

## **UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET**

**FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES**  
**DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE**



# **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

**Pour l'obtention du diplôme de Master**

**Domaine : Sciences et Technologie**

**Filière : Electrotechnique**

**Spécialité : Réseaux électriques**

## **THÈME**

**Etude de la stabilité transitoire des réseaux  
électriques**

**Préparé par : Korom Yaya**

### **Devant le Jury :**

<b>Nom et prénoms</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
H.BOURENANE	MAA	Président
K.BELHACEL	MAA	Examineur 1
M.CHAALAL	MAA	Examineur 2
BEKKI IBRAHIM	MAA	Encadreur

**Promotion 2019/2020**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

# Remerciements

Tout d'abord je remercie ALLAH, le tout puissant de m'avoir accordé le savoir, l'opportunité de poursuivre mes études supérieures, la force, la santé et la chance de réaliser ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements et profondes gratitude à mon encadreur Mr Bekki Ibrahim pour sa disponibilité, son aide et l'honneur que j'ai eu à être encadré par lui durant toutes les étapes de ce projet. Son dévouement, ses conseils et suivis m'ont permis de bien mener mon travail à terme.

Je tiens à remercier aussi mon cher enseignant Mr Bey Mohamed de m'avoir orienté, j'en suis reconnaissant de son aide à la réalisation de mon projet.

Mes vifs remerciements vont également à Mme Bourenane Hanane, Mr Chaalal Mohamed et Mme Belhacel Kheira de l'honneur qu'ils m'ont fait de présider le jury et évaluer mon travail.

A travers ce mémoire, j'adresse mes reconnaissances à tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation depuis la première classe jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous mes amis qui m'ont soutenu directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.

J'adresse aussi mes remerciements à l'ensemble des enseignants de l'université Ibn-Khaldoun de Tiaret, plus particulièrement ceux du département de génie électrique, et tout le staff administratif.

Enfin, je ne peux oublier de remercier mon cher père, ma chère maman et toute ma famille en général qui m'ont aidé par leurs sacrifices et leurs conseils, sans lesquels ce travail n'aurait vu le jour.

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A ceux qui me sont les plus chers au monde, mes parents  
auxquels j'exprime ma gratitude et ma reconnaissance,  
pour leur amour, leur soutien tout au long de mes études,*

*A mes frères,*

*A mes sœurs,*

*A toute ma famille,*

*A tous mes amis,*

*A la mémoire de mes chers disparus,*

*A tous ceux qui m'ont aidé dans ce travail,*

*A tous ceux qui se donnent à fond dans la recherche  
scientifique,*

*Korom Yaya*

## Nomenclature :

CA : Courant Alternatif

CC : Courant continu

AVR : Régulateur Automatic de tension

FACTS : système flexible de Transmission en CA

SVC : Compensateur Static

PSS : Stabilisaterur de puissance

PI : contrôleur Proportionnel Intégral.

