variation d'angle rotorique.

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  $(P-\delta)$  traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.

Pour expliquer cette approche, on considère un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, figure (I.3). 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  $X_E$ .

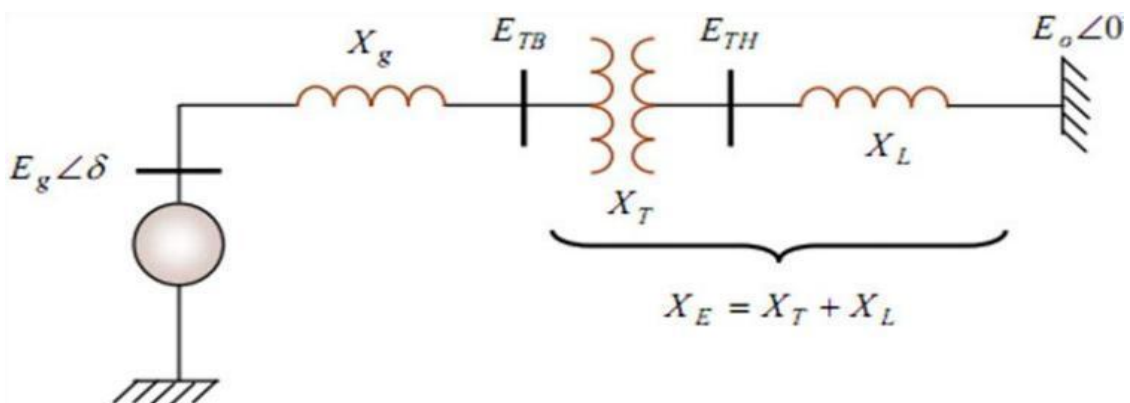


Figure I.3 : Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini

a. Relation entre la puissance électrique et l'angle rotorique ( $P$ -  $\delta$ ) :

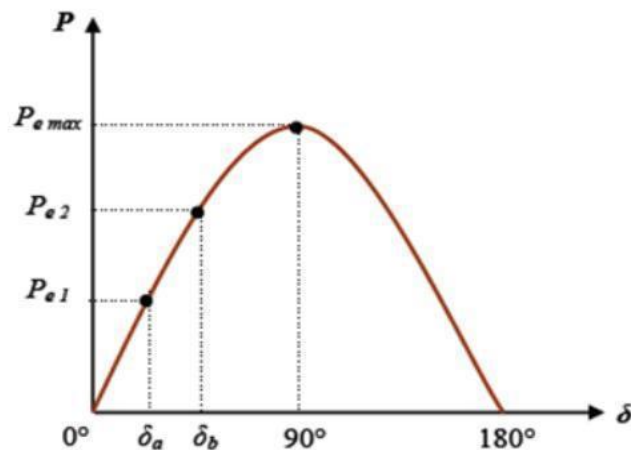
Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur  $P_e$  est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (\text{I.1})$$

Où  $\delta$  est l'angle de rotor (dit aussi, 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 (I.1) est représentée graphiquement à la figure (I-4).

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$  comme montre la figure (I.4).

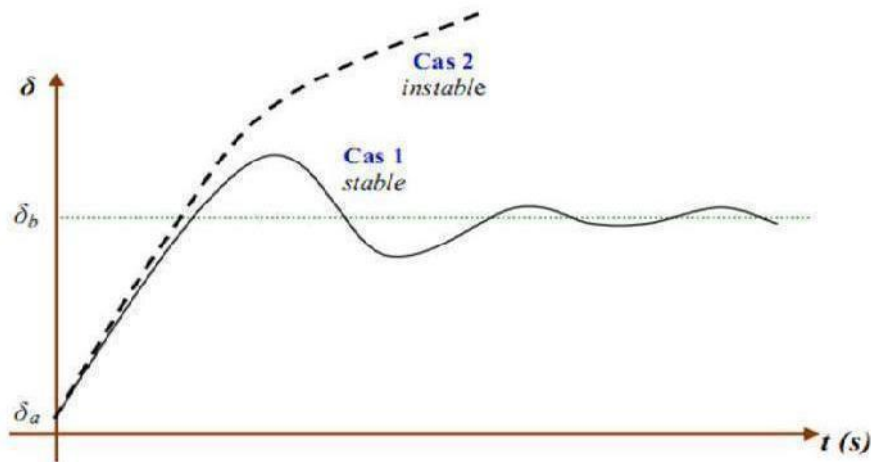


*Figure I.4 : Relation puissance- angle rotorique.*

Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , 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  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  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 I.5), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure I.5). [1 ; 2].



*Figure I.5 : Variation d'angle rotorique.*

### I.3. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire :

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité (à cause du retard dans la construction de nouvelles centrales de production d'énergie et de nouvelles lignes de transport, dérégulation du marché d'électricité et interconnexion des réseaux électriques), a donné une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique en temps réel [8] [9]

Plusieurs approches permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature. Elles peuvent être classées en :

- Méthodes indirectes d'intégration numérique (simulation dans le temps) ;
- Méthodes directes énergétiques ;
- Méthodes non linéaires adaptatives;
- Méthodes directes par reconnaissance de forme ;
- Méthodes hybrides.

Dans ce qui suit, un bref aperçu de chacune de ces méthodes est donné.

#### I.3.1. Méthodes indirectes d'intégration numérique :

Les méthodes les plus exactes pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle

avancés (HVDC, PSS,...) et de prendre en considération les actions des circuits de protection [9].

Le modèle mathématique décrivant la dynamique d'un système pendant et après une perturbation donnée est un ensemble d'équations différentielles de premier ordre. Les méthodes numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes sont les techniques de Runge-Kutta, d'Euler ou encore celle du prédicteur-correcteur [7]. Les méthodes d'intégration numérique permettent l'évaluation de la sévérité d'une perturbation par le calcul de son temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time). L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant le défaut et la phase après l'élimination du défaut. Soit [8]:

- On cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination du défaut donné ;
- On évalue une des deux limites de stabilité : le temps critique d'élimination (CCT pour "critical clearing time") pour un niveau de puissance donné, ou la limite de puissance pour un temps d'élimination donné.

**a. Avantages :**

- fournir des résultats exacts pour les réglages des circuits de protection (disjoncteurs)
- renseigne sur la stabilité ou l'instabilité du système
- la seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité (le modèle prenant en considération les différents phénomènes et composants du réseau : saturation, saillance, régulation,..., etc.) [8].

**b. Inconvénients :**

- temps de calcul énorme, la méthode ne peut pas être applicable en temps réel
- la méthode ne peut pas évaluer la marge de sécurité du système [8].

**I.3.2. Méthodes directes énergétiques :**

Les inconvénients des méthodes classiques ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles. La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudier tous les accidents éventuels, les rendent très attractives. Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant accident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les accidents éventuels. Si le système de puissance n'est pas sécurisé contre d'éventuels accidents, des commandes peuvent être appliquées sur le réseau à l'aide soit des opérateurs

experts, soit des systèmes experts artificiels [8;9]. Les avantages des méthodes conventionnelles, temporelles ou indirectes (qui sont les inconvénients des méthodes directes) s'expriment par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies;
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau;
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais;
- La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome". Avec cette hypothèse nous pouvons considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau;
- La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).

Les avantages des méthodes directes sont :

- La rapidité (le temps de calcul court);
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [8].
- Les méthodes énergétiques peuvent se diviser en deux catégories : méthodes graphiques et méthodes directes de Lyapunov, ce que nous décrivons brièvement dans ce qui suit

La première méthode directe d'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau mono-machine est basée sur le critère d'égalité des aires (Equal Area Criteria). Utilisant les concepts d'énergie, cette méthode permet de calculer l'angle critique sans résoudre l'équation différentielle. Le temps critique est ensuite déterminé en effectuant une seule intégration numérique du système en défaut. Cette méthode a été par la suite élargie aux réseaux multi-machines [9].

#### **I.3.2.1. Critère des aires égales :**

Le critère d'égalité des aires (EAC : Equal Area Criterion) est applicable pour un système mono machine, et par la suite aux systèmes multi-machines en les remplaçant par une machine équivalente reliée à un nœud infini. C'est une méthode graphique qui permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles.

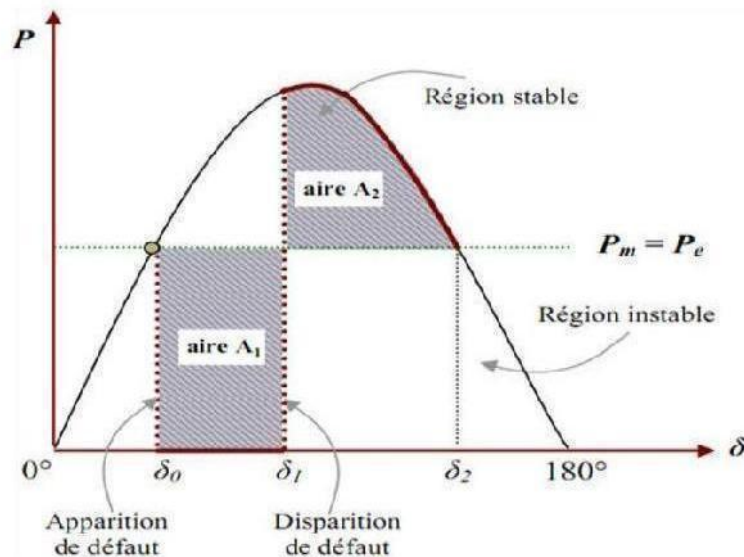
Considérons un défaut sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissances et, par conséquent, l'angle de rotor  $\delta$ . On retrace la courbe ( $P - \delta$ ) en tenant compte de ce défaut, figure (I.6).

En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

- 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 ( $\delta_0$  et  $\delta_1$ ) 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 dessous 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 [1 ; 2].



**Figure I.6.** Evolution de puissance électrique en fonction des angles rotoriques.

La relation entre les aires des zones ( $A_1$  et  $A_2$ ) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

L'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_0}{2H} (P_m - P_e) \tag{I.2}$$

Où

$H$  : La constante d'inertie

$w_0$  : La vitesse de synchronisme

$P_m$  : La puissance mécanique fournie au générateur

$P_e$  : La puissance électrique du générateur

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

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + Cte = \int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) d\delta \tag{I.3}$$

Où :

$\delta_0$ : L'angle rotorique initial, à l'instant de l'application de défaut.

$\delta_2$ : L'angle rotorique à la fin de la période transitoire.

Ainsi, à l'instant  $t=0$  :

$$\delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow \text{la constante Cte} = 0$$

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

Par conséquent, l'équation (1.3) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \tag{I.4}$$

Donc :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \tag{I.5}$$

Où

$\delta_1$ : est l'angle rotorique à l'instant de l'élimination de défaut.

Alors :

$$A_1 - A_2 = 0$$

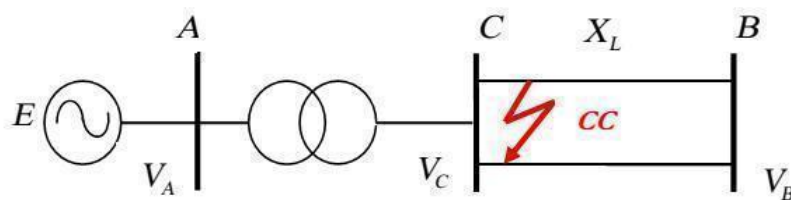
Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone  $A_1$  et de la zone  $A_2$  : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone  $A_1$ ), soit en augmentant la zone de décélération (zone  $A_2$ ). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire. Enfin, une amélioration significative de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs.

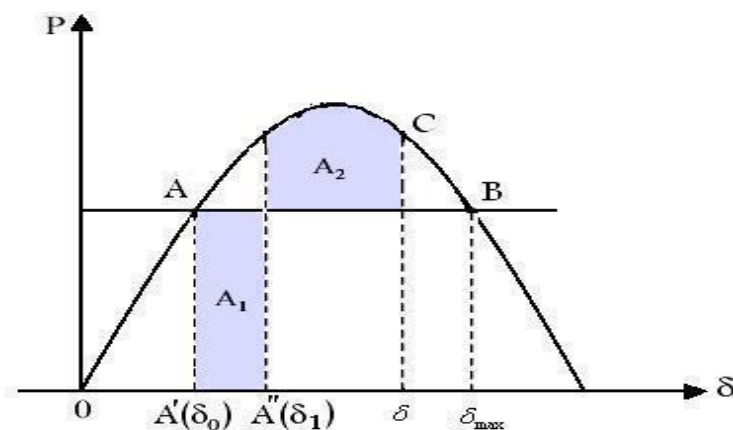
**I.3.2.2. Critères des aires au cas d'un court-circuit triphasé d'un système mono machine**

Considérons un court-circuit triphasé (CC3 $\emptyset$ ) tel que celui indiqué sur la figure (I.7) suivante



*Figure I.7 : Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini avec deux lignes*

Soit  $A$  le point de fonctionnement initial ; lorsque le CC apparaît au niveau de jeu de barre  $C$ , la tension  $V_C$  s'annule et par conséquent la puissance électrique transmise s'annule aussi, alors le point de fonctionnement passe brusquement au point  $A'(\delta_0)$  comme montre la Figure (I.8) [10 ; 11]



*Figure I.8 : Variation de la puissance d'un alternateur correspondant à un CC3 $\emptyset$*

Soit  $t_1$  l'instant d'élimination du défaut qui correspond à  $A''(\delta_1)$ , dans ce cas la puissance électrique revient immédiatement à la caractéristique initiale.

Le système est stable si après quelques oscillations amorties reviennent au point de fonctionnement initial  $A$ .

Il existe un temps  $t_{cr}$  d'élimination du défaut correspond à l'apparition de l'instabilité. Pour ce temps, le point  $C$  confondu avec le point critique  $B$ .

D'après la loi des aires :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_a d\delta + \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_m - P_{max} \sin \delta) d\delta = 0 \quad (I.6)$$

Sachant que :  $\delta_{max} = \pi - \delta_0$  on trouve

$$\delta_{cr} = (\pi - 2 \cdot \delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0 \quad (I.7)$$

Le temps critique  $t_{cr}$  de correction peut être obtenu à partir de l'équation de mouvement :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_b}{2H} (P_m - P_e) \quad (I.8)$$

En intégrant sur l'intervalle  $[\delta_0, \delta_{cr}]$ , on obtient :

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr}-\delta_0)}{w_b \cdot P_a}} \quad (I.9)$$

Le critère de la loi des aires est limité aux cas mono machine et de deux machines interconnectées, puisque il est difficile d'exprimer  $P_e$  en fonction de  $\delta$  à cause de l'influence mutuelle des machines dans le système multi machine.

### **I.3.2.3. Critère d'égalité des aires élargi :**

Pour une perturbation donnée, le système multi machine est décomposé en deux sous-ensembles : l'un comprend l'ensemble des machines dites critiques et l'autre le reste des machines. Ces deux sous-ensembles sont remplacés par deux machines équivalentes qui sont à leur tour remplacées par un système mono machine équivalent. L'application du critère d'égalité des aires élargi (EEAC : Extended Equal Area Criterion) permet de déterminer le temps critique du défaut et d'évaluer les marges de la stabilité transitoire du système d'origine par de simples calculs algébriques. Des chercheurs ont pu appliquer la méthode EEAC pour l'évaluation de la stabilité transitoire du système d'énergie pour les défauts non symétriques comme le déclenchement-réenclenchement d'une phase (technique largement utilisée dans les réseaux d'énergie électrique pour renforcer la fiabilité et la stabilité). La méthode EEAC a été également utilisée pour évaluer la stabilité transitoire des réseaux incluant les lignes HVDC devenues indispensables vu leurs avantages (moindre coût, faibles pertes, connexion asynchrone et renforcement de la stabilité) [9].

**I.3.2.4. Critère d'égalité des aires généralisé :**

Cette méthode (GEAC : Generalised Equal Area Criterion) a été développée en 1985-1986. Elle appartient à la classe des méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie multi machines et peut être utilisée en temps réel vu qu'elle renforce les avantages des méthodes directes et surmonte leurs difficultés. Elle est basée sur une transformation mathématique exacte d'un réseau multi machines à un réseau mono machine équivalent. La méthode permet la définition des indices d'évaluation de la stabilité transitoire et donne ainsi la possibilité de mesurer le degré de stabilité ou instabilité du réseau [9].

C'est une méthode très efficace en calcul, les indices de stabilité étant très simples et facilement utilisés pour l'analyse de sensibilité. Ceci rend la méthode très attractive pour la détermination des actions de contrôle préventif en temps réel [9].

**I.3.3. Méthodes directes de Lyapunov :**

A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régi par un ensemble d'équations différentielles. Au début, l'idée de Lyapunov associée au principe d'invariance de La Sabelle était utilisée pour estimer les régions de stabilité (surfaces d'attraction) d'un système d'énergie. Plusieurs approches d'évaluation des domaines de stabilité ont été proposées dans la littérature : points d'équilibre instables (UEPs : Unstable Equilibrium Points), surfaces limites des énergies potentielles (PEBS : Potential Energy Boundary Surface), mode de perturbation (MOD : Mode of Disturbance)...etc. Cependant, l'application de ces méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a rencontré beaucoup de difficultés se résumant par les points suivants [9 ; 12]:

- Les domaines de stabilité estimés ne sont pas exacts (méthodes très conservatrices);
- Seuls des modèles simplifiés des réseaux d'énergie électrique sont considérés;
- Un système réduit contenant uniquement les nœuds machines est considéré pour l'analyse.

**I.3.4. Méthodes basées sur la reconnaissance de forme :**

La méthode de la reconnaissance des formes a été proposée presque en même temps que les approches directes, mais leur véritable essor a vu le jour près de deux décennies plus tard. Elle consiste à décrire le réseau électrique par une modélisation mathématique des situations physiques [9;13].



**I.3.5. Méthodes non linéaires adaptatives :**

Ce sont des méthodes basées sur des techniques intelligentes telles que les réseaux de neurones, de la logique floue et des algorithmes génétiques [13].

**I.3.6. Méthodes hybrides :**

Ce sont des méthodes basées sur le couplage entre deux méthodes d'évaluation de la stabilité [13].

**I.4. Généralité sur amélioration de la stabilité transitoire :****I.4.1. Amélioration par les moyens classiques :**

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux sont :

- Les transformateurs ont prises réglables en charge ;
- Les transformateurs déphaseurs ;
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs ;
- Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau [10; 13].

Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive, peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs solutions ont été adoptées [13] :

- Les batteries de condensateurs ;
- Le compensateur synchrone.

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis les variations rapides de l'énergie réactive, c'est pourquoi, d'autres dispositifs ont été utilisés. Le développement des semi-conducteurs a facilité l'apparition de nouveaux compensateurs pour répondre soit [20; 13]:

- Au problème de flux de puissance ;
- Au problème de l'énergie réactive ;
- Au problème de la stabilité.

**I.4.2. Amélioration par les moyens modernes :**

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche

important était effectuée pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) [13].

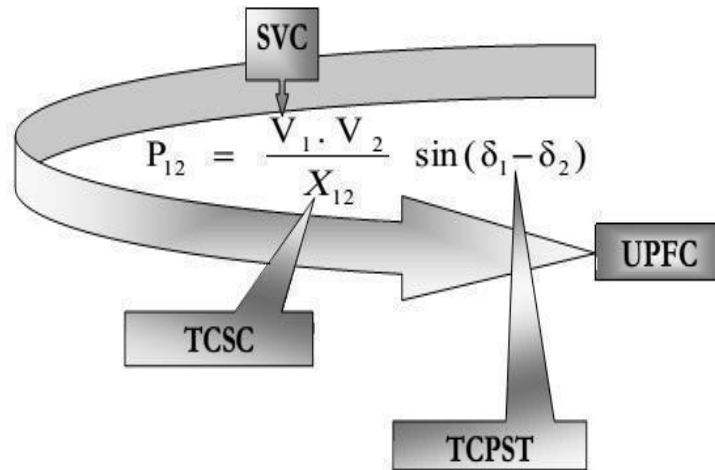
#### **I.4.2.1. Amélioration de la stabilité par les PSS (Power System Stabiliser) :**

La fonction du stabilisateur PSS est d'amortir les oscillations du rotor. Il agit sur l'excitation de la machine et constitue une entrée supplémentaire au système d'excitation.

Une méthode de calcul des paramètres du PSS est fournie dans [16]. Le stabilisateur est capable d'amortir les oscillations locales et entre zones de fréquences comprises dans une certaine plage. Ces stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système [14 ; 15 ; 17].

#### **I.4.2.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS :**

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [10]. Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un « Thyristor Controlled Série Capacitors : TCSC » ou bien un « Static Synchronous Série Capacitors : SSSC ». Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisation d'un « Static Compensator Shunt : SVC » ou bien un « Static Synchronous Compensator : STATCOM ». Ou bien on peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique (la tension, l'impédance de la ligne, et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne utilisant l'UPFC comme montre la figure (I.8) suivante [18; 19].



**Figure I.8:** Rôle de différents types des FACTS

### I.5. Conclusion :

La stabilité transitoire est un facteur particulièrement difficile à étudier en raison de ses caractéristiques complexes et non linéaires, qui sont représentées par des équations intégrées différentielles fortement non linéaires avec une évolution temporelle très rapide. La stabilité transitoire est souvent la cause initiale d'autres problèmes de stabilité tels que l'instabilité en présence de petites perturbations, ou l'instabilité de tension. En réalité, l'instabilité transitoire peut être évitée en appliquant correctement des actions préventives.

Dans ce chapitre, on a présenté la définition de la stabilité des réseaux électriques, ces différents types, et on a détaillé la stabilité transitoire et généralité des méthodes d'analyse et les moyens d'amélioration de cette dernière.

# *Chapitre II :*

## *Généralités sur l'énergie éolienne*

**II.1.Introduction:**

Bien que connue et exploitée depuis longtemps, l'énergie éolienne fut complètement négligée pendant l'ère industrielle, au profit quasi exclusif, si l'on excepte l'hydroélectricité, des énergies fossiles. L'énergie cinétique du vent peut être convertie directement en énergie mécanique était utilisée par exemple dans les anciens moulins à vent ou pour actionner des pompes. Mais, de nos jours, on la transforme en énergie électrique par l'emploi d'aérogénérateurs. Le nouvel intérêt porté à l'énergie éolienne résulte de deux préoccupations : d'une part, la protection de l'environnement et l'économie des combustibles fossiles qui en résulte. D'autre part, l'évolution des technologies rend la conversion de cette énergie de plus en plus rentable et donc son utilisation devient économiquement compétitive par rapport aux sources traditionnelles de même puissance.

Bien que les aérogénérateurs aient atteint une certaine maturité technique, la technologie des aérogénérateurs continue d'évoluer [21]. Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de diminuer les efforts mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. C'est le développement des variateurs électroniques qui permet de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant. Le vent est une grandeur aléatoire, de nature très fluctuante. Les variations de la puissance résultante des fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne.

De ce fait, les éoliennes sont considérées comme des génératrices de puissance variable. Connectées sur un réseau électrique, les générateurs éoliens n'imposent pas l'amplitude de la tension et ne règlent pas le rapport puissance-fréquence, autrement dit, elles ne participent pas aux services systèmes, et donc perturbent d'autant plus la stabilité des réseaux que leur taux de pénétration est important. Avec l'utilisation de l'électronique de puissance, de nouvelles technologies sont apparues pour optimiser cette génération d'énergie.

**II.2. Présentation de l'énergie éolienne :**

L'énergie éolienne est utilisée par l'homme depuis déjà très longtemps. Elle remplaça les rames pour faire avancer les navires, elle fut utilisée pour actionner les meules des moulins, elle permet encore le pompage d'eau pour abreuver les bêtes dans les champs. De nos jours, elle est utilisée pour produire de l'électricité, source d'énergie fondamentale dans notre société actuelle. En effet, on utilise l'électricité pour la plupart de nos activités, que ce

soit dans le domaine domestique ou industriel.

L'énergie éolienne est considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables à développer pour remplacer le charbon, le pétrole, le gaz et même le nucléaire. Ainsi l'homme a souvent besoin d'énergie électrique dans des proportions faibles ou importantes selon l'utilisation qu'il en fait:

Pour faire fonctionner des stations météo ou toutes autres installations électriques isolées à faible consommation, une éolienne de petite taille peut fournir cette énergie tout au long de l'année. Pour alimenter en éclairage des maisons ou villages dans des sites isolés exposés au vent, des installations d'éoliennes de quelques mètres de diamètre sont choses courantes. Pour alimenter en électricité des villes tout en produisant une énergie propre, on utilise des éoliennes de plusieurs dizaines de mètres de diamètre pouvant produire jusqu'à 4.5 MW [20].

### II.3. Définition d'un système éolien :

Un aérogénérateur a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, ce système est connu sous l'appellation anglaise *Wind Energy Conversion Systems* (WECS), (Figure I.1) [20]. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique ; D'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. Pour parvenir à cet objectif, idéalement. Une éolienne doit comporter :

- Un système qui permet un contrôle mécanique (orientation des pales de l'éolienne, orientation de la nacelle).
- Un système capable de la contrôler électriquement (Machine électrique associée à l'électronique de commande).

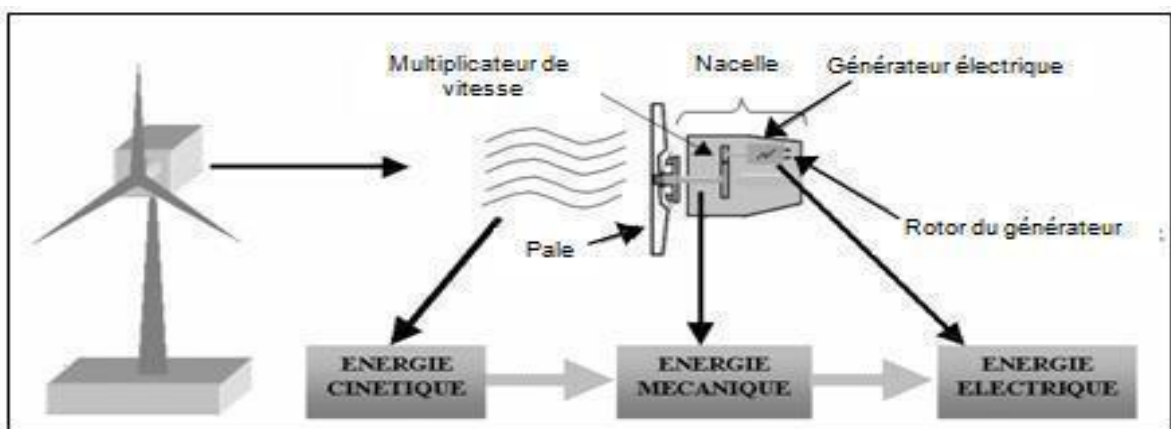


Figure II.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent. [20]

### **II.4. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne :**

#### **II.4.1. Définition de l'énergie éolienne :**

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffusée, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs MW) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [22].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle, mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable aux autres énergies sans pour autant prétendre les 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.

On peut classer ces éoliennes selon leur puissance nominale :

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

#### **II.4.2. Principaux composants d'une éolienne :**

Une éolienne est constituée par une tour au sommet de laquelle se trouve la nacelle. Étant donné que la vitesse du vent augmente lorsque l'on s'éloigne du sol, une tour peut mesurer entre 50 et 80 m de haut.

La tour a la forme d'un tronc en cône où, à l'intérieur, sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, les appareillages de connexion au réseau de distribution ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle. La nacelle regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et les divers actionneurs de commande. Tous ces éléments sont représentés sur la figure II.2 [20].

On peut toutes fois classer les composants d'une éolienne en trois éléments principaux :  
**Le mât** : généralement constitué par un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, il 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 légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2.3 MW: diamètre de 90 m) [32].

**La nacelle** : elle regroupe tous les éléments électromécaniques 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 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, enfin 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 [23].

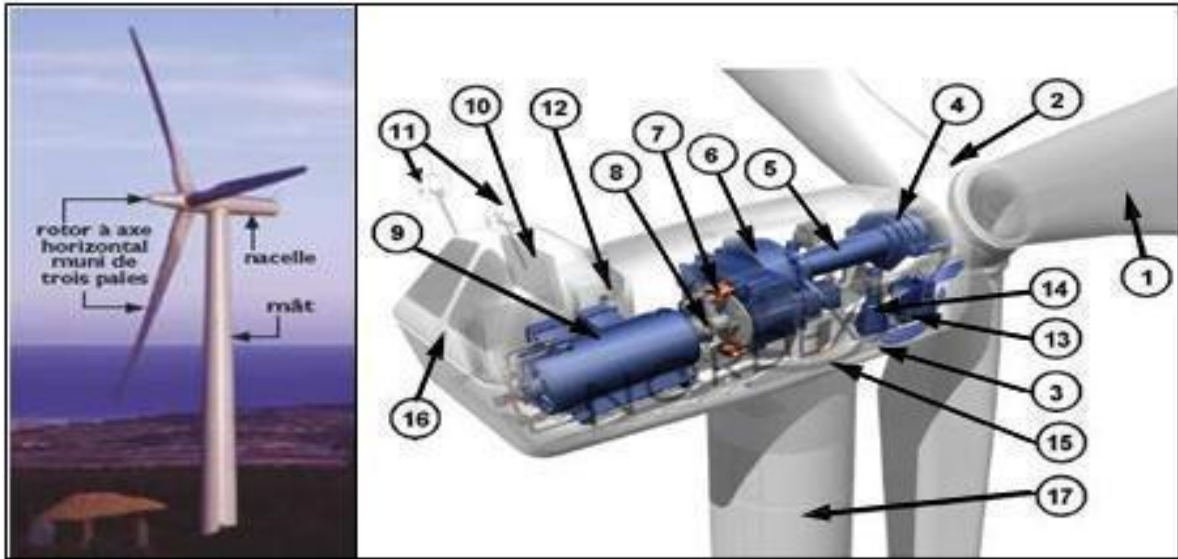
### **a) Les rotors à vitesse fixe :**

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. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût.

### **b) Les rotors à vitesse variable :**

Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié. 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 constitution et leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques, les matériaux composites tels que la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique.





*Figure II.2 : Différentes parties d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW) [20].*

- 1: Pales en composite fibre de verre. Pas fixe, profil de type stall (décrochage aérodynamique).
- 2: Moyeu du rotor en fonte.
- 3: Structure de la turbine en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud.
- 4: Paliers du rotor à double rangée de billes.
- 5: Arbre lent du rotor en acier haute résistance.
- 6: Multiplicateur de vitesse a 3 étages (1 train épicycloïdal et 2 trains parallèles).
- 7: Frein à disque sur l'arbre rapide avec témoin d'usure.
- 8: Accouplement avec la génératrice de type flexible.
- 9: Génératrice (800/2000 kW) asynchrone refroidie à l'eau.
- 10: Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur-génératrice.
- 11: Système de mesure de vent {anémomètre et girouette}.
- 12: Système de contrôle surveillance et pilote la turbine.
- 13: Système hydraulique pour les freins d'extrémité de la pale et le système d'orientation.
- 14: Entraînement d'orientation de la tourelle à deux trains d'engrenages.
- 15: Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque.
- 16: Capot de la nacelle en structure acier recouvert de composite fibre de verre.
- 17: Tour en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles).

**II.4.3. Principe de fonctionnement d'une éolienne :**

Un dispositif oriente automatiquement la nacelle face au vent grâce à une mesure de la direction du vent effectuée par une girouette située à l'arrière de la nacelle.

La turbine éolienne est munie de pales fixes ou orientables et tourne à une vitesse nominale de 25 à 40 tr/min. Plus le nombre de pales est grand plus le couple au démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite [21]. Les turbines uni et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques. Elles sont

plus bruyantes puisqu'elles tournent plus vite. Elles provoquent une perturbation visuelle plus importante de l'avis des paysagistes. De plus, un nombre pair de pales doit être évité pour des raisons de stabilité. En effet, lorsque la pale supérieure atteint le point le plus extrême, elle capte la puissance maximale du vent. A ce moment, la pale inférieure traverse la zone abritée du vent par la tour. Cette disposition tend à faire fléchir l'ensemble de la turbine vers l'arrière. Ceci explique pourquoi 80% des fabricants fabriquent des aérogénérateurs tripales.

Lorsque des pales fixes sont utilisées, un dispositif de freinage aérodynamique est utilisé permettant de dégrader le rendement de la turbine au delà d'une certaine vitesse (décrochage aérodynamique ou stall control). Sinon, un mécanisme d'orientation des pales permet le freinage et la régulation de la puissance (réglage aérodynamique).

Un arbre dit lent relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.

Un multiplicateur adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique (qui est généralement entraîné à environ 1500 tr/min). Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disques actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.

Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à huile pour le multiplicateur.

La génératrice (ou l'alternateur) est généralement asynchrone, et sa puissance électrique peut varier entre 600 kW et 4.5 MW.

Les signaux électroniques émis par l'anémomètre sont utilisés par le système de contrôle-commande de l'éolienne pour démarrer l'éolienne lorsque la vitesse du vent atteint approximativement 5 m/s. De même, le système de commande électronique arrête automatiquement l'éolienne si la vitesse du vent est supérieure à 25 m/s afin d'assurer la protection de l'éolienne.

Le système de contrôle-commande comporte un ordinateur qui surveille en permanence l'état de l'éolienne tout en contrôlant le dispositif d'orientation. En cas de défaillance (par exemple une surchauffe du multiplicateur ou de la génératrice), le système arrête automatiquement l'éolienne et le signal est tout de suite transmis à l'opérateur.

#### **II.4.4. Emplacement des parcs éoliens :**

Les parcs éoliens se situent naturellement là où il y a un niveau de vent suffisant tout au long de l'année pour permettre une production maximale. Les côtes, les bords de mers et les plateaux offrent des conditions intéressantes en termes de vent mais il faut aussi tenir

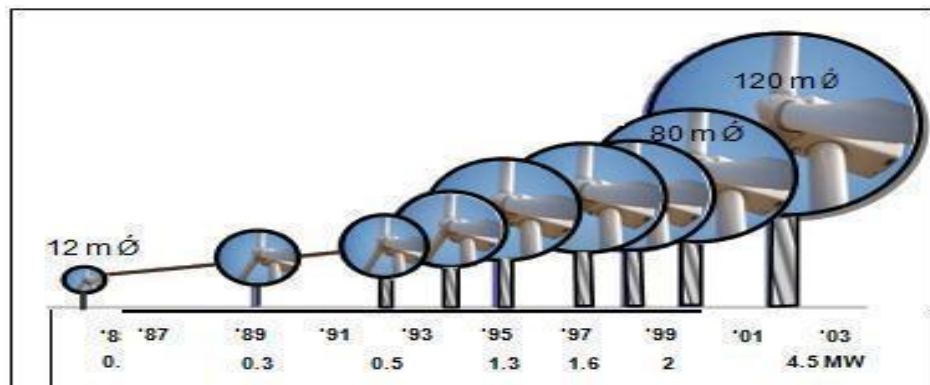
compte de l'impact sur le paysage. Pour ces raisons, lorsque c'est possible, des parcs éoliens offshore sont construits (540 MW offshore installés en Europe fin 2003). Ces derniers comportent des dizaines d'éoliennes comme on peut le voir sur la figure II.3 [20].



*Figure II.3 : Les parcs éoliens offshore (a) et onshores (b).*

### II.4.5. Taille des aérogénérateurs :

Avec le développement récent et le besoin de fournir des puissances croissantes au réseau, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus puissantes et donc plus grandes, ce que présente la figure II.4. Pour utiliser le maximum de la force du vent, on cherche à ce que l'hélice balaie une surface où le vent est maximum. Pour cela les éoliennes sont très haut perchées pour ne pas subir les effets de sol qui freinent le vent.



*Figure : II.4 : Taille des hélices en m et puissance en MW [6].*

Les plus grandes éoliennes commercialisées actuellement possèdent une hélice de plus de 100 mètres de diamètre. Cette hélice est perchée à plus de 100 mètres de hauteur pour produire jusqu'à 4.5 MW [24].

### II.5. Quelques notions sur le vent :

La vitesse du vent varie selon les zones géographiques et les saisons, elle est surtout élevée pendant la période d'hiver et au niveau des mers. Le vent est défini par sa direction et sa vitesse.

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour des aires cycloniques et dans le sens direct autour des zones anticycloniques. Dans l'hémisphère sud, les sens sont inversés.

La vitesse du vent est mesurée avec des anémomètres. Il en existe plusieurs types classés en deux catégories principales (les anémomètres à rotation et les anémomètres à pression). Une graduation a été établie, selon l'échelle Beaufort qui divise les vents en fonction de leurs vitesses en 17 catégories dont nous citons quelques unes au tableau II.1 [25].

Degrés Beaufort	Vitesse du vent (m/s)	Vitesse du vent (km/h)	Description générale	Pression sur surface plane (daN/m <sup>2</sup> )
0	0 à 0.4	< 1	Calme	
3	3.5 à 5.5	12 à 19	Petite brise	3.2 (5 m/s)
4	5.5 à 8	20 à 28	Jolie brise	6.4 (7 m/s)
6	11.4 à 13.9	39 à 49	Vent frais	22 (13 m/s)
8	17.4 à 20.4	62 à 74	Coup de vent	52 (20 m/s)
11	28.4 à 32.5	103 à 117	Violente tempête	117(30 m/s)
17	54.1 à 60	202 à 220	Cyclone	470 (60 m/s)

**Tableau II.1 : Echelle Beaufort.**

En effet, pour implanter un parc éolien, la prospection des sites possibles constitue le premier travail à effectuer pour juger de la capacité de production d'une centrale éolienne. Des relevés météorologiques complets sur les sites présumés doivent être effectués au moins pendant une année pour déterminer la possibilité ou non d'implanter le parc. Non seulement il faut connaître la vitesse moyenne du vent, mais aussi sa variation en fonction

de l'altitude. Les vents les plus intéressants qui donnent finalement le plus d'énergie annuelle, sont les vents réguliers qui ont une vitesse de 6 à 10 m/s [25].

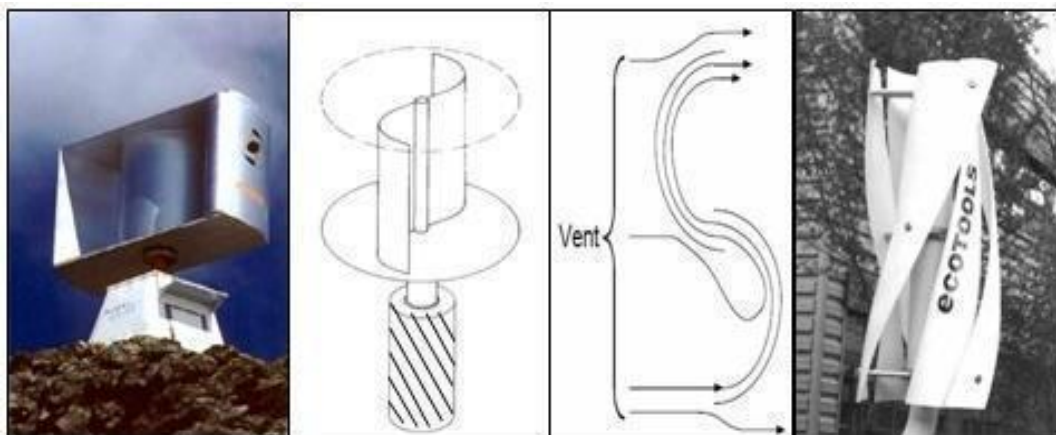
### II.6. Les différents types d'éoliennes :

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

#### II.6.1. Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées, dont beaucoup sont sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [26]:

Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur (Figure II.5) [20].



*Figure II.5 : Éolienne de Savonius.*

Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus (ingénieur français qui déposa le brevet au début des années 30). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Figure II.6) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif.

Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même. Lorsqu'elle est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en moteur).

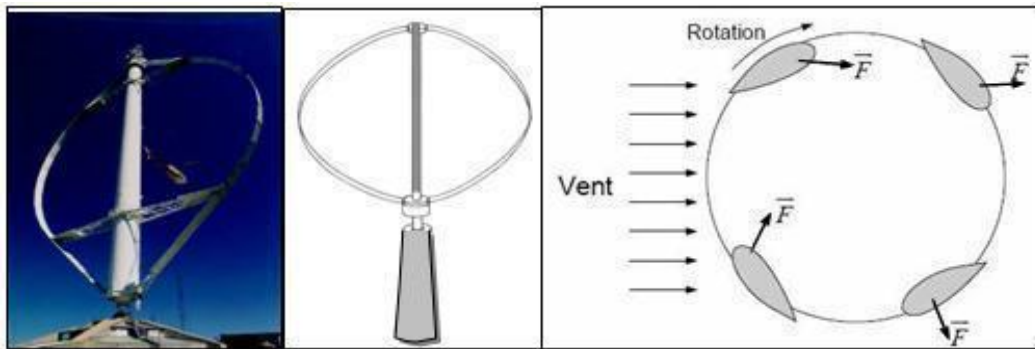


Figure II.6 : Éolienne de Darrieus [20].

On trouve désormais des éoliennes à axes verticaux développées pour la production d'électricité dans les zones isolées. Ce sont des machines de faible puissance, de 100 W à 25 kW ; elles sont destinées à des utilisations permanentes. Par exemple la charge de batteries servant à alimenter un chalet en montagne. Elles sont de conception simple et robuste et ne nécessitent pas ou peu d'entretien. Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées.

### II.6.2. Eoliennes à axe horizontal :

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 [23]. Ces éoliennes ont 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 [23]. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.



*Figure II.7 : Éoliennes à axes horizontales.*

La plupart des éoliennes actuellement installées utilisent des turbines à axe horizontal. Le tableau II.2 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice. A titre de comparaison, la puissance d'une tranche de centrale nucléaire est de 1400 MW environ.

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 à 45 m	40 kW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW

*Tableau II.2 : Classification des turbines éoliennes.*

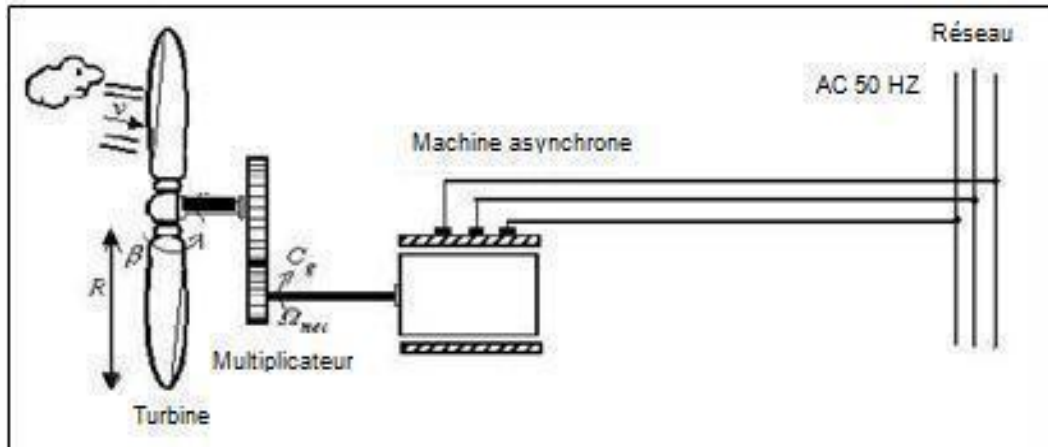
## **II.7. Classement des éoliennes :**

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles qui fonctionnent à vitesse constante et celles dont la vitesse est variable. La partie suivante décrit d'une manière assez générale le fonctionnement de ces deux procédés.

### **II.7.1. Les éoliennes à vitesse fixe**

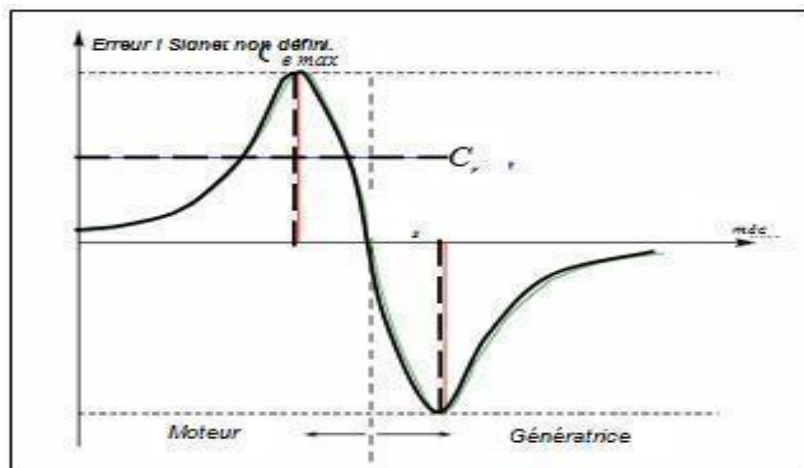
Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Sa vitesse ( $\Omega_{mec}$ ) est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la

génératrice (Figure II.8) [1].



**Figure II.8 :** Éolienne directement connectée au réseau.

Le couple mécanique entraînant (produit par la turbine) tend à accélérer la vitesse de la génératrice. Cette dernière fonctionne alors en hyper-synchrone et génère de la puissance électrique sur le réseau. Pour une génératrice standard à deux paires de pôles, la vitesse mécanique est légèrement supérieure à la vitesse du synchronisme ( $\Omega_s=1500$  tr/mn), ce qui nécessite l'adjonction d'un multiplicateur pour adapter la génératrice à celle du rotor de l'éolienne (Figure II.9) [21].



**Figure II.9 :** Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone.

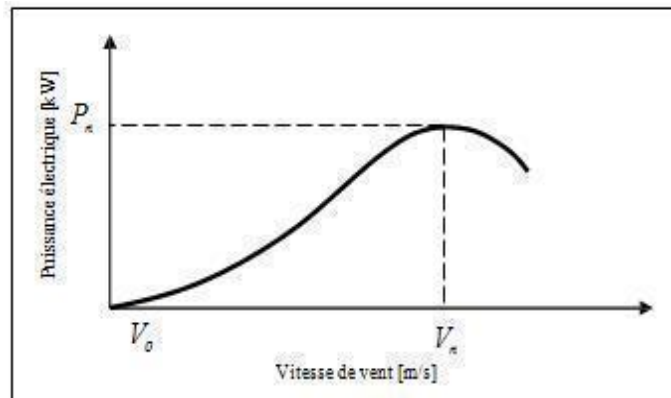
On peut distinguer deux technologies d'éoliennes à vitesse fixe : Les éoliennes à décrochage aérodynamique et les éoliennes à pales orientables.