$P_m$  : La puissance mécanique de la machine

$\delta$  : L'angle rotorique ou différentiel de la machine

$\omega$  : La vitesse angulaire de la machine

R : résistance

V : Tension

C : La capacité du condensateur

X : réactance

Y : L'admittance

G : conductance

B : Susceptance

P : La puissance active

Q : La puissance réactive

$E'$  : f.é.m. transitoire de la machine synchrone

$I_s$  : courant de la machine

$r_a$  : Résistance statorique de la machine

$X'd$  : Réactance transitoire de la machine

$E_{fd}$  : est la tension d'excitation

$T'd_0$  : constante de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe d

$T'q_0$  : constante de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe q

D : Coefficient de l'amortissement du générateur

$P_{acc}$  : La puissance d'accélération du générateur

Ls : inductance de fuite par phase du transformateur

P.u : une unité réduite ou per unit

# **SOMMAIRE**

## Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Nomenclature

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale ..... 01

### Chapitre 1 : Généralité sur la stabilité

1.1. Introduction : ..... 03

1.2. Définition de la stabilité d'un réseau électrique ..... 03

1.3. Les différents types de stabilité ..... 04

1.3.1. Définition de la limite de stabilité en régime permanent. .... 04

1.3.2. Stabilité statique ..... 05

1.3.3. Stabilité transitoire ..... 05

1.3.4. Stabilité dynamique(ou permanente). .... 05

1.4. Classification de la stabilité des réseaux électriques ..... 05

1.4.1. Stabilité de l'angle de rotor..... 06

1.4.2. Stabilité de tension ..... 08

1.4.3. Stabilité de fréquence ..... 10

1.5. Les causes d'instabilité:..... 12

1.6. Position du problème de la stabilité transitoire ..... 12

1.6.1. Les phénomènes transitoires électromécaniques ..... 12

1.6.2. Les phénomènes transitoires électromagnétiques..... 13

1.7. Méthodes d'analyse de la stabilité ..... 13

1.8. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire ..... 14

1.8.1. Amélioration par les moyens classiques ..... 14

1.8.2. Amélioration par les moyens modernes ..... 15

1.9. Conclusion : ..... 16



## Chapitre 2 : Modélisation des réseaux électriques

2.1. Introduction :.....	18
2.2. Réseau infini : .....	18
2.3. Synchronisme :.....	18
2.4. La modélisation du réseau électrique :.....	18
2.5. Modélisation de la machine .....	19
2.5.1. La relation entre flux et courants .....	20
2.5.2. Equation des tensions .....	22
2.5.3. Transformation de Park .....	22
2.5.4. Equations de flux dans le repère de Park .....	23
2.5.5. Equations de tension dans le repère de Park .....	24
2.6. Les liaisons.....	27
2.7. Modélisation Des Transformateurs .....	28
2.8. Les charges.....	28
2.9. Modélisation de la stabilité transitoire : .....	28
2.9.1. Equation d'oscillation du rotor d'un générateur .....	28
2.9.2. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire : .....	31
1) Augmentation de la constante d'inertie des générateurs :.....	31
2) Augmentation de la puissance active :.....	31
3) Installation des protections et des appareils de coupure rapides .....	33
4) Implantation des valves rapides des turbines à gaz :.....	33
5) Installation des résistances d'amortissement :.....	33
6) Utilisation des PSS :.....	33
7) Utilisation des AVR et des régulations de vitesses.....	33
2.10. Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID).....	34
2.11. Conclusion .....	35

## Chapitre 3 : les régulateurs classiques et l'énergie éolienne

3.1. Introduction.....	37
3.2. Généralité sur les systèmes asservis : .....	37
3.2.1. Définitions :.....	37

3.2.2. L'objectif global de la régulation : .....	38
3.3 Les régulateurs de tension .....	38
3.3.1. Amplification .....	39
3.3.2. Excitatrice et bloc de saturation .....	40
3.4. Principe de fonctionnement d'un (PSS) : .....	40
3.5. Le choix du signal d'entrée de PSS : .....	41
3.6. Amélioration de la stabilité par les PSS .....	42
3.7. Energie éolienne.....	43
3.7.1. Définition du système éolien : .....	43
3.7.2. Les différents types d'un système éolien : .....	44
1. Les éoliennes à axe vertical : .....	44
2. Les éoliennes à axe horizontal : .....	45
3.7.3. Principaux composants d'une éolienne (à axe horizontal) : .....	46
3.7.4. Types d'aérogénérateurs dans les systèmes éoliens : .....	48
a) Générateur Asynchrone (IG) : .....	48
b) Générateur Synchrone (SG) : .....	48
c) La Génératrice électrique à courant continu : .....	49
d) La Génératrice à structures spéciales : .....	50
3.7.5. Utilisation des systèmes éoliens : .....	50
3.7.6. Avantage et inconvénient d'un système éolien : .....	50
3.8. Conclusion : .....	52

## **Chapitre 4 : Simulation et interprétation des résultats**

4.1. Introduction.....	54
4.2. Le réseau test.....	54
4.3. Simulation.....	55
4.4. Description du défaut : .....	56
4.5. Présence du régulateur : .....	59
4.6. Comparaison des résultats obtenus : .....	60
4.7. Présence ou introduction du PSS .....	61
4.8. Intégration d'une ferme éolienne et absence de régulation.....	62

4.9. Conclusion : .....	64
Conclusion générale : .....	66
Références bibliographiques .....	68

Annexe

Résumé

**Liste de  
figures et  
tableaux**

## Liste de figures

Figure 1.1 Classification des différents types de stabilité .....	06
Figure 1. 2 Variation d'angle de rotor .....	08
Figure 1. 3 Variation d'angle de rotor .....	08
Figure 2.1 Schéma équivalent de l'alternateur.....	19
Figure 2.2 Schéma général de la machine.....	20
Figure 2.3 Modèle de Park de la machine synchrone.....	26
Figure 2.4 Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes d et q.....	26
Figure 2.5. Schéma équivalent d'une ligne de transport.....	27
Figure 2.6 Représentation d'un transformateur.....	28
Figure 2.7 Représentation d'une charge .....	28
Figure 2.8 Influence de la puissance Active sur la marge de la stabilité. ....	32
Figure 2.9 générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini. ....	32
Figure 3.1 Modèle du régulateur de tension du type IEEE.....	39
Figure 3.2 Amplification .....	39
Figure 3.3 excitatrice et saturation.....	40
Figure 3.4 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système .....	42
Figure 3.5 : Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	43
Figure 3.6 : Eoliennes à axe vertical.....	45
Figure 3.7 : Configuration à axe horizontal .....	45
Figure 3.8 : Structure générale d'une éolienne .....	46
Figure 3.9 Système avec GS pour un fonctionnement à vitesse variable.....	49
Figure 3.10 Schémas équivalent électrique d'une génératrice à courant continu à excitation séparée.....	49
Figure 4.1 schéma global du réseau test IEEE 3 Générateurs 9bus .....	55
Figure 4.2 Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 bus .....	56
Figure 4.3 défaut pour $T_d=200$ ms.....	57
Figure 4.4 défaut pour $T_d=400$ ms.....	58