**II.7.1.1. Les éoliennes à décrochage aérodynamique :**

Les éoliennes à décrochage aérodynamique (stall) génèrent une puissance électrique variable dont la valeur maximale correspond en général à la puissance nominale de la



machine. En dessous de cette valeur, la puissance fournie croît avec la vitesse du vent. Au delà, la puissance fournie décroît avec la vitesse du vent (Figure II.10) [21].



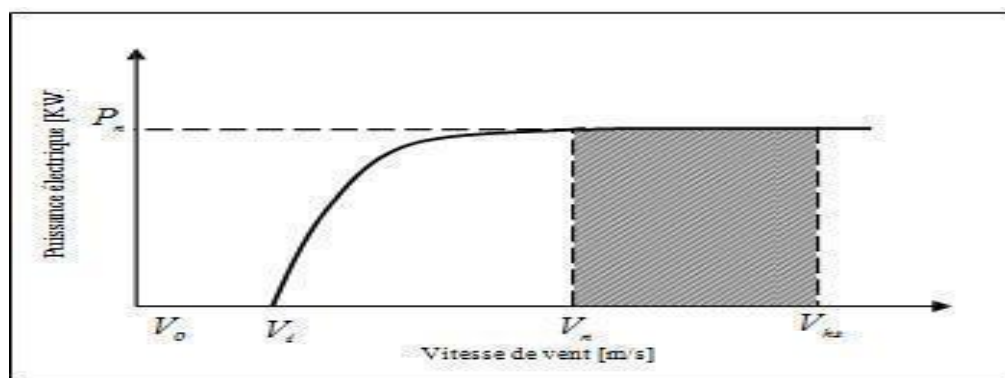
**Figure II.10 :** Génération à puissance électrique variable (Pales fixes, décrochage aérodynamique).

- $P_n$ : Puissance nominale de l'éolienne.
- $V_0$  : Valeur de vitesse pour laquelle le rotor de la turbine commence à tourner.
- $V_n$  : Valeur de vitesse pour laquelle la puissance nominale est atteinte

Pour obtenir cette caractéristique de puissance, les pales (fixes) sont conçues avec un profil qui permet d'obtenir une décroissance brusque de la portance à partir d'une vitesse donnée pour laquelle la puissance doit être diminuée. Au delà de cette vitesse de vent, la puissance diminue très rapidement et un fonctionnement à puissance nominale constante n'est donc pas possible.

**II.7.1.2. Les éoliennes à pales orientables :**

L'utilisation d'un système d'orientation des pales permet, par une modification aérodynamique, de maintenir constante la puissance de la machine en fonction de la vitesse du vent et pour une vitesse de vent supérieure à  $V_n$  (Figure II.11) [21].



**Figure II.11 :** Génération à puissance électrique constante (pales orientables).

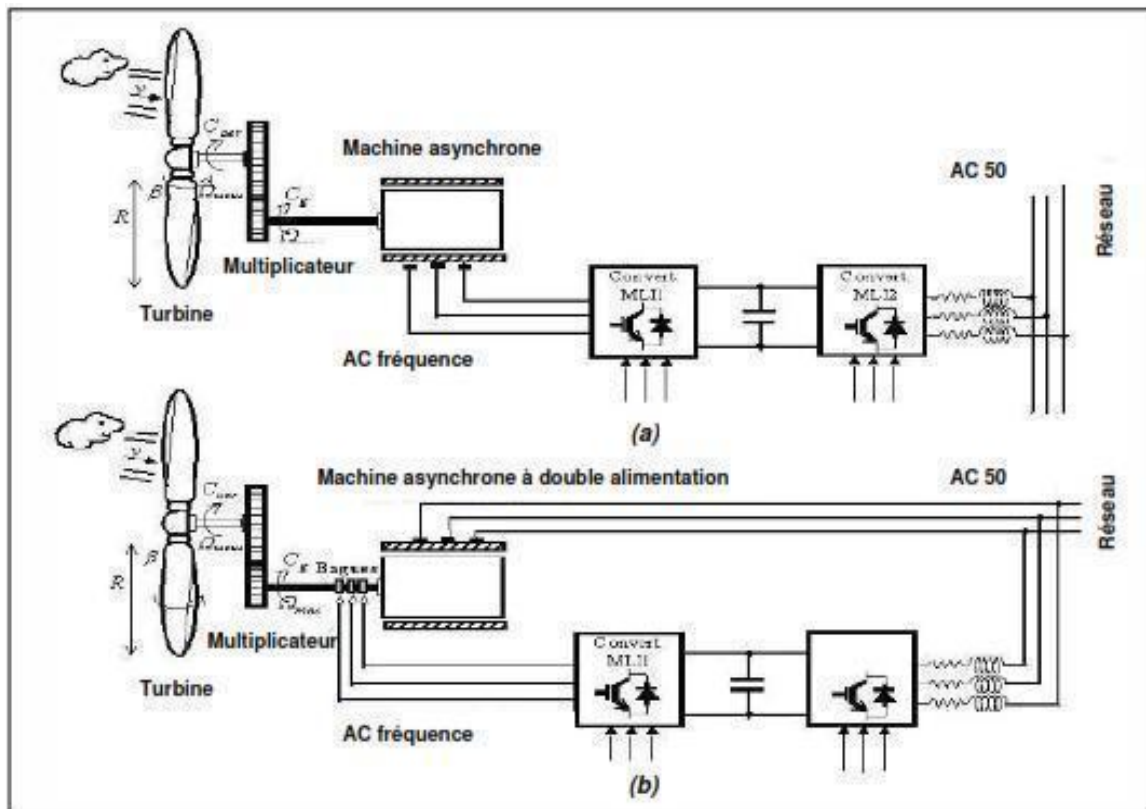
Avec :

- $V_d$ : la vitesse pour laquelle le générateur démarre.
- $V_n$ : la vitesse pour laquelle le générateur commence à fournir de la puissance
- $V_{ka}$ : la valeur de la vitesse pour laquelle la machine doit être arrêtée.

**II.7.2. Les éoliennes à vitesse variable :**

**II.7.2.1. Principe de fonctionnement :**

Les deux structures existantes des éoliennes à vitesse variable sont présentées sur la figure II.12. [20]

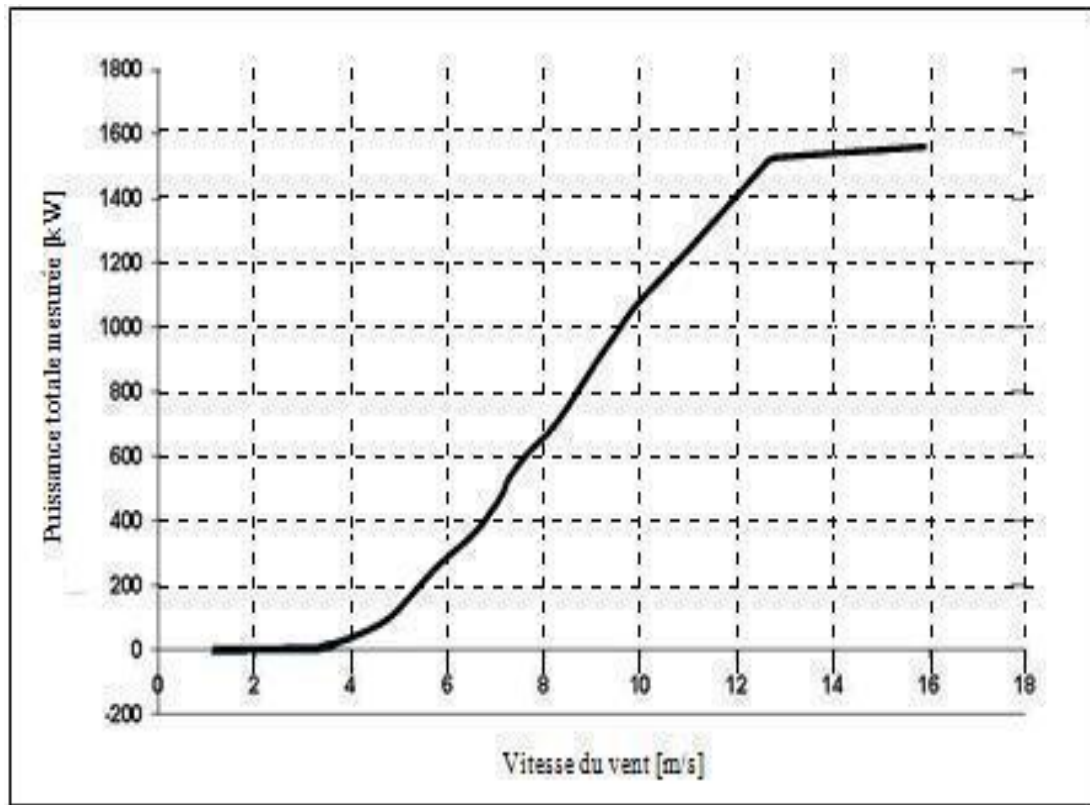


*Figure II.12 : Éoliennes à vitesse variable.*

La configuration de la figure II.12.a, est basée sur une machine asynchrone à cage, pilotée au stator de manière à fonctionner à vitesse variable, par des convertisseurs statiques. La configuration de la figure II.12.b, est basée sur une machine asynchrone à double alimentation et à rotor bobiné. La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance, situés au circuit rotorique.

Nous présentons sur la figure II.13 la caractéristique de la puissance mesurée en fonction de la vitesse du vent d'une éolienne réelle de Schelle de 1.5 MW basée sur une

machine asynchrone à double alimentation à rotor bobiné [21]. On constate à partir de cette figure que la puissance est limitée à sa valeur nominale pour une vitesse du vent de 12.5m/s. L'orientation des pales est parfaitement réalisée dans ce cas.



*Figure II.13: Puissance totale générée mesurée en fonction de la vitesse du vent. [20]*

## II.8. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

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

### II.8.1. Avantages:

- ✓ L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- ✓ L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement:
  - L'exploitation de l'énergie éolienne ne produit pas directement de CO<sub>2</sub> [27].
  - Chaque unité d'électricité produite par un aéro-générateur surplante une unité

d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles .Ainsi l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6.3millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, 21 milles tonnes de SO<sub>2</sub> et 17.5 milles tonnes de NO<sub>x</sub> .ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides [20].

- L'énergie éolienne n'est pas une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie.
- ✓ 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
- ✓ Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- ✓ 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.
- ✓ L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Ainsi que le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles.

### **II.8.2. Inconvénients :**

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 puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance n'est pas donc toujours très bonne. Jusqu' à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau est 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 classique : 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 classique sur les sites moins ventés [20].

### **II .9. Impacts de l'énergie éolienne :**

Les parcs éoliens n'avaient qu'une seule contrainte : produire quand il était possible de produire. De plus, le plan de protection était fait de telle sorte qu'en cas de défaut, le parc était déconnecté du réseau puis arrêté [29]. Ceci avait comme conséquence pour l'opérateur de réseau de subir un défaut entraînant la déconnexion du parc, donc d'une source de production considérable ce qui pose de vrais problèmes surtout aux heures de pointes. Pour contourner ce problème, des normes spécifiques à la production éolienne sont imposées pour la connexion des parcs éoliens aux réseaux électriques. [27]

#### **II.9.1. Couplage au réseau :**

##### **II.9.1.1. les conditions Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques :**

L'énergie électrique produite par l'éolienne est transportée aux consommateurs par des réseaux électriques. Typiquement, pour les machines d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension produite en sortie de l'éolienne est de l'ordre de quelques centaines de volts. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production d'un transformateur de puissance élévateur de tension qui permet de se raccorder aux réseaux de moyennes tensions pour les fermes éoliennes de petites puissances, ou aux réseaux d'interconnexions pour les fermes éoliennes de fortes puissances, où la présence du vent est plus régulière. Cependant, le raccordement aux réseaux doit prendre en compte les conditions de couplage, qui se résument comme suit :

- L'égalité de valeurs maximales de tension, donc de leurs valeurs efficaces ;
- L'égalité de fréquences ;
- Un déphasage nul entre elles ;
- En triphasé, même succession des phases.

##### **II.9.1.2. Nécessité de même tension**

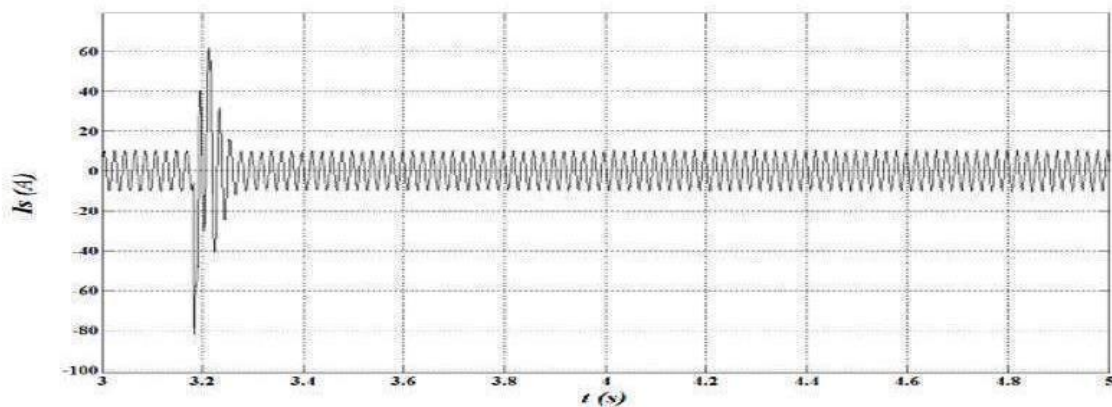
Ce problème est moins grave, à l'intérieur de la même tension normalisée, les écarts de tension entre les points de jonction des deux réseaux interconnectés doivent être très faibles, sinon l'interconnexion est traversée par des transits de puissance réactive excessifs

##### **II.9.1.3. Nécessité de même fréquence nominale :**

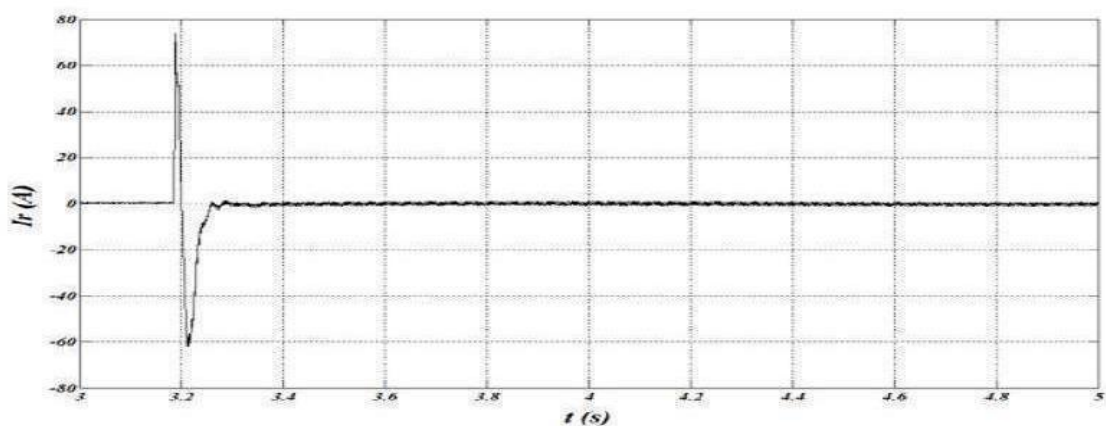
Les électriciens se rendent bien compte que, s'ils veulent interconnecter leurs réseaux, il faut faire le choix d'une fréquence nominale commune, ce qui à l'avantage supplémentaire d'harmoniser la construction des matériels.

Le couplage au réseau est spécifique à la génération éolienne puisqu'il peut intervenir plusieurs fois par jour. De plus, il pose problème pour les systèmes sans interface de l'électronique de puissance (machine asynchrone à cage). La figure II.14 montre l'évolution des courants statorique et rotorique d'une machine asynchrone de 3 kW lors d'un couplage brutal au réseau (la machine est entraînée à 1500 tr/min puis connectée au réseau).

Comme montré sur figures II.14, l'appel en courant lors d'un couplage brutal peut atteindre 8 fois le courant nominal pour le stator, et 7 fois, voire plus, pour le rotor. La solution industrielle permettant de contourner ce problème consiste à utiliser un gradateur triphasé constitué de deux thyristors en tête-bêche par phase, qui sera court-circuité après le couplage. Ce problème ne se pose pas pour les systèmes utilisant une interface d'électronique de puissance, le couplage se fait d'une manière plus douce en utilisant une commande appropriée.



(a)



(b)

**Figure II.14 :** Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau. [30]

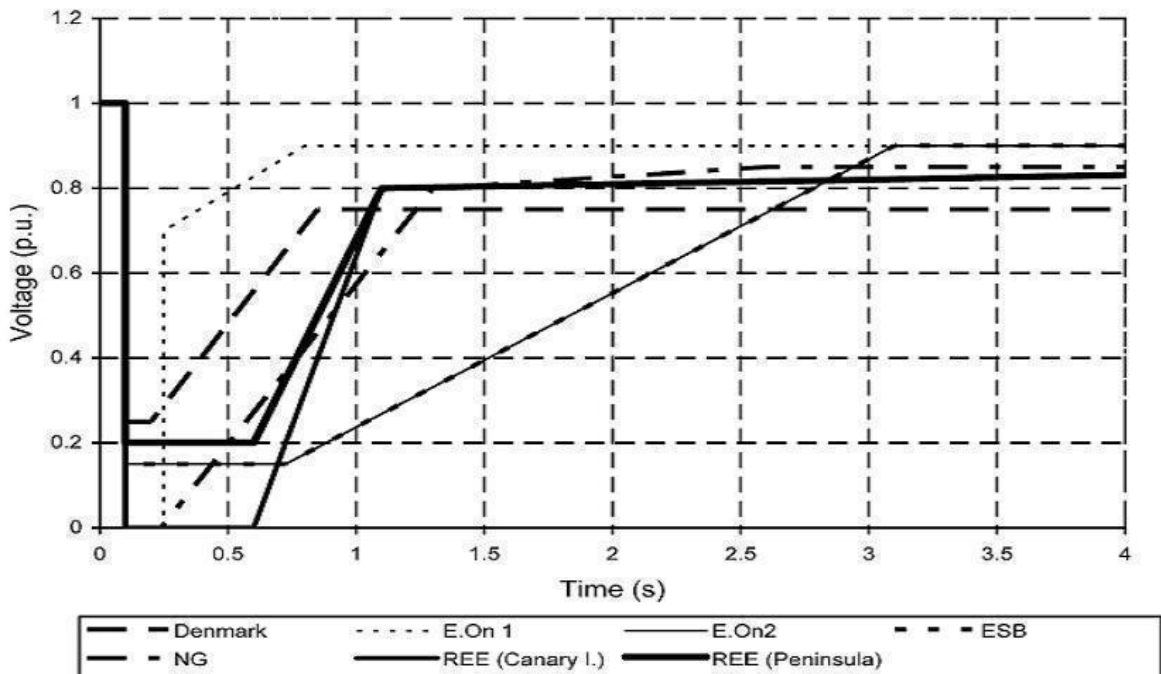
**II.9.2. Fluctuations de puissance :**

En plus de non stabilité naturelle de la vitesse du vent, s'ajoutent les phénomènes déterministes tels que le cisaillement (variation de la vitesse du vent avec l'altitude) et l'effet d'ombre (passage d'une pale devant la tour de l'éolienne) pour générer la fluctuation de la puissance renvoyée au réseau par l'éolienne qui n'est pas toujours tolérable. Ce problème, qui entraîne parfois la déconnection du réseau de l'éolienne, peut être atténué en utilisant des systèmes de stockage d'énergie et de grand nombre d'éoliennes dans un même parc.

**II.9.3. Comportement sur creux de tension :**

Avant l'arrivée des nouvelles normes concernant les critères d'interconnexion aux réseaux électriques, il n'était pas permis qu'un parc éolien reste connecté au réseau si la tension au point de raccordement chute en-dessous de 85%. Un tel état de fait pose problème de stabilité du réseau électrique [29 ; 30]. Ce problème oblige les opérateurs des réseaux électriques à adapter leurs critères à cette nouvelle source d'énergie.

La figure (II-14) montre les nouveaux critères d'interconnexion de divers opérateurs réseaux des pays producteurs d'énergie éolienne.



*Figure II.15 : Gabarités de tenue en creux de tensions des parcs éoliens. [27]*

### **II.10. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons vu que le domaine des énergies renouvelables, notamment l'éolien, représente une nouvelle opportunité pour les recherches. Ces recherches seront d'autant plus fructueuses qu'elles seront suffisamment pluridisciplinaires ainsi que l'exigent de ses systèmes complexes.



# *Chapitre III :*

## *Simulations et interprétations des résultats*

### **III.1. Introduction :**

Un défaut du réseau est physiquement un court-circuit se produisant quelque part dans le réseau, où la tension diminue à une valeur de seuil comprise entre 10 et 90%, suivie de son rétablissement après un court instant compris entre 10ms et 3 minutes, s'il est inférieur à 10ms, le phénomène est considéré comme transitoire. L'étude de la stabilité transitoire consiste à analyser la réponse des machines à la suite d'une forte perturbation en diverses positions du système électrique.

Le comportement dynamique d'un système électro- énergétique et le problème de la stabilité est prévue pour nous donner des informations prédictives sur : La stabilité des machines (angle rotorique, les oscillations des vitesses angulaire), les valeurs crêtes de tension, les puissances actives et réactives générée... etc.,

Il est difficile de visualiser le comportement d'un réseau d'énergie électrique, changement de conditions initiales ou paramètres, en utilisant des méthodes mathématiques. C'est pour cela que le logiciel capable de résoudre les différents problèmes du réseau électrique est indispensable.

Pour cela, dans ce chapitre, des simulations sont effectuées sur réseaux électriques d'Adrar, avec l'intégration de parc éolien de Kabertene.

### **III.2. Représentation de logiciel Power World Simulator :**

Parmi les logiciels qui sont utilisés par les compagnies d'électricité, nous avons jugé utile d'utiliser le logiciel Power World pour étudier le réseau électrique d'Adrar.

L'objet essentiel du Power World est de simuler une zone contrôlée dans réseau électrique interconnectée selon une variation de charge pendant un intervalle de temps généralement 24h.

Le but de cette simulation est d'assurer l'équilibre entre la consommation et la production de l'énergie électrique à tout instant, avec un coût minimal, égal à la valeur programmée ou très proche d'elle. Le Power World ne fonctionne que sous Windows et utilise le système d'affichage de ce dernier, il se base sur des fenêtres chacune à son rôle à effectuer dans les opérations de ce logiciel.

#### **III.2.1. HISTORIQUE :**

Les graines de Power World Simulator ont été plantés dans le début des années 1990, lorsque le professeur Thomas Overbye de l'Université de l'Illinois a vu la nécessité d'un meilleur outil pour aider les étudiants à comprendre le fonctionnement des systèmes

Électriques à grande échelle. Le logiciel s'appuie fortement sur des chiffres et des graphiques qui nécessitent plus d'interprétation et d'explication. Manquante a été une expérience visuelle qui pourrait être facilement comprise.

### **III.2.2. Fonctionnalités de Power World Simulator et description :**

Power World Simulator est un logiciel de simulation du réseau électrique conçu pour être hautement interactif et convivial. Il a le pouvoir de l'analyse technique complexe, mais il est aussi tellement interactif et graphique qu'il peut être utilisé pour expliquer le fonctionnement du système d'alimentation à un public non spécialisé.

Le Power World se compose d'un certain nombre de produits intégrés à sa base est un moteur complet, robuste puissance capable de résoudre efficacement les réseaux jusqu'à 100.000 jeux de barres. Cela rend Simulator très utile comme un logiciel d'analyse des flux de puissance autonome.

Le calcul de l'écoulement de puissance en vue de déterminer les conditions initiales du système sont nécessaires avant l'étude de la stabilité transitoire du système. Dans le cadre de cette étude nous avons utilisé le logiciel Power World Simulator qui est une application d'analyse des réseaux électriques. La version disponible pour l'étude de la stabilité des réseaux électriques est la version 18 didactique, limitée donc à 42 nœuds.

Ce logiciel permet d'étudier et d'analyser les fonctions dynamiques et statiques (régime permanent) des réseaux électriques. Il peut permettre d'analyser des grands réseaux jusqu'au delà de 100 000 nœuds. Le logiciel Power World dispose des fonctionnalités suivantes :

- Calcul d'écoulement optimal de puissance (OPF)
- Analyse des courts circuits dans les réseaux électriques (SCOPF)
- Analyse économique et calcul de la capacité de transfert de la puissance (PTDF)
- Etude de la stabilité de tension (PVQV)
- Analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques

Le logiciel Power world utilisé pour la réalisation de ce travail a permis d'abord de calculer la répartition de puissance en vue de déterminer l'état du réseau en régime permanent avant la perturbation.

Cette répartition affichera les amplitudes et les déphasages des tensions à tous les jeux de barre.

Un autre outil permettant l'analyse de la stabilité est aussi disponible. (Transient stability). Il permet d'afficher l'évolution des angles rotoriques et de la vitesse des machines en fonction du temps suite à une perturbation. Cette évolution dépendant de la localisation de la perturbation et de son type [31].

### III.3. Description du réseau étudié :

Le réseau existant d'Adrar est un réseau isolé du réseau algérien. Il est constitué de 7 régions interconnecté par des lignes aériennes. Le nombre total des jeux de barres est 64 avec 4 niveaux de tension 220kV, 30kV, 11kV et 6.9kV.

- Région d'Adrar est constituée de deux centrales de capacité de (2\*25) et (2\*17) MW et une charge de puissance 50 et 38MW et puissance réactive 24 et 19 MVAR.
- Région d'Aoulef est constituée d'une charge de puissance 32MW et puissance réactive 16 MVAR.
- Région Z.kounta est constituée de un centrales de capacité de (17\*4) MW et une charge de puissance 36 MW et puissance réactive 18 MVAR.
- Région Timimoune est constituée de un centrales de capacité de (17\*2) MW et une charge de puissance 23MW et puissance réactive 16 MVAR.
- Région Reggane est constituée de une charge de puissance 32MW et puissance réactive 16 MVAR.
- Région Ain Saleh est constituée de un centrales de capacité de (23\*4) MW et une charge de puissance 50MW et puissance réactive 24 MVAR.
- Région Kabartene est constituée de un centrales de capacité de (2\*23) MW et parc éolienne de puissance 12MW une charge de puissance 24MW et puissance réactive 12 MVAR.

Tenant compte des exigences de l'outil de simulation (limité à 42 nœuds) nous avons procédé à une simplification du réseau en regroupant quelques machines à une machine équivalente. Cette démarche est souvent utilisée par les planificateurs.

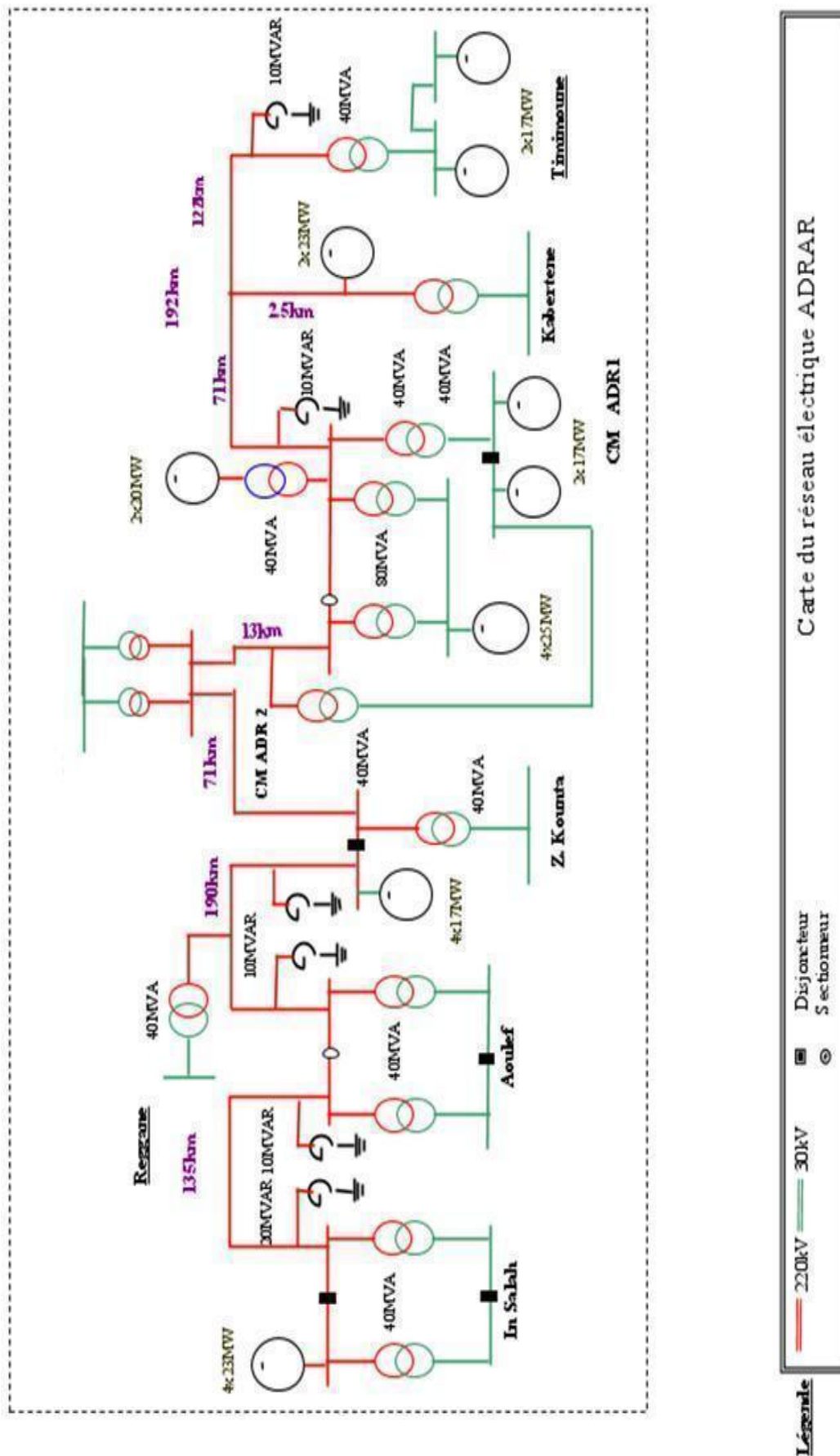


Figure III.1 : la carte de réseau électrique d'Adrar

### **III.3.1. Représentation du réseau avec le logiciel power world simulator:**

après simplification de réseau réel, nous avons représenté le réseau Adrar par 42 jeux de barres sur le logiciel Power World Simulator comme montré la Figure III.2, (les paramètres de ce réseau sont détaillés dans l'annexes A (Les tableaux (A.1), (A.2), (A .3), (A.4), (A.5)).

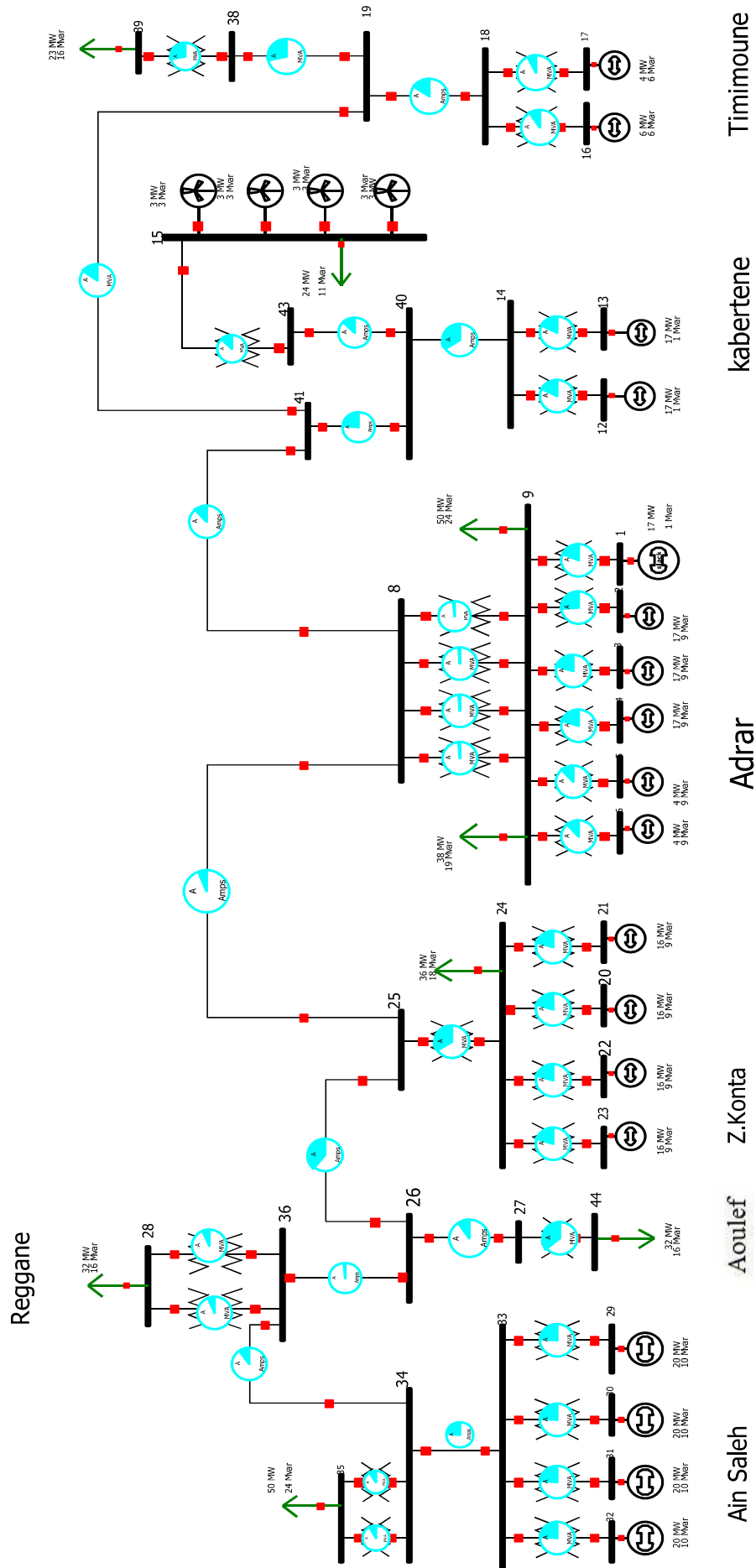


Figure III .2: représentation du réseau avec le logiciel power world simulator

III.3.2. Les modèles des machines utilisés :

Pour la simulation de stabilité transitoire, nous avons choisi le modèle GENROU utilisé pour modéliser les générateurs synchrones des centrales et le modèle WTG4 pour les éoliennes à vitesse variables qui sont représentées dans l'annexe B.

❖ Le schéma block de modèle GENROU :

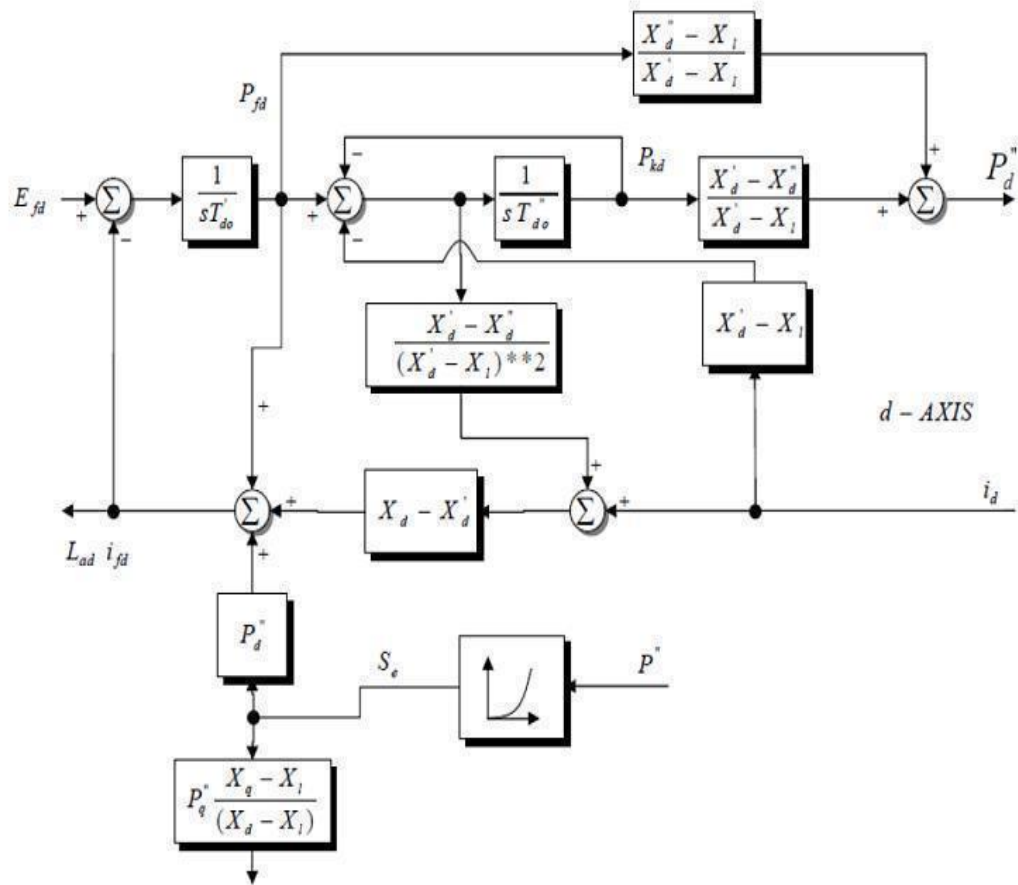


Figure III.3 : Schéma block de modèle GENROU

❖ Le schéma block de modèle WT4G :



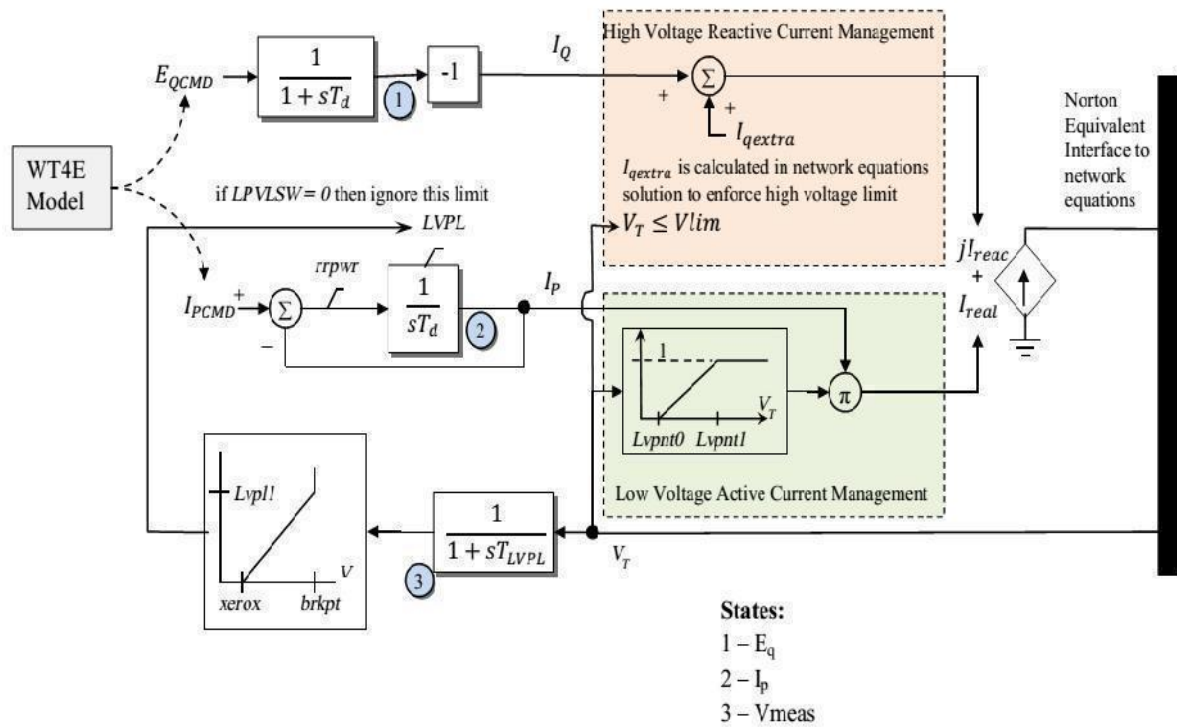


Figure III.4 : Schéma block de modèle WT4G

**III.4. Etude de la stabilité transitoire en cas normal :**

Dans les réseaux à haute tension, les types de défauts les plus fréquents sont les courts-circuits. Ces derniers dépendent de différents facteurs tels leur localisation, leur durée, leur type (biphasé, triphasé et monophasé) et le système de prise de terre.

L'étude du défaut triphasé est plus simple alors que le biphasé-terre est plus complexe car il conduit à des circuits déséquilibrés mettant en œuvre le système de mise à la terre et la juxtaposition de système direct, inverse et homopolaire. Nous nous limiterons aux défauts triphasés dans cette étude.

Lorsque les organes de protection détectent une apparition de courants élevés sur une ligne ou une diminution de l'impédance vue des extrémités de la ligne, elles envoient aux disjoncteurs des ordres d'ouverture afin d'isoler le tronçon défectueux et éviter la propagation du phénomène sur le réseau.

La stabilité transitoire du système est appréciée par l'évaluation des angles rotoriques relatifs au générateur de référence, durant et après le défaut et vérifie si le système évolue vers la région de la stabilité ou l'instabilité.

$$\delta_{i,l} = \delta_i - \delta_l \quad i=1, m$$

Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Dans le cas contraire, le système est instable. Le temps limite à partir duquel le système devient instable est appelé : temps critique d'élimination de défaut (Critical Clearing Time, CCT). Pour analyser la stabilité transitoire, nous avons considéré des défauts de court-circuit triphasé symétrique sur des lignes déférentes. Le défaut est éliminé par l'ouverture du disjoncteur le plus près après 3 cycles (0,06s) et la mise hors service de la ligne endommagée.

### III.4.1. les trois scénarios appliqués dans le réseau étudié :

Pour tester la stabilité transitoire, nous avons simulé à l'aide du logiciel Power world des courts-circuits triphasés sur trois lignes du réseau selon leur position au parc éolienne. Donc nous proposons d'effectuer des simulations suivantes:

- **Scénario 1** : défaut triphasé sur la ligne 25-8 (ligne entre Adrar et Z.Kounta) à  $t=1s$  puis élimination de ce défaut à  $t=1.06s$  (3 cycles temps normalisé d'ouverture des disjoncteurs);
- **Scénario 2**: défaut triphasé sur la ligne 34-36 (ligne entre Ain Saleh et Reggane) à  $t=1s$  puis élimination de ce défaut à  $t=1.06s$  (3 cycles temps normalisé d'ouverture des disjoncteurs);
- **Scénario 3** : défaut triphasé sur la ligne 19-41(ligne entre Timimoune et Kabertene) à  $t=1s$  puis élimination de ce défaut à  $t=1.06s$  (3 cycles temps normalisé d'ouverture des disjoncteurs);
- nous avons choisie un générateur de chaque région pour précisé l'étude et voire l'influence des trois sur tous le réseau d'Adrar

III.4.2. Scénario 1 défaut triphasé sur la ligne 25-8 (ligne entre Adrar et Z.Kounta) :

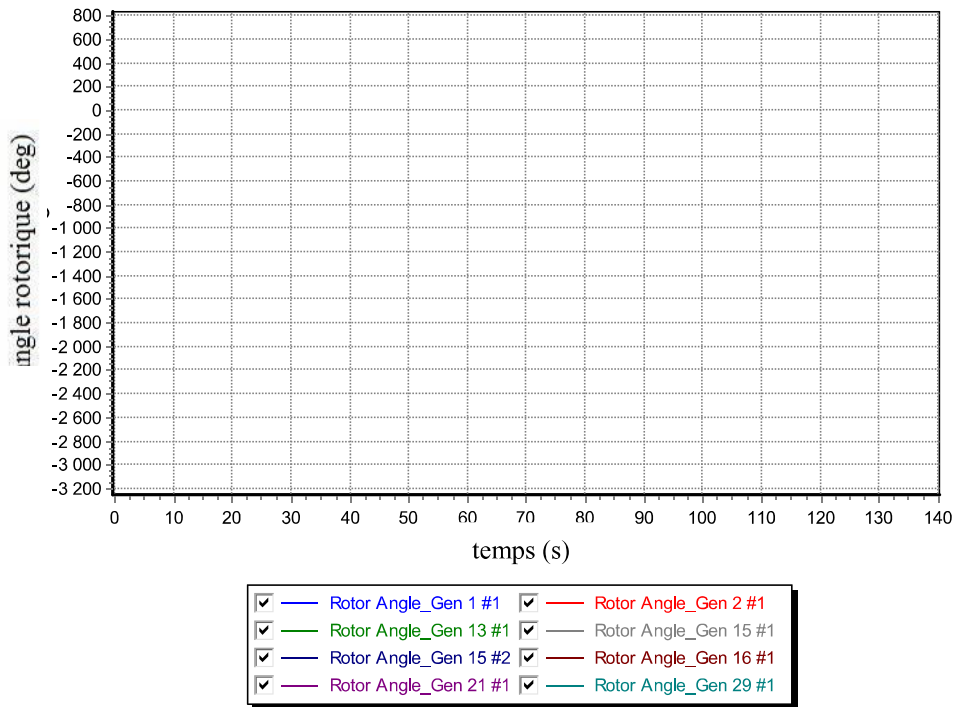


Figure III.5 : évolution des angles rotoriques des générateurs en fonction du temps-scénario 1

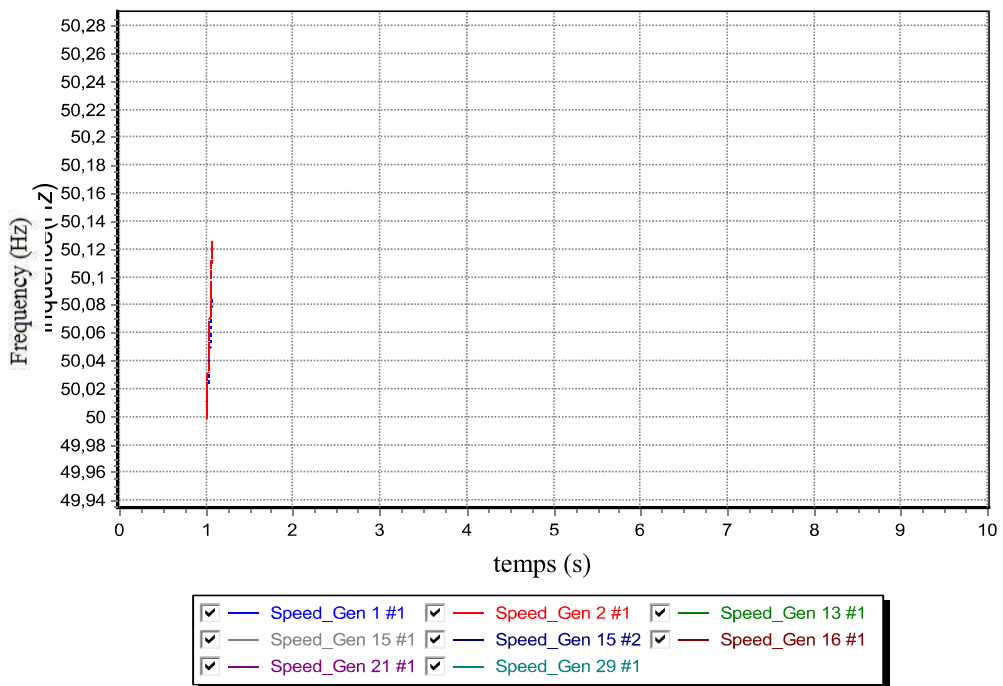


Figure III.6 : évolution des fréquences des générateurs en fonction du temps-scénario 1

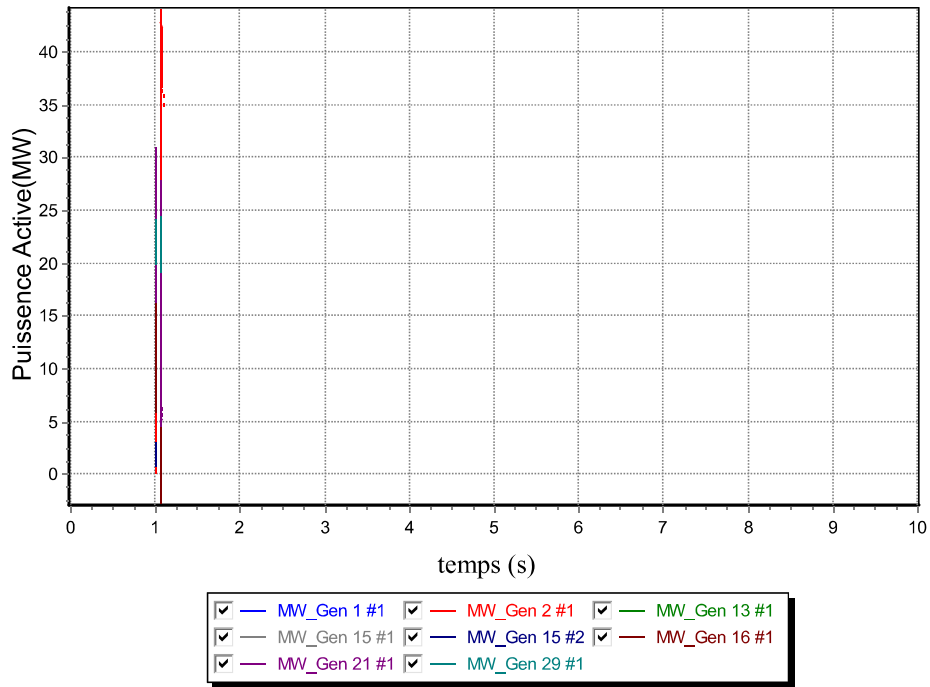


Figure III.7 : évolution des puissances Active des générateurs en fonction du temps - scénario 1

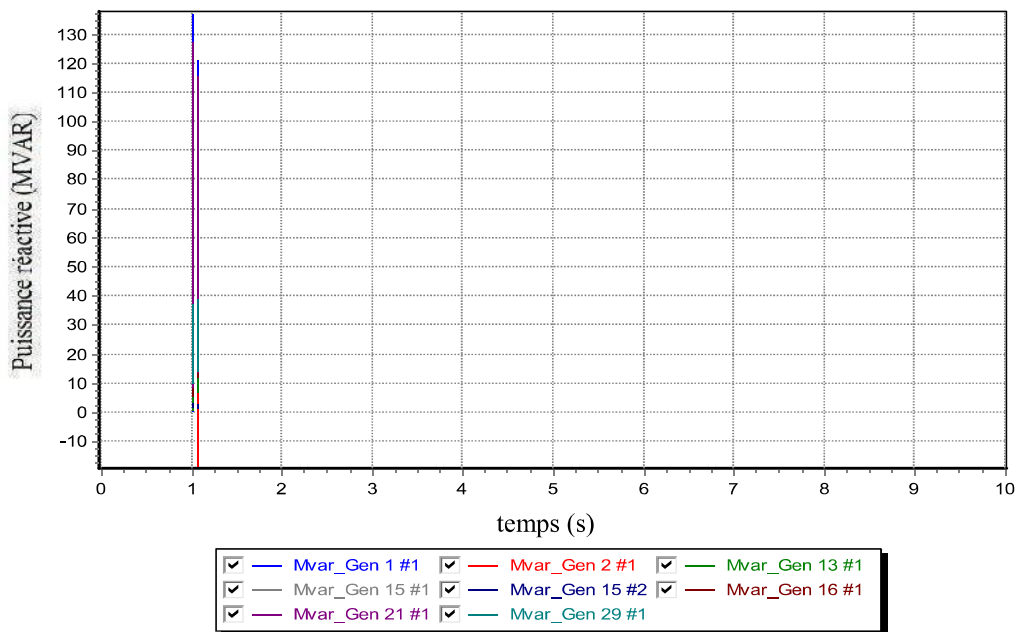


Figure III.8 : évolution des puissances Réactive des générateurs en fonction du temps - scénario 1

III.4.3. Scénario 2 défaut triphasé sur la ligne 34-36 (ligne entre Ain Saleh et Reggane) :

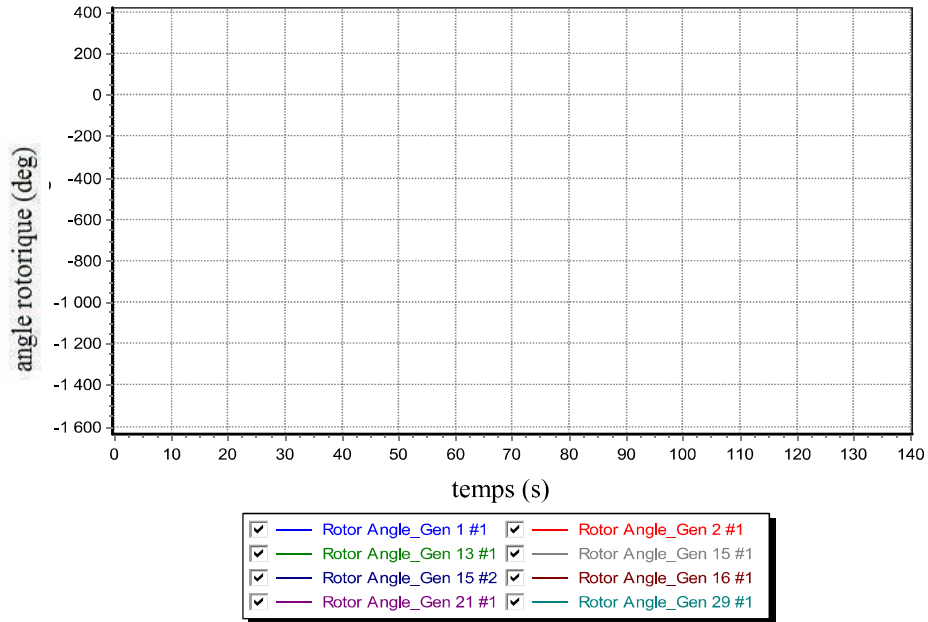


Figure III.9 : évolution des angles rotorique des générateurs en fonction du temps - scénario 2

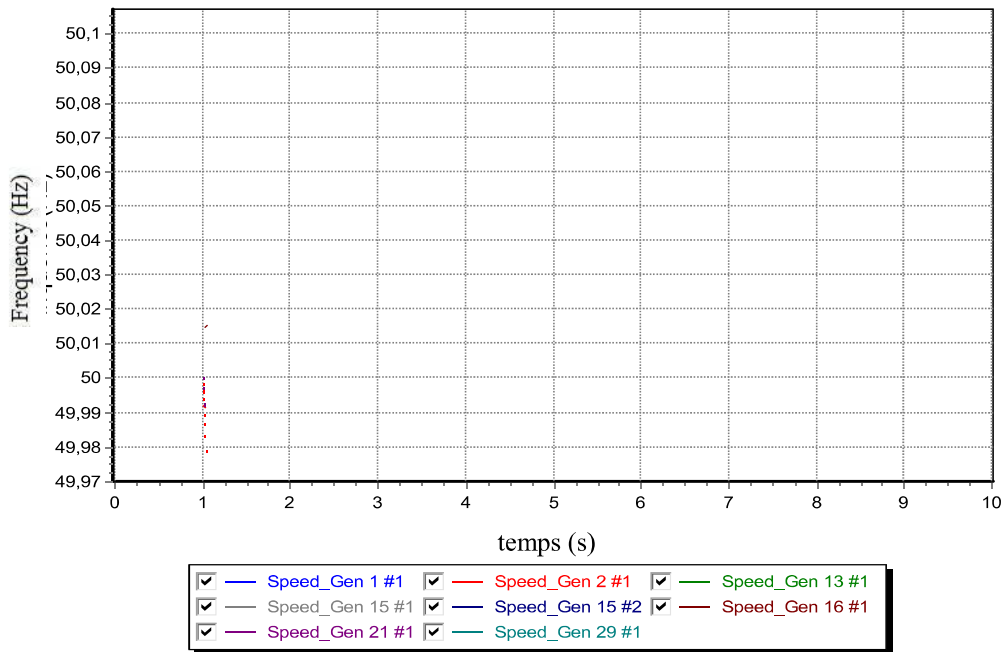


Figure III.10 : évolution des fréquences des générateurs en fonction du temps -scénario 2

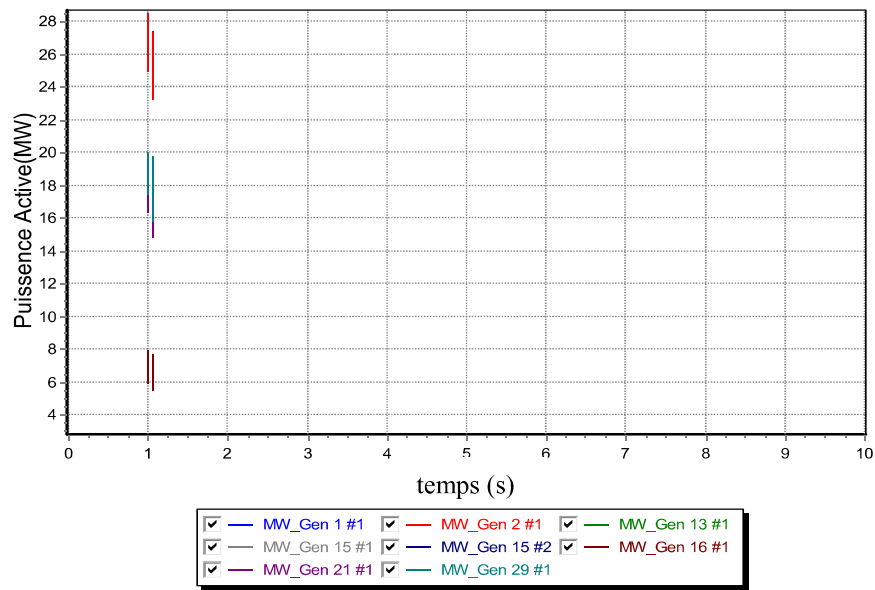


Figure III.11 : évolution des puissances Active des générateurs en fonction du temps - scénario 2

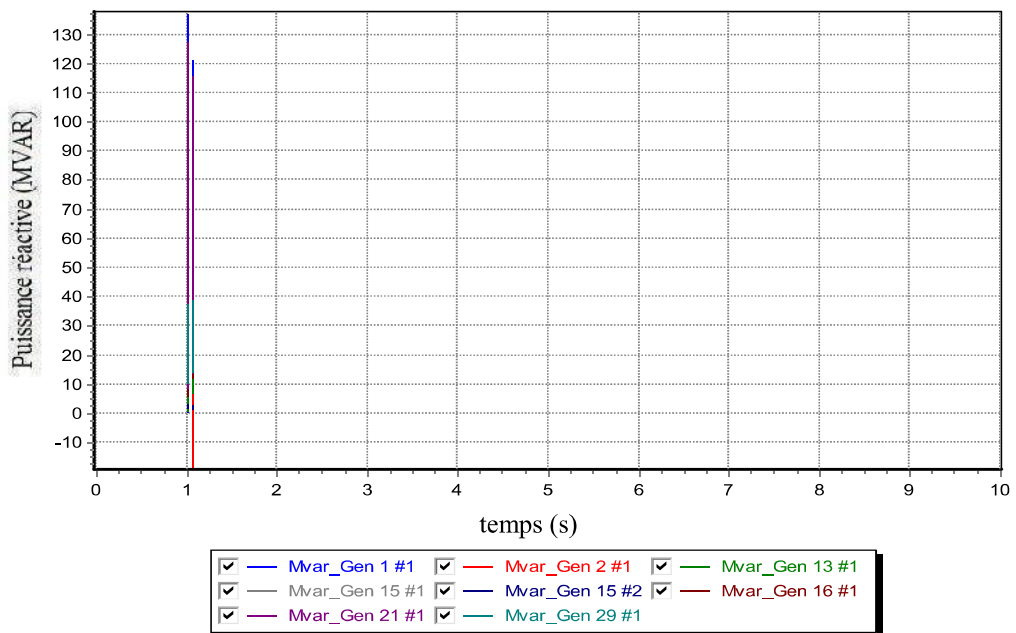


Figure III.12 : évolution des puissances Réactive des générateurs en fonction du temps - scénario 2

III.4.4. Scénario 3 défaut triphasé sur la ligne 19-41(ligne entre Timimoune et Kabertene) :

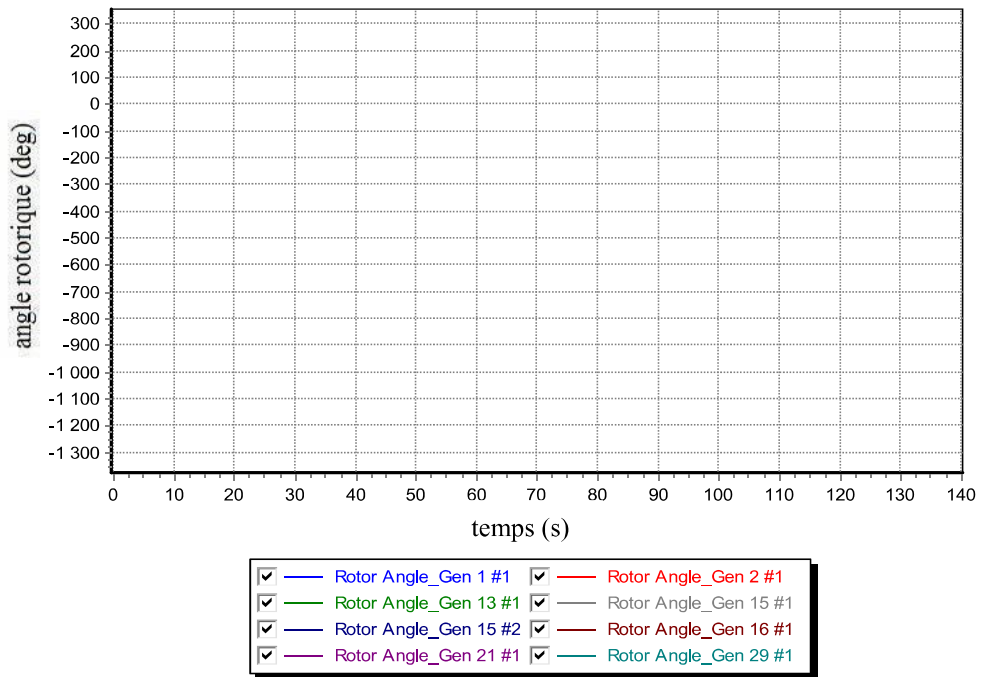


Figure III.13 : évolution des angles rotoriques des générateurs en fonction du temps - scénario 3

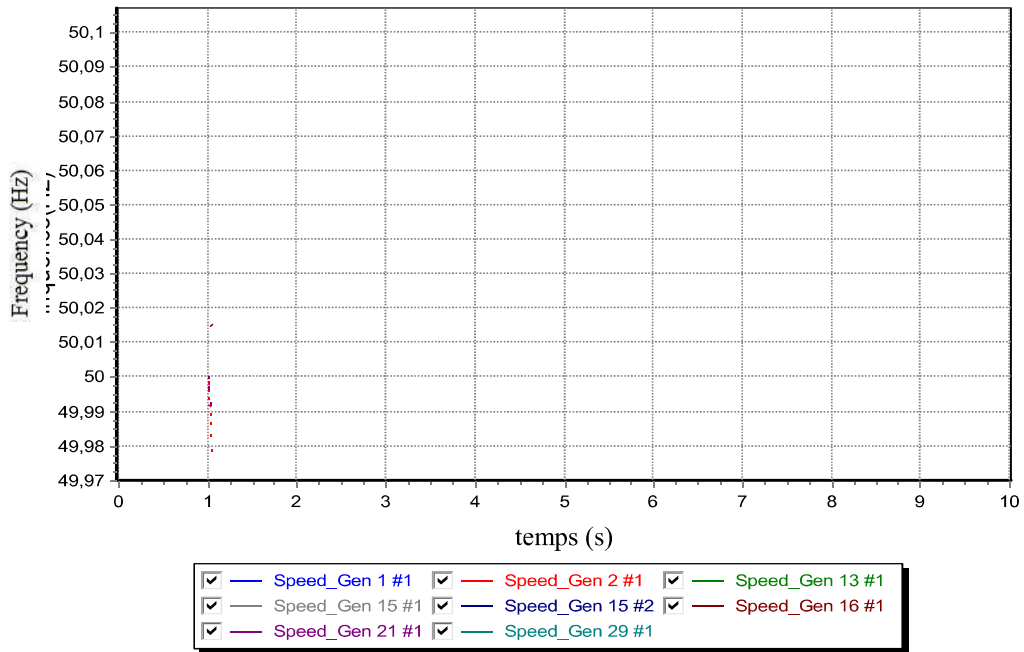


Figure III.14 : évolution des fréquences des générateurs en fonction du temps -scénario 3

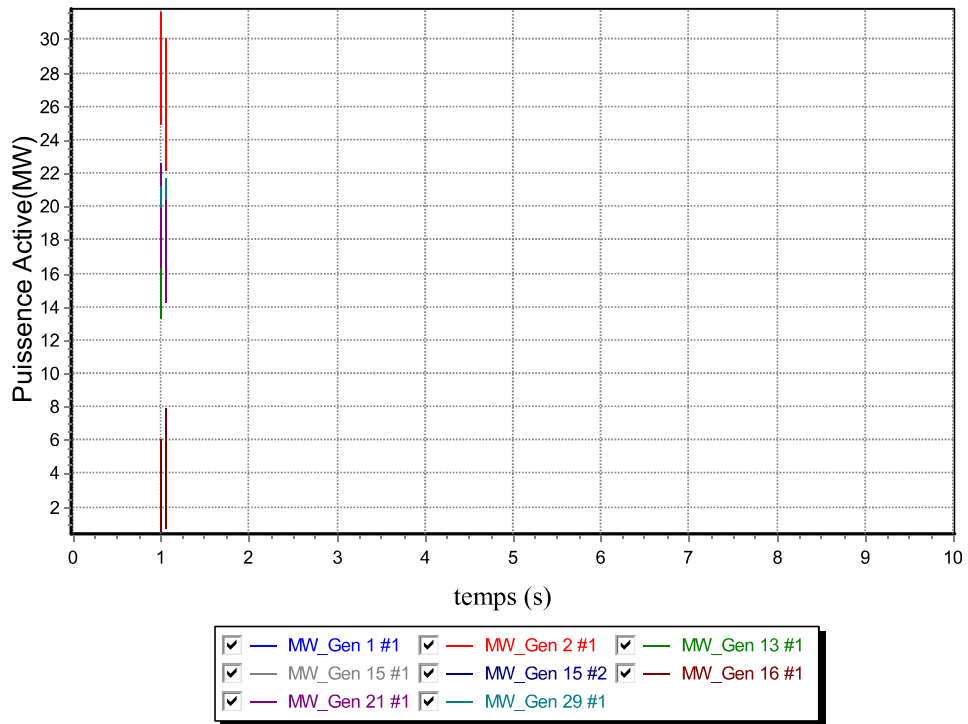


Figure III.15: évolution des puissances Active des générateurs en fonction du temps - scénario 3

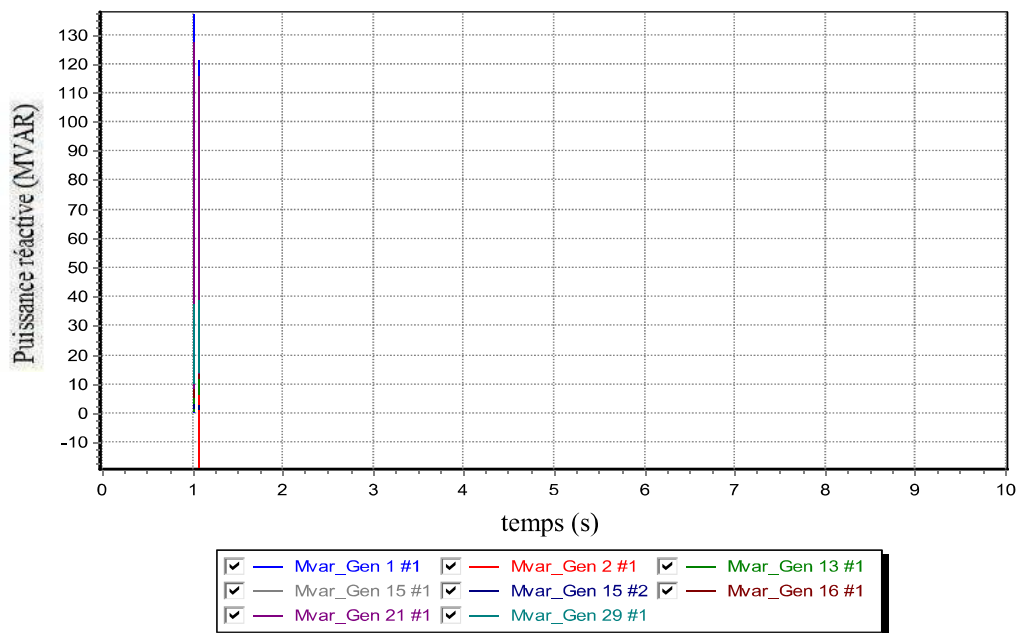


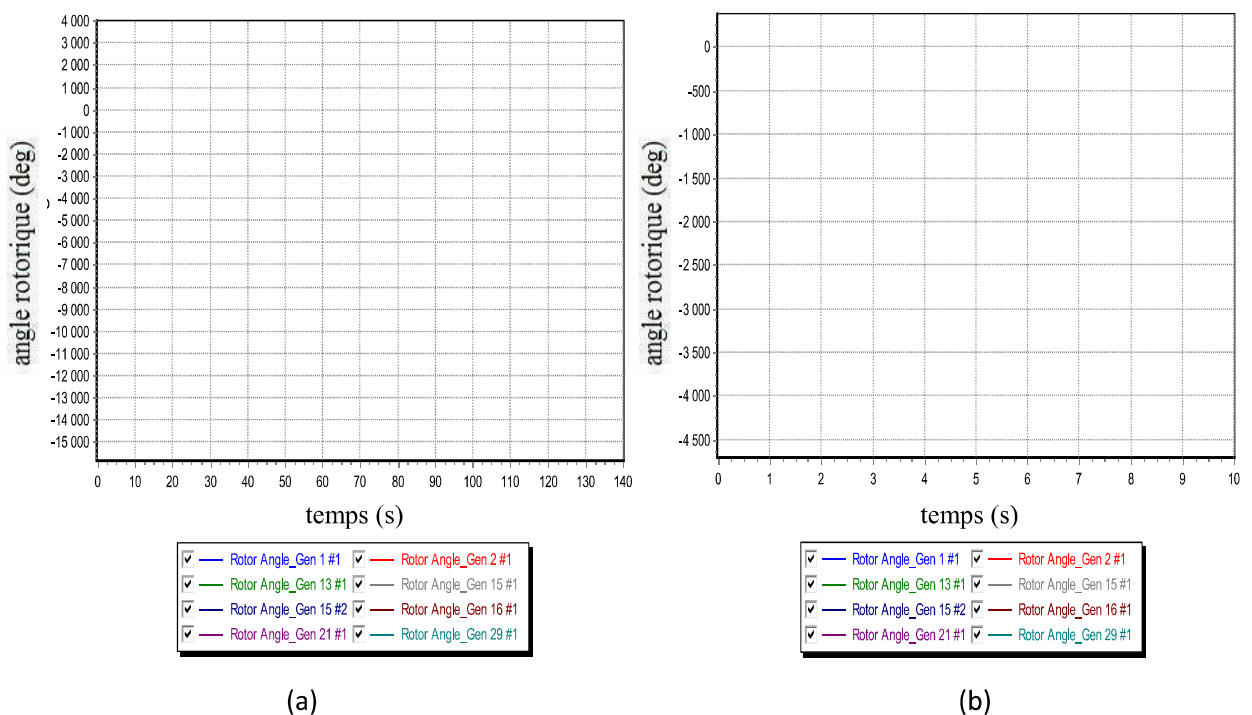
Figure III.16 : évolution des puissances Réactive des générateurs en fonction du temps - scénario 3



**III.5. Le temps critique d'élimination du défaut :**

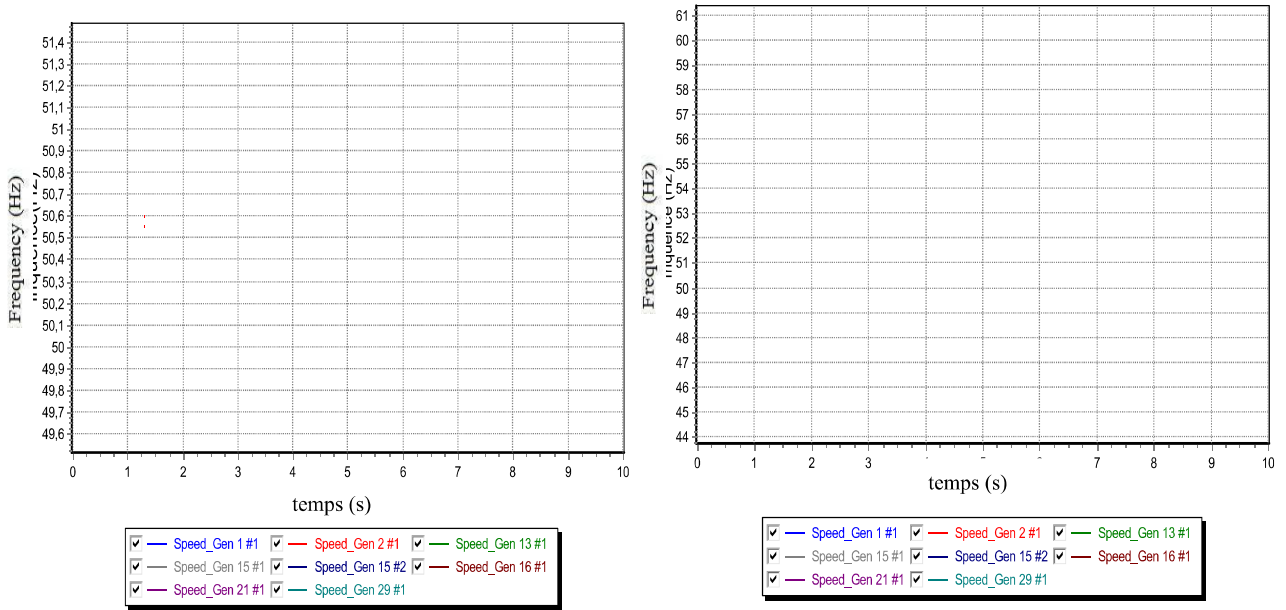
Dans le présent travail. La valeur optimale du CCT, est déterminée par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut  $T_{\text{él}}$  sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable. La valeur de ce temps correspond au CCT. Pour éclairer cette approche, on considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant  $t = 1s$ , sur la différente ligne. Le défaut persiste durant un intervalle de temps  $T_{\text{él}}$  dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après  $T_{\text{él}}$  le défaut est éliminé, l'évaluation

- Les Figures III.17a-III.18a-III.19a-III.20a représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces fréquence et la puissance active et réactive pour une durée de défaut  $T_{\text{élc}} = 2,02431s$  pour le scenario 1
- Les Figures III.17b-III.18b-III.19b-III.20b représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces fréquence et la puissance active et réactive pour une durée de défaut  $T_{\text{él}} > 2,02431s$  pour le scenario 1



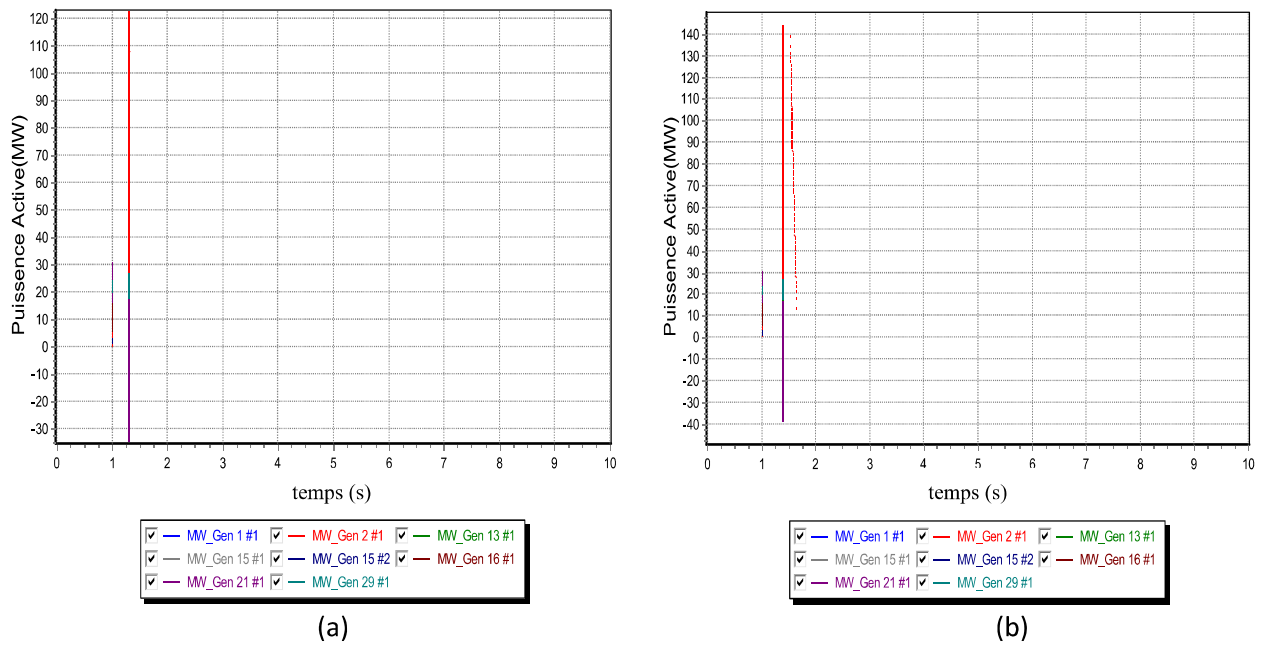
**Figure III.17 :** évolution des angles rotoriques en fonction du temps

CC3 de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable



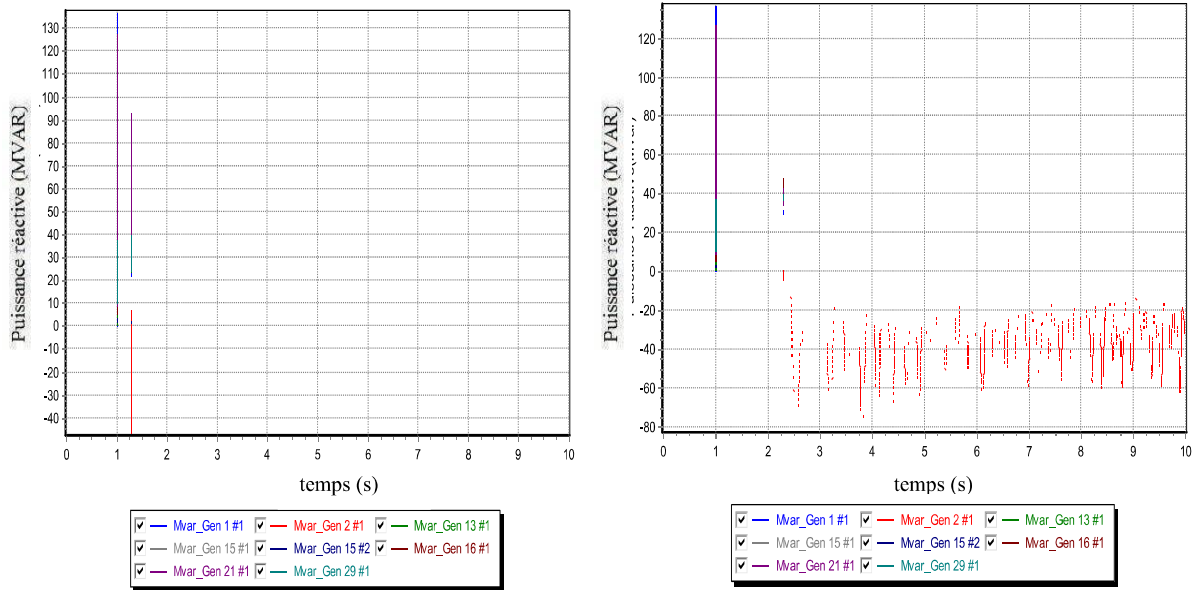
(a) (b)  
**Figure III.18:** évolution des fréquences en fonction du temps

CC3 de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable



(a) (b)  
**Figure III.19 :** évolution des puissances active en fonction du temps

CC3 de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable

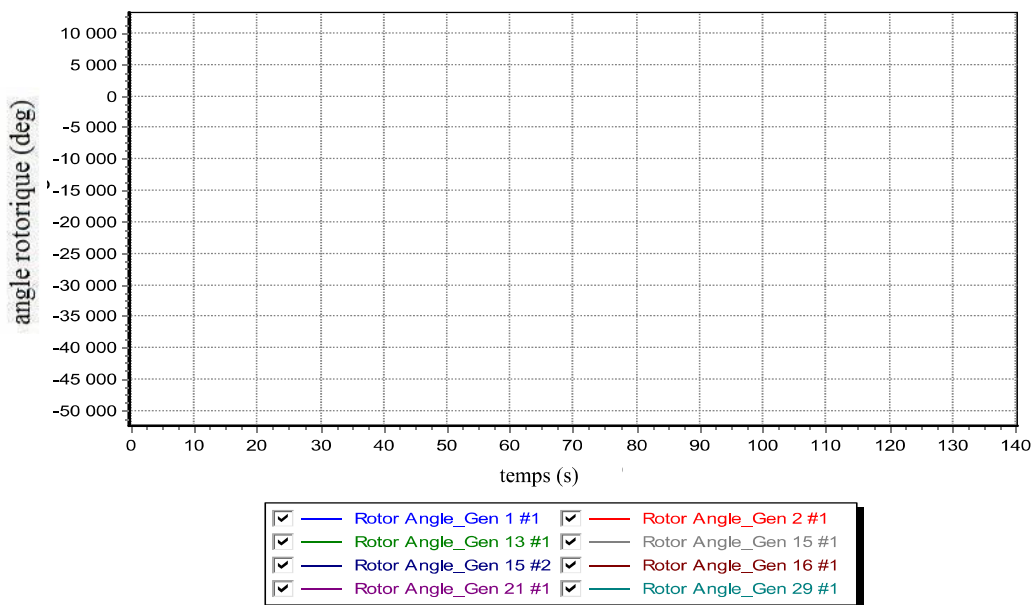


(a)

(b)

**Figure III.20 :** évolution des puissances réactive en fonction du temps  
 CC3 de ligne 25-8 (a) cas critique (b) cas instable

- Les Figures III.17-III.18-III.19-III.2 représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces fréquence et la puissance active et réactive pour une durée de défaut  $T_{\text{étc}} = 2,29245\text{s}$  pour le scenario 2



**Figure III.21:** évolution des angles rotoriques en fonction de temps  
 CC3 du linge 36-34 (cas critique)

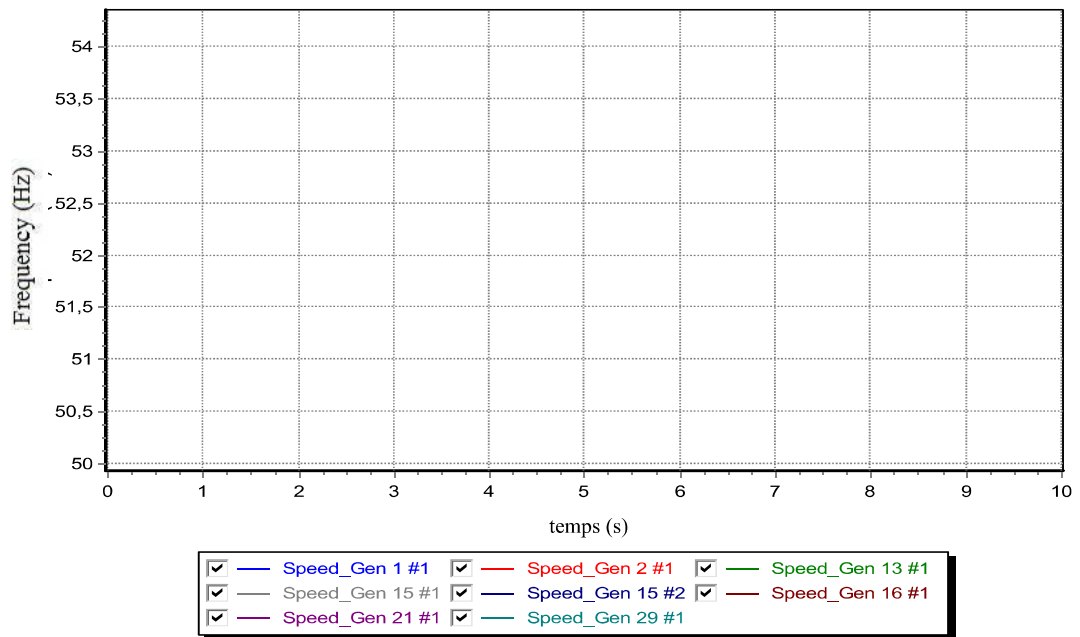


Figure III.22 : évolution des fréquences en fonction de temps  
CC3 du linge 36-34 (cas critique)

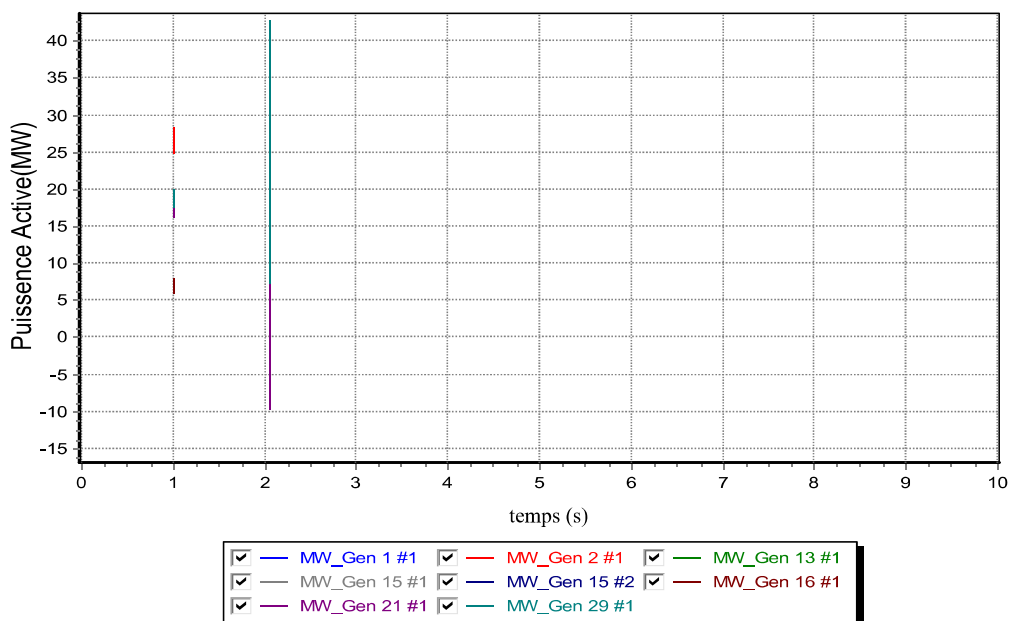
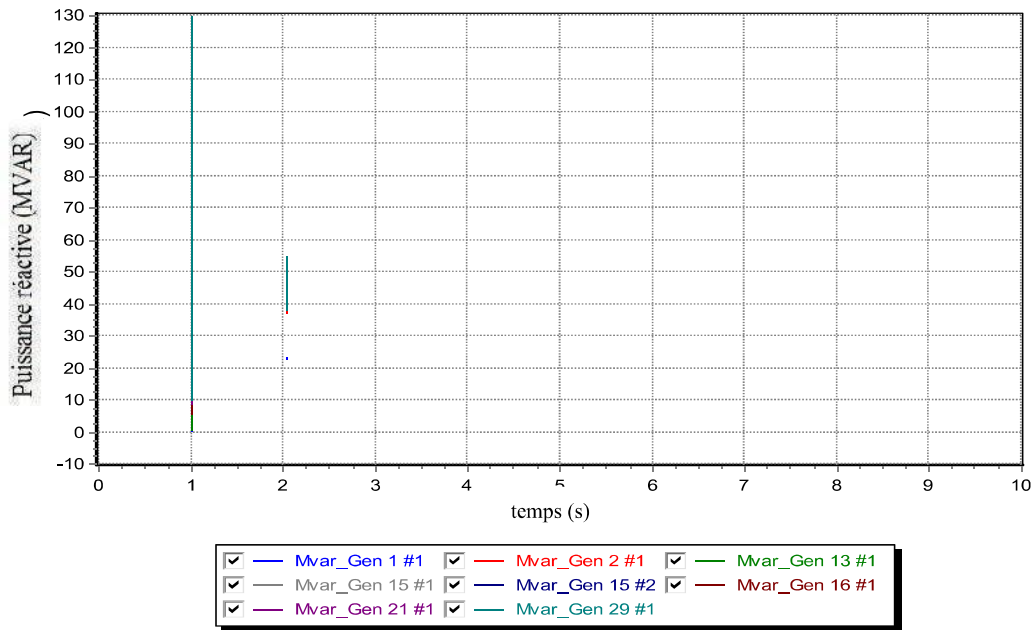
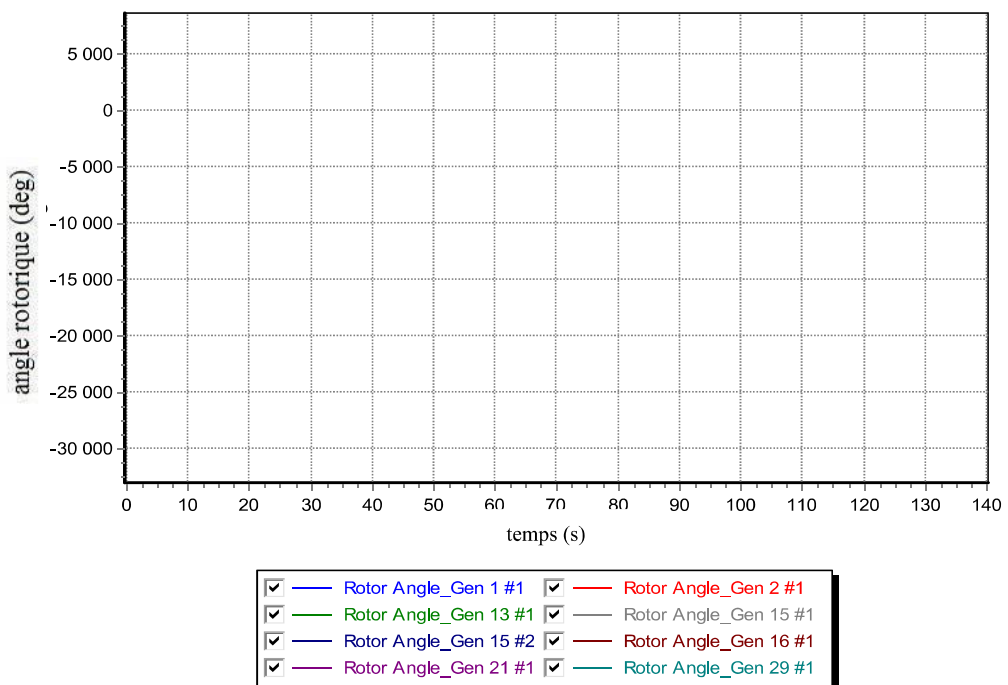


Figure III.23 : évolution des puissances active en fonction de temps  
CC3 du linge 36-34 (cas critique)



**Figure III.24:** évolution des puissances réactive en fonction de temps  
 CC3 du linge 36-34 (cas critique)

Les Figures III.21-III.22-III.23-III.24 représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces fréquence et la puissance active et réactive pour une durée de défaut  $T_{\text{élc}} = 0,61432\text{s}$  pour le scenario 3.



**Figure III.25 :** évolution des angles rotoriques en fonction de temps  
 CC3 du linge 41-19 (cas critique)

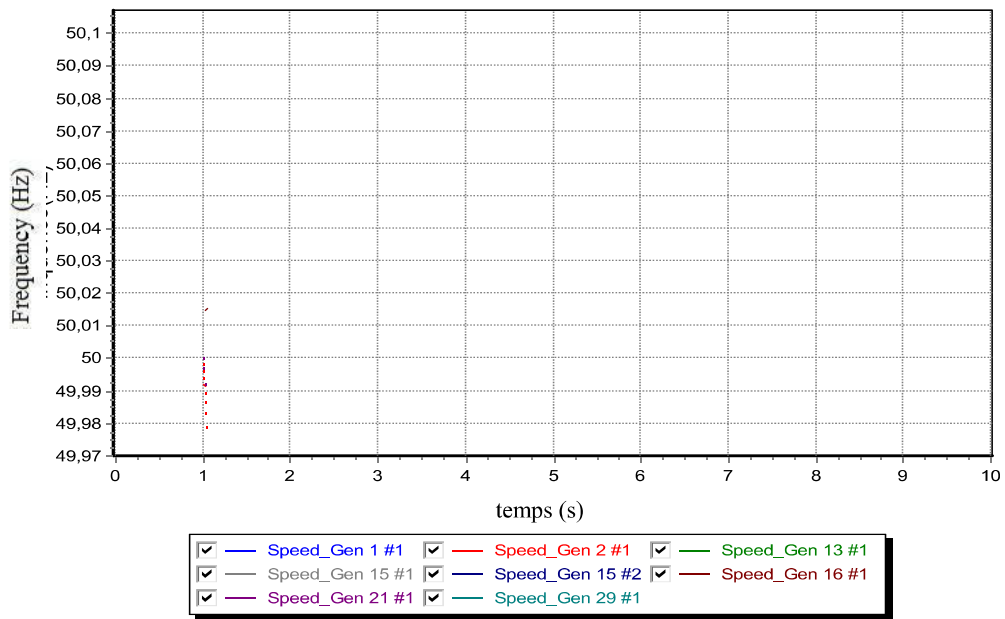


Figure III.26 : évolution des fréquences en fonction de temps  
CC3 du linge 41-19 (cas critique)

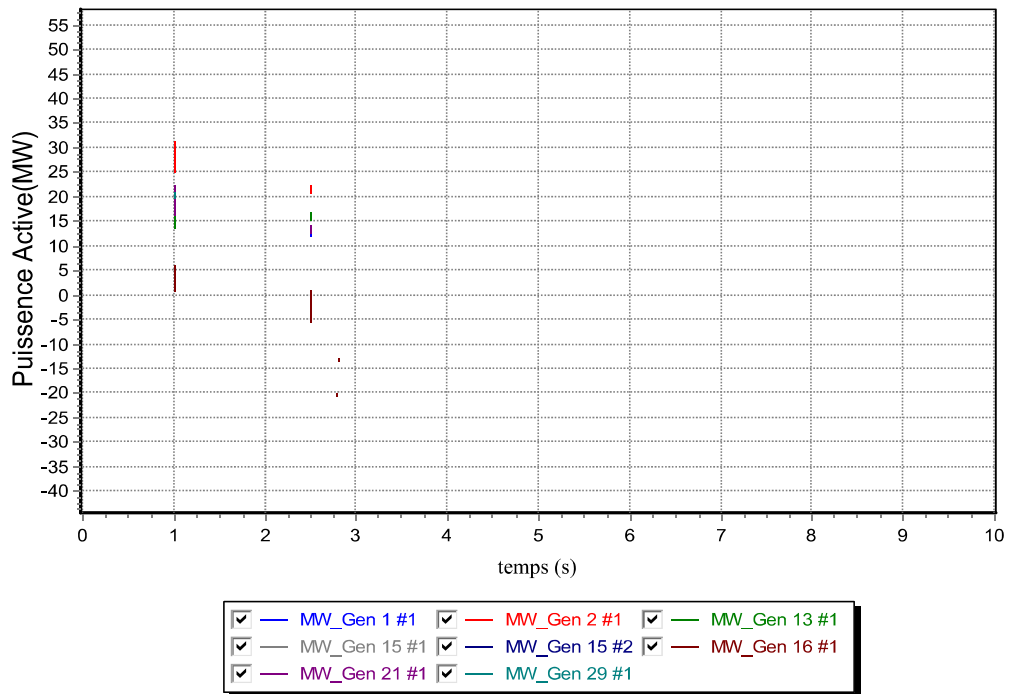
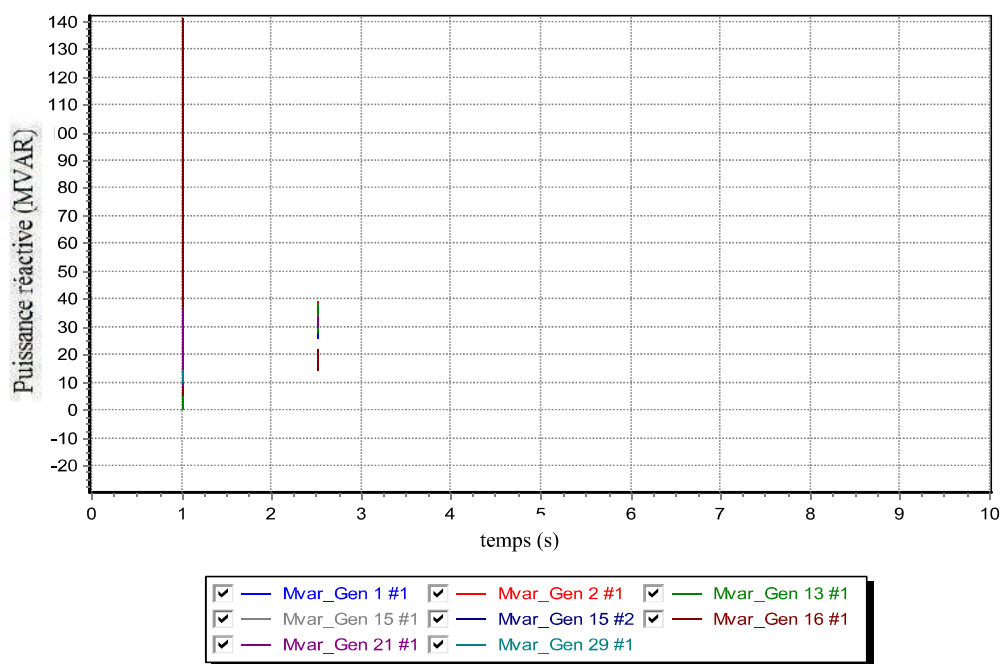


Figure III.27 : évolution des puissances active en fonction de temps  
CC3 du linge 41-19 (cas critique)



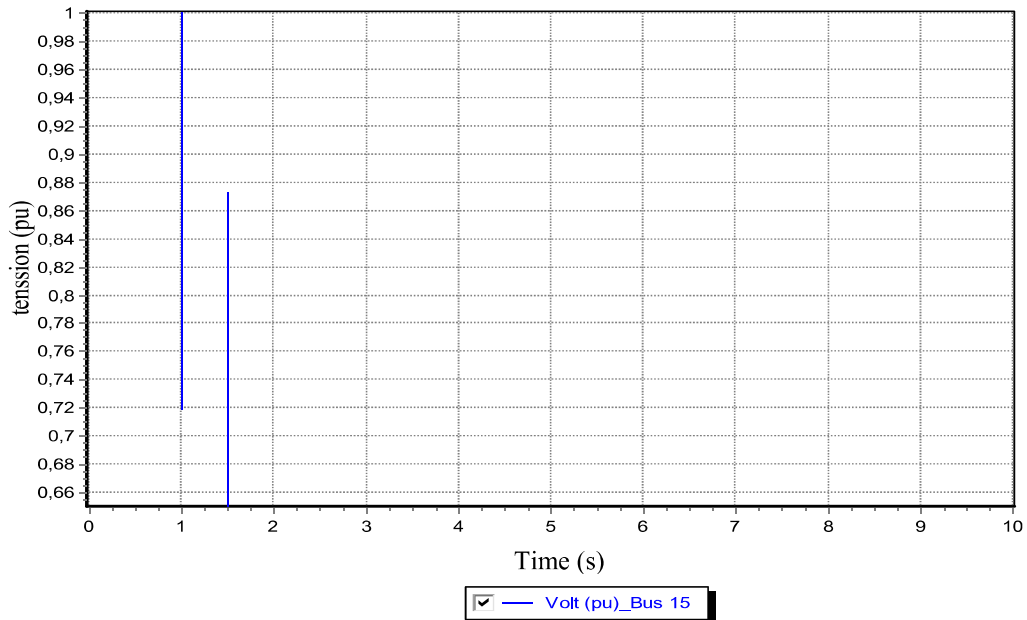
**Figure III.28:** évolution des puissances réactive en fonction de temps  
 CC3 du linge 41-19 (cas critique)

Les résultats de simulation des différents temps critique résumé dans le Tableau suivant :

Le linge entre les jeux barre	CCT(s)
25-08	1,02431
36-34	1 ,29245
19-41	0,61432

**Tableau III.1.** Les différentes temps critique lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau dans les trois scenarios

Les figures III.25 représentent la tension de jeu de barre 15(jeux de barre des éoliennes)



*Figure III.29 : évolution de tension de jeu de barre 15 (connecté a éolienne)*

### III.6. Interprétation des résultats obtenus :

D'après les différentes simulations qu'on a faites et les résultats obtenus, on remarque bien l'impact de défaut de court-circuit triphasé des trois lignes sur la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Les résultats montrent que pour chaque défaut sur le réseau donne une valeur de temps critique différent. Cette valeur est due essentiellement au changement de la matrice admittance pour chaque cas, et par conséquent la modification de la matrice Y changera complètement l'écoulement de puissance et la condition initiale et pour chaque période de temps (avant, durant et après défaut). Le temps critique minimum montre le point faible de réseau qui nécessite de renforcer dans notre cas défaut sur la ligne 19-41.

Les résultats de la simulation ont montré qu'un défaut de court circuit engendre une augmentation de la fréquence (accélération du rotor). Le système peut supporter le défaut pendant une durée bien déterminée sans la perte de stabilité. Au delà de cette durée le système devient instable. Le retour à son régime permanent est impossible. La déconnexion des générateurs du réseau par l'ouverture des disjoncteurs est nécessaire.



On observe à partir de ce point (simulations 1,2 et 3) une évolution exponentielle de l'angle de rotor des machines. Physiquement lors de ce court circuit, la puissance électrique aux bornes des machines chute et le couple électromagnétique aussi; il ne s'oppose plus en totalité au couple mécanique de la turbine et la machine accélère pondérée par son moment d'inertie. L'énergie cinétique acquise pendant toute la durée du défaut va devoir être dissipée à travers le réseau.

Les machines ont alors accumulé une telle énergie cinétique qu'il leur est impossible de revenir à la stabilité après la disparition du défaut et c'est le décrochage qui s'en suit. Les protections doivent normalement être dimensionnées de manière à intervenir avant d'en arriver là. C'est donc la durée du défaut et sa localisation qui joue beaucoup sur la réaction des machines (donc du réseau) vis-à-vis des perturbations.

A partir de la comparaison entre la courbe de figure III.25 qui représenté la tension de jeu de barre des éoliennes (15) et les courbes figure II.15 qui montre les nouveaux critères d'interconnexion de divers opérateurs réseaux des payes producteurs d'énergie éolienne, on a conclu que les éoliennes en Algérie est normalisé pour les payes REE(Peninsula) et REE (Canary I) et E.On 1 et ESB.

### **III.7. Recommandations :**

Pour bon fonctionnement de la stabilité transitoire du réseau interconnecté d'Adrar il doit être:

Le plan de protection de réseaux, doit être réalisé en envisageant les divers scenarios d'instabilité pour calcule le temps critique.

- ✓ La numérisation du système de protection centrale contribue à l'augmenter de la fiabilité du système amélioré la vitesse et la fiabilité de la performance du matériel protection.
- ✓ L'introduction d'un stabilisateur de puissance (PSS) pourrait être nécessaire après une étude plus approfondie de la stabilité du système. L'emploi des disjoncteurs shunt sur les réseaux HTA a des effets bénéfiques sur la stabilité des réseaux.

### **III.8. Conclusion**

Le Power World est un logiciel plus puissant, facile à utiliser, plus visuel et efficace pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance, la répartition économique de puissance et pour comprendre la stabilité transitoire des réseaux électrique dans le cas d'un défaut.

L'objet d'une étude du fonctionnement d'un réseau électrique connecté à un parc éolien basé sur la machine asynchrone fonctionnant à vitesse variable. Des simulations

## Chapitre III                      Simulations et interprétations des résultats

réalisées pour voir comment les paramètres du générateur réagissent dans les différents états du système (permanent, transitoire) en présence de défaut triphasé et on a calculé le temps critique d'élimination du défaut.

L'influence de défaut très phrasé sur la tension de gabarie de éoliennes en cas d'un creux de tension il est possible que les éoliennes déconnecté ou rester connecté au réseau d'électricité d'Adrar.

***Conclusion  
générale***

### **CONCLUSION GENERALE**

L'Étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques constitue un sujet important pour les planificateurs et les exploitants des réseaux d'énergie électrique. Elle permet de proposer éventuellement des actions correctives et préventives des blackouts qui engendrent des pertes économiques énormes pour les sociétés d'énergie électrique.

En effet notre mémoire a été consacrée à l'étude la stabilité transitoire de réseau Adrar.

Dans la première partie, nous avons rappelé la théorie de la stabilité, les problèmes de la stabilité aux petites et grandes perturbations d'un système de puissance ainsi.

Le deuxième chapitre rappelle les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique, et dresse les différentes associations machines électriques – convertisseurs pouvant être accouplées à une éolienne, ainsi que le problème de la stabilité des réseaux. Au regard de ces chapitres, il est apparu que la production d'énergie électrique par éoliennes se divise en deux grandes catégories, celles fonctionnant à vitesse fixe et celles à vitesse variable.

Dans la dernière étape, nous avons présenté le schéma unifilaire du réseau étudié. Les résultats de la stabilité transitoire obtenus avec Pavor World Simulator pour les différentes scénarios donnent que le réseau d'Adrar est stable dans le cas normale (ouverture des disjoncteurs dans trois cycles). Nous avons calculés le temps critique de stabilité transitoire de trois scénarios et nous avons trouvé que le temps critique minimal est 0.6 s dans la ligne la plus proche de parc éolienne. Concernant la tension au jeu de barre de l'éolienne (jdb15), on voit que leur tension est dans les normes internationaux donc il n'est pas nécessaire de décroché l'éolienne de réseau.

Le présent travail peut être considéré comme un point de départ sur lequel on peut se basé pour mener des études plus profondes et plus détaillées sur ce très important sujet à savoir :

- Créé des autres scénarios dans des différentes lignes et jeux de barres.
- L'étude et l'analyse de la stabilité de tension.
- Si les données inverses et homopolaires des éléments de réseau sont connues, on peut étudier les courts circuits monophasés et biphasés dans la stabilité transitoire.
- Etude de la stabilité des réseaux électriques en présence de la technique d'amélioration comme FACTES et PSS et Introduire des techniques intelligentes comme les réseaux de neurone

### Références Bibliographiques

- [1]. H. ALKHATIB, "*Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grandes réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristic*," Thèse de Doctorat, Université de Marseille, 2008
- [2]. P. KUNDUR., "*Power System Stability and Control*," Ed. McGraw Hill Inc, New York.
- [3]. A.GHERBI, "*Développement d'un programme orienté objets de la Stabilité transitoire des réseaux électrique*," Thèse de Doctorat d'état, Université de Farhat Abbas, Setif, 2006.
- [4]. J. TASK-FORCE, "*Definition and Classification of Power System*," IEEE\CIGRE June 2003.
- [5]. E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, "*Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*," Thèse de Doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [6] F. Samouhi, "*Application de la méthode de Lyapunov a l'aide de la stabilité dynamique de réseaux de transport d'énergie soumis à des perturbations*", Thèse de doctorat de l'INPG, 21 Avril 1983.
- [7] S.M. Sadeghzadeh, M. Ehsan, N. Hadj Said et al, "*Improvement of Transient Stability*
- [8] M. CRAPPE., "*Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique*, Ed. Bermes Science Publication, Lavoisier, 2003.
- [9] B BOUSSAHOUA., "*Evaluation De La Stabilité Transitoire Des Réseaux D'énergie Electrique Par Les Méthodes Energétiques*, mémoire de magistère, Université Djillali Liabes Sidi Bel Abbas, Juillet 2004.
- [10] E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, "*Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*, Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003
- [11] GLOVER S., "*Power system analysis and design, second edition*, PWS Publishing Company, 1994
- [12] LUÍS F. C. ALBERTO FLAVIO H. J. R. SILVA NEWTON G. BRETAS., "*Extended Lyapunov Functions for Detailed Power System Models*., 14th PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002

- [13] F. ZITOUNI., *Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS*, mémoire de magistère, Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, décembre 2010.
- [14] F. OKOU AIME., *Commande non linéaire adaptatif des réseaux multi-machines*, Thèse de doctorat, Ecole de technologie supérieur, Montréal, 15 Janvier 2002.
- [15] L. WENXIN, G.K.VENAYAGAMOORGHY., *Adaptive Neural Network Based Power System Stabilizer Design*, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Missouri-Rolla, USA, IEEE, 2003.
- [16] Z. SAHLI., *Détermination des paramètres d'un PSS à l'aide de réseaux de neurones artificiel*, thèse magistère, Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, janvier 2007.
- [17] H. F. SOLIMAN, A.-F. ATTIA, M. HELLAL, M. A. L. BADR ., *Power System Stabilizer Driven by an Adaptive Fuzzy Set for Better Dynamic Performance*, Czech Technical University in Prague Acta Polytechnica, Vol. 46, No. 2, 2006
- [18] S. GERBEX., *Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique*, Thèse de doctorat, Lausanne, 2003.
- [19] T. ORFANOIANNI., *A flexible software environment for steady-state power flow optimization with series FACTS devices*, thèse de doctorat, SWISS federal institute of technology (ETH), Zurich, 2000.
- [20] DJERIRI YOUCEF, « *commande vectorielle d'une MADA intégrée à un système éolien* »; mémoire de magister en électrotechnique université DJILLALI LIABES de sidi belabbès faculté des sciences de l'ingénieur, 2009.
- [21] S. E. AIMANI « *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension* » ; Thèse de doctorat en génie électrique, Université des sciences et technologies de Lille 1, (USTL), France.
- [22] J. MARTIN, « *Énergies éoliennes* » ; Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie Énergétique pp. B 85851-B 8 585 21.
- [23] F. POITIERS, « *Étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne* »; Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole polytechnique de l'Université de Nantes, 19 Décembre 2003.
- [24] A. BOYETTE, « *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* »;

## Références Bibliographiques

Thèse de doctorat en génie électrique, Université Henri Poincaré, Nancy I, 11 Décembre 2006.

[25] A. M. SIDDO & I. S. NOUHO, « *Étude du Générateur Asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne* » ; Mémoire de fin étude d'ingénieur en électrotechnique, École Nationale Polytechnique, El-Harrach, 2007.

[26] P. LECONTE, M. RAPIN, E. SZECHENYI « *Éoliennes* » ; Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie Mécanique, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.

[27]. S. METATLA " *Optimisation et régulation des puissances d'une éolienne à base de MADA*," Mémoire de magister, École nationale supérieure polytechnique, Alger, 2009.

[28]. G.A. SMITH, K.A. NIGIM " *Wind-energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator*," Proc. IEEE, 1981, 128, pp. 317-324.

[29]. N. LAVERDURE " *Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*," Thèse Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 2005.

[30]. M. GARCÍA, M. PAZ COMECH, " *Voltage dip generator for wind energy systems up to 5 MW*," .Applied Energy, Volume 86, Issue 4, pp 565-574, Elsevier 2009.

[31] Jean - Marie KAUFFMAN "GUIDE DE POWER WORLD"

[32] [www.4coffshore.com/windfarms/turbine-nordex-n90-2300-tid31.html](http://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-nordex-n90-2300-tid31.html)

## Annexe A :

## A1 : Caractéristiques des jeux de barres du réseau d'Adrar

Jeux de barre	Nom des jeux de barre	V <sub>imp</sub> (kv)	V <sub>min</sub> (kv)	V <sub>max</sub> (kv)
6	Adrar TG7	11.72901	10.35	12.65
5	Adrar TG8	11.72901	10.35	12.65
8	Adrar	234.580	198	242
9	Adrar	32.24	27	33
4	Adrar TG1	12.08	9.9	12.1
3	Adrar TG2	12.08	9.9	12.1
2	Adrar TG3	12.08	9.9	12.1
1	Adrar TG4	12.08	9.9	12.1
34	Aoulef self 1	233.97	198	242
28	Aoulef 30kv	31.14	27	33
26	Aoulef	233.97	198	242
32	In salah TG1	11.32	9.9	12.1
31	In salah TG2	11.24	9.9	12.1
30	In salah TG3	11.32	9.9	12.1
29	In salah TG4	11.24	9.9	12.1
35	In salah post	30.82	27	33
33	In salah	234.48	198	242
41	Kabertene 30kv	30.82	27	33
40	Kabartene centr pi	234.67	198	242
12	Kabartene PIQ	234.69	198	242
13	Kabertene centr	234.69	198	242
15	Kabartene TG1	11.24	9.45	11.55
14	Reggane	233.34	198	242
44	Reggane	30.26	27	33
27	Raggene piq	233.37	198	242
38	Timimoun	233.50	198	242
39	Timimoun 30kv	30.20	27	33
19	Timimoune cen p	233.60	198	242
18	Timimoune centr	233.63	98	242
16	Timimoune TG1	11.33	9.9	12.1
17	Timimoun TG2	11.22	9.9	12.1
23	z.konta TG1	11.78	9.9	12.1
22	Z.konta TG2	11.78	9.9	12.1
21	Z.konta TG3	11.78	9.9	12.1
20	Z.konta TG4	11.78	9.9	12.1
25	Z.konta	234.90	198	242
24	Z.konta 30kv	31.65	27	33



**A2 : Caractéristiques des lignes du réseau d'Adrar**

De jeux de barre	Ou jeux de barre	Longueur (km)	Resistance (ohm /km)	Réactance (ohm /km)	Capacitance (ohm /km)
33	34	0.2	0.0221	0.061	277.7
8	41	70	0.0898	0.4238	8.63
8	25	81	0.0898	0.4238	8.63
25	26	80	0.0898	0.4238	8.63
41	19	120	0.0898	0.4238	8.63
40	41	0.8	0.0898	0.4238	8.63
18	19	1	0.0898	0.4238	8.63
26	36	100	0.0898	0.4238	8.63
27	26	0.8	0.0898	0.4238	8.63
36	34	135	0.0291	0.3081	12.002
43	40	2.5	0.0898	0.4238	8.63
40	14	0.8	0.0898	0.4238	8.63

**A3 : Caractéristiques des générateurs du réseau d'Adrar**

Générateur	Coud jeux de barre	V nom	P(MW)	P min(MW)	P max(MW)
ADMR1	6	10.5	4.0035	4	17
ADMR2	5	10.5	4.0035	4	17
ADRR1	4	11	24.99	4	25
ADRR2	3	11	24.99	4	25
ADRR3	2	11	24.99	4	25
ADRR4	1	11	24.99	4	25
AISR1	29	11	19.99	4	20
AISR2	30	11	19.99	4	20
AISR3	31	11	19.99	4	20
AISR4	32	11	19.99	4	20
KABR1	13	10.5	16.99	4	17
KABR2	12	10.5	16.99	4	17
TMMR1	16	10.5	4.0007	4	17
TMMR	17	10.5	4.0007	4	17
ZKMR1	21	10.5	16.423	4	17
ZKMR2	20	10.5	16.423	4	17
ZKMR3	22	10.5	16.423	4	17
ZKMR	23	10.5	16.423	4	17

## A4: Caractéristiques des transformateurs du réseau d'Adrar

jeux de barre Primaire	jeux de barre secondaire	Tension primaire (kv)	Tension secondaire (kv)	Vsc 12(%)	S (MVA)	Inductance (pu)
1	9	11	30	11.38	50	0.0022
2	9	11	30	11.38	40	0.0028
3	9	11	30	11.38	15	0.0075
4	9	11	30	11.38	15	0.0075
5	9	11	30	11.38	27.5	0.0041
6	9	11	30	11.38	27.5	0.0041
9	8	30	220	11.38	27.5	0.0041
9	8	30	220	12.2	80	0.0015
9	8	30	220	12.2	80	0.0015
9	8	30	220	12.2	80	0.0015
20	24	11	30	11.38	27.7	0.0041
21	24	11	30	11.38	27.7	0.0041
22	24	11	30	11.38	27.7	0.0041
23	24	11	30	12.2	40	0.00305
24	25	30	220	12.2	40	0.00305
29	33	30	220	10	53	0.00188
30	33	30	220	10	53	0.00188
31	33	30	220	12.9	40	0.0032
32	33	30	220	12.9	40	0.0032
34	35	220	30	12.9	40	0.0032
34	35	220	30	12.2	50	0.00244
36	28	220	30	12.2	50	0.00244
36	28	220	30	12	40	0.003
12	14	10	220	12.9	40	0.0032
13	14	10	220	10	53	0.00188
15	43	30	220	11.38	1	0.1138
16	18	11	230	11.38	27.7	0.0041
17	18	11	230	11.38	27.7	0.0041
38	39	220	30	12.9	40	0.0032

## Annexe B :

a) modèle GENROU pour les différent générateurs indiqué dans la figure suivant :

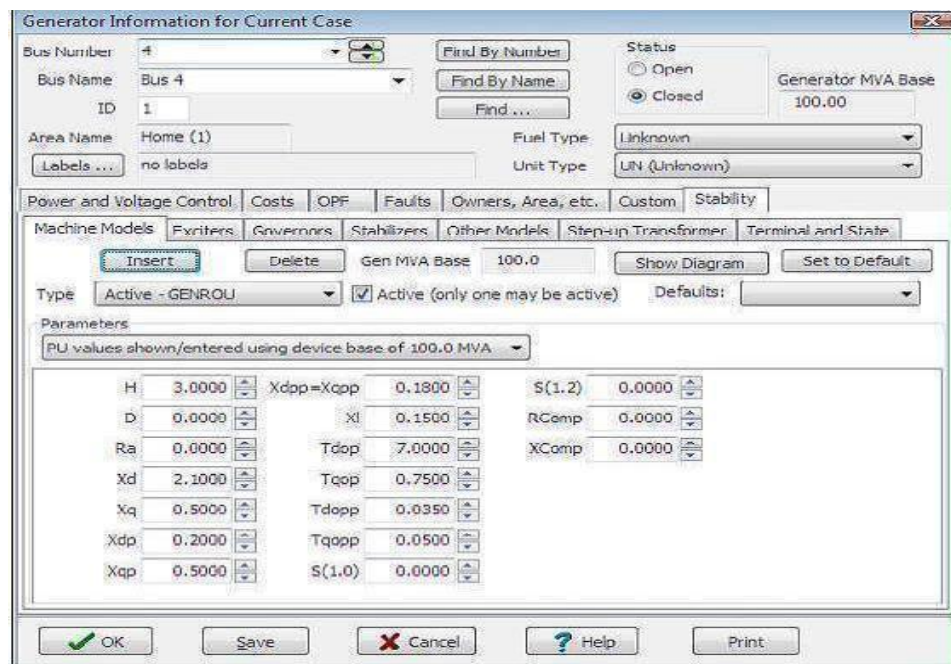


Figure B.1 : les paramètres de modèle GENROU dans power world simulator

b) modèle WT4G pour les éoliennes à vitesse variable indiqué dans la figure suivant :

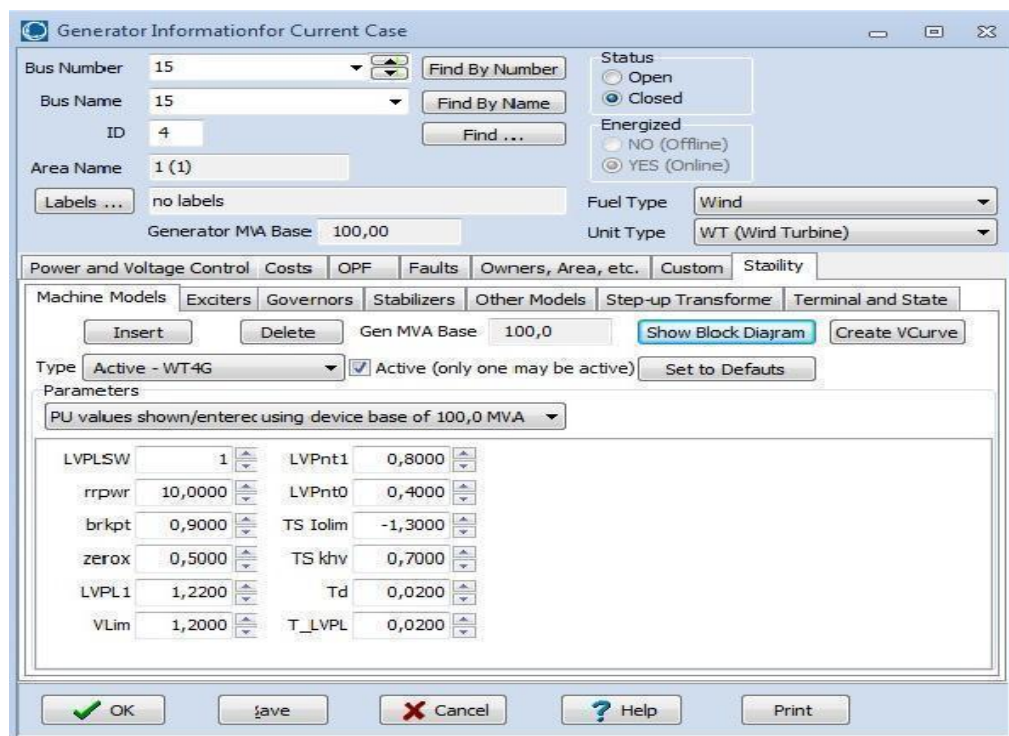


Figure B.2 : les paramètres de modèle WT4G dans power world simulator

<b>H</b>	<b>Constante d'inertie.</b>
<b>D</b>	<b>Facteur d'amortissement.</b>
<b>R<sub>a</sub></b>	<b>la résistance stator.</b>
<b>X<sub>d</sub></b>	<b>D-axe réactance synchrone.</b>
<b>X<sub>q</sub></b>	<b>Q-axe de réactance synchrone.</b>
<b>X<sub>dp</sub></b>	<b>D-axe de la réactance transitoire.</b>
<b>X<sub>qp</sub></b>	<b>Q-axe de la réactance transitoire.</b>
<b>X<sub>dpp</sub> = X<sub>qpp</sub></b>	<b>réactance subtransitoire.</b>
<b>X<sub>l</sub></b>	<b>stators réactance de fuite.</b>
<b>T<sub>dop</sub></b>	<b>D-rotor à axe transitoire constante de temps.</b>
<b>T<sub>qop</sub></b>	<b>Q-rotor à axe transitoire constante de temps.</b>
<b>T<sub>dopp</sub></b>	<b>D-rotor à axe subtransitoire constante de temps.</b>
<b>T<sub>qopp</sub></b>	<b>Q-rotor à axe subtransitoire constante de temps.</b>
<b>S (1.0)</b>	<b>facteur de saturation à 1 pu flux.</b>
<b>S (1.2)</b>	<b>facteur de saturation à 1,2 pu flux.</b>
<b>R<sub>comp</sub></b>	<b>résistance compounding pour le contrôle de la tension (pu).</b>
<b>X<sub>comp</sub></b>	<b>réactance compounding pour le contrôle de la tension (pu)</b>

Tableaux B.1 : les paramètres de modèle GENROU

Input data for wt4g		
Variable	Default Value	Description
Lvplsw	1.0	Connect (1) / disconnect (0) Low Volt. Power Logic switch
Rrpwr	10.0	LVPL ramp rate limit, p.u.
Brkpt	0.90	LVPL breakpoint, p.u.
Zerox	0.40	LVPL zero crossing, p.u.
Lvpl1	1.22	LVPL breakpoint, p.u.
Volim	1.20	Voltage limit assoc. with the high voltage reactive current management, p.u. <sup>1</sup>
Lvpnt1	0.80	High voltage point for low voltage active current management, p.u. <sup>2</sup>
Lvpnt0	0.40	Low voltage point for low voltage active current management, p.u. <sup>2</sup>

**Tableaux B.2** : les paramètres de modèle *WT4G*

## Annexe A :

## A1 : Caractéristiques des jeux de barres du réseau d'Adrar

Jeux de barre	Nom des jeux de barre	V <sub>imp</sub> (kv)	V <sub>min</sub> (kv)	V <sub>max</sub> (kv)
6	Adrar TG7	11.72901	10.35	12.65
5	Adrar TG8	11.72901	10.35	12.65
8	Adrar	234.580	198	242
9	Adrar	32.24	27	33
4	Adrar TG1	12.08	9.9	12.1
3	Adrar TG2	12.08	9.9	12.1
2	Adrar TG3	12.08	9.9	12.1
1	Adrar TG4	12.08	9.9	12.1
34	Aoulef self 1	233.97	198	242
28	Aoulef 30kv	31.14	27	33
26	Aoulef	233.97	198	242
32	In salah TG1	11.32	9.9	12.1
31	In salah TG2	11.24	9.9	12.1
30	In salah TG3	11.32	9.9	12.1
29	In salah TG4	11.24	9.9	12.1
35	In salah post	30.82	27	33
33	In salah	234.48	198	242
41	Kabertene 30kv	30.82	27	33
40	Kabartene centr pi	234.67	198	242
12	Kabartene PIQ	234.69	198	242
13	Kabertene centr	234.69	198	242
15	Kabartene TG1	11.24	9.45	11.55
14	Reggane	233.34	198	242
44	Reggane	30.26	27	33
27	Raggene piq	233.37	198	242
38	Timimoun	233.50	198	242
39	Timimoun 30kv	30.20	27	33
19	Timimoune cen p	233.60	198	242
18	Timimoune centr	233.63	98	242
16	Timimoune TG1	11.33	9.9	12.1
17	Timimoun TG2	11.22	9.9	12.1
23	z.konta TG1	11.78	9.9	12.1
22	Z.konta TG2	11.78	9.9	12.1
21	Z.konta TG3	11.78	9.9	12.1
20	Z.konta TG4	11.78	9.9	12.1
25	Z.konta	234.90	198	242
24	Z.konta 30kv	31.65	27	33

**A2 : Caractéristiques des lignes du réseau d'Adrar**

De jeux de barre	Ou jeux de barre	Longueur (km)	Resistance (ohm /km)	Réactance (ohm /km)	Capacitance (ohm /km)
33	34	0.2	0.0221	0.061	277.7
8	41	70	0.0898	0.4238	8.63
8	25	81	0.0898	0.4238	8.63
25	26	80	0.0898	0.4238	8.63
41	19	120	0.0898	0.4238	8.63
40	41	0.8	0.0898	0.4238	8.63
18	19	1	0.0898	0.4238	8.63
26	36	100	0.0898	0.4238	8.63
27	26	0.8	0.0898	0.4238	8.63
36	34	135	0.0291	0.3081	12.002
43	40	2.5	0.0898	0.4238	8.63
40	14	0.8	0.0898	0.4238	8.63

**A3 : Caractéristiques des générateurs du réseau d'Adrar**

Générateur	Coud jeux de barre	V nom	P(MW)	P min(MW)	P max(MW)
ADMR1	6	10.5	4.0035	4	17
ADMR2	5	10.5	4.0035	4	17
ADRR1	4	11	24.99	4	25
ADRR2	3	11	24.99	4	25
ADRR3	2	11	24.99	4	25
ADRR4	1	11	24.99	4	25
AISR1	29	11	19.99	4	20
AISR2	30	11	19.99	4	20
AISR3	31	11	19.99	4	20
AISR4	32	11	19.99	4	20
KABR1	13	10.5	16.99	4	17
KABR2	12	10.5	16.99	4	17
TMMR1	16	10.5	4.0007	4	17
TMMR	17	10.5	4.0007	4	17
ZKMR1	21	10.5	16.423	4	17
ZKMR2	20	10.5	16.423	4	17
ZKMR3	22	10.5	16.423	4	17
ZKMR	23	10.5	16.423	4	17

#### A4: Caractéristiques des transformateurs du réseau d'Adrar

jeux de barre Primaire	jeux de barre secondaire	Tension primaire (kv)	Tension secondaire (kv)	Vsc 12(%)	S (MVA)	Inductance (pu)
1	9	11	30	11.38	50	0.0022
2	9	11	30	11.38	40	0.0028
3	9	11	30	11.38	15	0.0075
4	9	11	30	11.38	15	0.0075
5	9	11	30	11.38	27.5	0.0041
6	9	11	30	11.38	27.5	0.0041
9	8	30	220	11.38	27.5	0.0041
9	8	30	220	12.2	80	0.0015
9	8	30	220	12.2	80	0.0015
9	8	30	220	12.2	80	0.0015
20	24	11	30	11.38	27.7	0.0041
21	24	11	30	11.38	27.7	0.0041
22	24	11	30	11.38	27.7	0.0041
23	24	11	30	12.2	40	0.00305
24	25	30	220	12.2	40	0.00305
29	33	30	220	10	53	0.00188
30	33	30	220	10	53	0.00188
31	33	30	220	12.9	40	0.0032
32	33	30	220	12.9	40	0.0032
34	35	220	30	12.9	40	0.0032
34	35	220	30	12.2	50	0.00244
36	28	220	30	12.2	50	0.00244
36	28	220	30	12	40	0.003
12	14	10	220	12.9	40	0.0032
13	14	10	220	10	53	0.00188
15	43	30	220	11.38	1	0.1138
16	18	11	230	11.38	27.7	0.0041
17	18	11	230	11.38	27.7	0.0041
38	39	220	30	12.9	40	0.0032



## Annexe B :

a) modèle GENROU pour les différent générateurs indiqué dans la figure suivant :

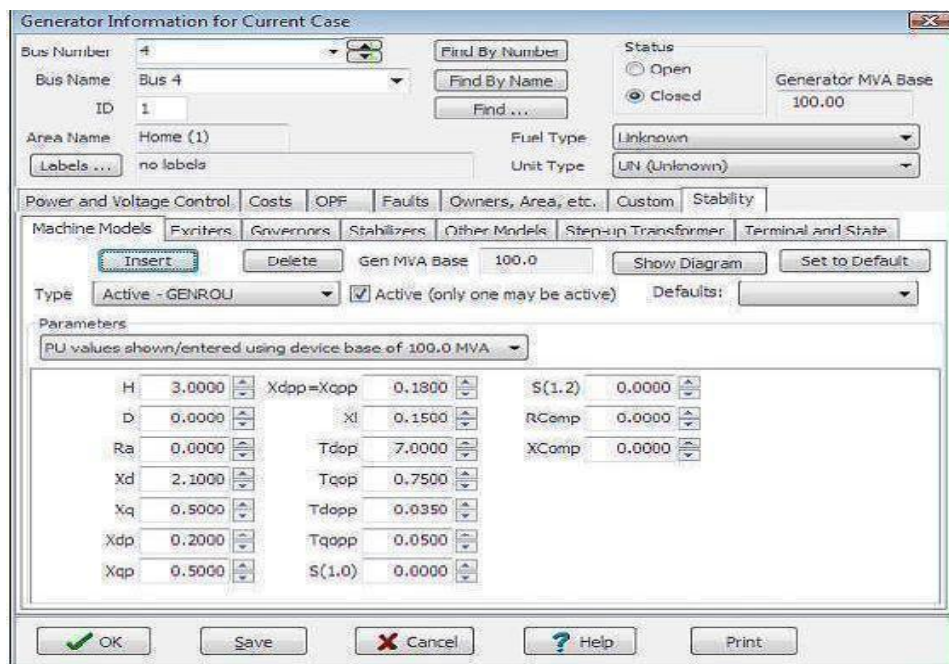


Figure B.1 : les paramètres de modèle GENROU dans power world simulator

b) modèle WT4G pour les éoliennes à vitesse variable indiqué dans la figure suivant :

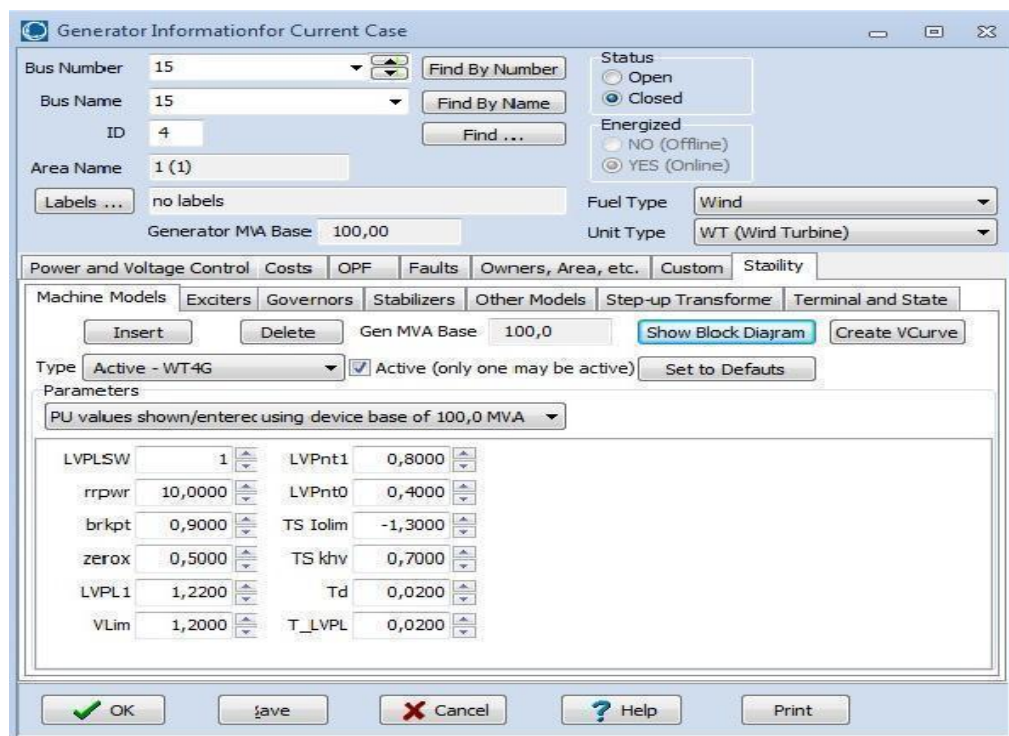


Figure B.2 : les paramètres de modèle WT4G dans power world simulator

<b>H</b>	<b>Constante d'inertie.</b>
<b>D</b>	<b>Facteur d'amortissement.</b>
<b>R<sub>a</sub></b>	<b>la résistance stator.</b>
<b>X<sub>d</sub></b>	<b>D-axe réactance synchrone.</b>
<b>X<sub>q</sub></b>	<b>Q-axe de réactance synchrone.</b>
<b>X<sub>dp</sub></b>	<b>D-axe de la réactance transitoire.</b>
<b>X<sub>qp</sub></b>	<b>Q-axe de la réactance transitoire.</b>
<b>X<sub>dpp</sub> = X<sub>qpp</sub></b>	<b>réactance subtransitoire.</b>
<b>X<sub>l</sub></b>	<b>stators réactance de fuite.</b>
<b>T<sub>dop</sub></b>	<b>D-rotor à axe transitoire constante de temps.</b>
<b>T<sub>qop</sub></b>	<b>Q-rotor à axe transitoire constante de temps.</b>
<b>T<sub>dopp</sub></b>	<b>D-rotor à axe subtransitoire constante de temps.</b>
<b>T<sub>qopp</sub></b>	<b>Q-rotor à axe subtransitoire constante de temps.</b>
<b>S (1.0)</b>	<b>facteur de saturation à 1 pu flux.</b>
<b>S (1.2)</b>	<b>facteur de saturation à 1,2 pu flux.</b>
<b>R<sub>comp</sub></b>	<b>résistance compounding pour le contrôle de la tension (pu).</b>
<b>X<sub>comp</sub></b>	<b>réactance compounding pour le contrôle de la tension (pu)</b>

Tableaux B.1 : les paramètres de modèle GENROU

Input data for wt4g		
Variable	Default Value	Description
Lvplsw	1.0	Connect (1) / disconnect (0) Low Volt. Power Logic switch
Rrpwr	10.0	LVPL ramp rate limit, p.u.
Brkpt	0.90	LVPL breakpoint, p.u.
Zerox	0.40	LVPL zero crossing, p.u.
Lvpl1	1.22	LVPL breakpoint, p.u.
Volim	1.20	Voltage limit assoc. with the high voltage reactive current management, p.u. <sup>1</sup>
Lvpnt1	0.80	High voltage point for low voltage active current management, p.u. <sup>2</sup>
Lvpnt0	0.40	Low voltage point for low voltage active current management, p.u. <sup>2</sup>

**Tableaux B.2** : les paramètres de modèle *WT4G*

ملخص :

على الرغم من التطور السريع في أجهزة الحماية والتحكم، إلا أن الشبكات الكهربائية وغالبا ما تكون عرضة لاضطرابات يمكن أن تسبب في إيقاف الأجهزة والأنظمة الكهربائية. هذه الاضطرابات تؤثر على فقدان استقرار النظام وتسبب خللا كبيرا بين إنتاج واستهلاك الطاقة الكهربائية. هذا الوضع غالبا ما يؤدي إلى انهيار الشبكة بالكامل.

ويستند السير الحسن للعمل في الشبكة على السيطرة على معالمها (الجهد والتردد، الاستقرار). في هذه الأطروحة، نقدم دراسة الاستقرار العابر لشبكة الكهربائية في منطقة أدرار التي تحتوي على حقل توليد كهربائي بالطاقة الرياح في منطقة كبرتين. من أجل ذلك قمنا بمحاكات رقمية لدارة قصيرة ثلاثية الأطوار

لخطوط النقل باستعمال برنامج Power World Simulator

**الكلمات المفتاحية:** الشبكات الكهربائية والاستقرار عابر، دراية، المحاكاة، طاقة الرياح.

### Résumé :

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, les systèmes électro-énergétiques sont souvent sujets à des perturbations de diverses origines pouvant entraîner des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important entre la production et la consommation de l'énergie électrique. Cet état entraîne souvent un effondrement de tout le réseau.

Le bon fonctionnement d'un réseau se base sur le control de ses paramètres (la tension, la fréquence, l'impédance et la stabilité).

Dans ce mémoire, nous présentons l'étude de la stabilité transitoire de réseau d'Adrar qui constitue d'un parc éolienne dans la région de Kabartin. Pour cela nous avons simulées des courts circuits triphasés les lignes aériennes utilisant le logiciel Power World Simulator.

**Mots Clés :** Réseaux Electriques, stabilité transitoire, Etude, Simulation, éolienne.

### Abstract:

Despite the rapid development of protection and control devices, electro-energy systems are often subject to interference from various sources could cause false triggering of its constituents. These disturbances affect the loss of system stability and cause a major imbalance between production and consumption of electrical energy. This condition often leads to collapse of the entire network.

The proper functioning of a power system is based on the control of its parameters (voltage, frequency, impedance and Stability)

In This thesis, we present the study of transient stability of Adrar power system with Kabartin wind farm. For this we have simulated three-phase short circuit in overhead transmission line by Power World Simulator.

**Key :** Power Words system, transient stability, study, simulation, wind.