Figure 4.5 défaut pour $T_d=400$ ms en présence de l'AVR.....	59
Figure 4.6 comparaisons entre présence ou absence de régulation défaut pour $T_d=400$ ms.....	60
Figure 4.7 influence du PSS.....	61
Figure 4.8 Intégration de l'éolienne mais sans régulation.....	63
Tableau 3.1 classification des turbines.....	46

**Introduction**

**générale**

# Introduction générale

---

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus demandée actuellement sur la planète. Et les lignes du réseau électrique sont considérées comme les artères dans lesquelles circule l'énergie électrique.

Nous ne pouvons pas entamer l'étude sans avoir quelques notions de base, c'est pourquoi notre chapitre 1 est intitulé généralité sur la stabilité. Et contient des différents types de stabilités, leurs définitions et les méthodes d'analyses et d'améliorations de la stabilité transitoire...

Ceci nous permettra d'avoir une vue globale sur ce qu'est la stabilité transitoire.

Notre chapitre 2 est consacré à la modélisation des réseaux électriques. Il traite de différentes parties telles que : les générateurs, les transformateurs, les lignes électriques, les charges, mais la partie la plus importante qui occupe le cœur du réseau est l'alternateur, c'est pourquoi les ingénieurs en réseau prêtent beaucoup d'attention à cette partie. A la fin du chapitre, nous avons énuméré les différentes méthodes d'améliorations de la stabilité transitoire.

Notre chapitre 3 traitera des systèmes de régulation et traitera l'énergie éolienne. Il faut noter que nos moyens utilisés pour stabiliser le réseau sont les AVR et les PSS de différents niveaux. Nous examinerons aussi dans cette partie, les effets de l'intégration des ressources éoliennes sur le réseau électrique.

Notre chapitre 4 est réservé aux résultats obtenus des simulations et leurs interprétations. Les systèmes modernes d'excitation ou régulateurs de tension (AVR: Automatic Voltage Regulator) contribuent à l'amélioration des performances en régime permanent, mais s'avèrent être insuffisants pour les problèmes relevant de la stabilité transitoire. En effet, le couple ajouté par l'AVR sur les arbres des machines n'est souvent pas suffisant pour agir contre les oscillations qui surgissent dans les systèmes de puissance. Aussi, l'interconnexion de ces systèmes de plus en plus grande montre que de forts transits de puissance sur ces interconnexions aggravent



## Introduction générale

---

les phénomènes d'instabilité. Pour y faire face, des boucles de régulation supplémentaires sont ajoutées aux régulateurs de tension AVR grâce à un dispositif appelé PSS (Power System Stabilizer). Ces correcteurs sont destinés à fournir un couple agissant contre les modes d'oscillations qui se manifestent sur les arbres des machines. Des efforts considérables ont été consacrés à la conception des PSS qui sont conçus sur la base des techniques du contrôle linéaire.

# CHAPITRE 1

## GÉNÉRALITÉ SUR LA STABILITÉ

## 1.1. Introduction

Le réseau électrique est l'ensemble des infrastructures nous permettant d'acheminer l'énergie électrique qui a été produite depuis les lieux de production jusqu'aux lieux de consommation. Ainsi, pour que le réseau soit stable, il faut à chaque fois que la production soit égale à la consommation. Tout déséquilibre entraîne une instabilité du réseau. Donc pour étudier la stabilité transitoire on doit parler brièvement de la stabilité statique et dynamique.

Dans ce chapitre, nous allons définir de façon globale la stabilité d'un réseau électrique, les différents types de stabilité, leurs classifications. Nous évoquerons les causes d'instabilités. Et enfin les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.

## 1.2. Définition de la stabilité d'un réseau électrique

La stabilité des réseaux électriques est une qualité de leur régulation par laquelle les situations modérément perturbées reviennent progressivement à un état d'équilibre (stabilité au sens de stabilité asymptotique).

La régulation des réseaux électriques c'est aussi l'ensemble des moyens mis en œuvre (processus d'asservissement agissant sur un système dynamique) afin de maintenir proches de leurs valeurs de consigne les grandeurs de fréquence et de tension sur l'ensemble du réseau.

Pendant des années, des recherches ont permis de comprendre le mécanisme de la stabilité dans les systèmes de puissance électrique. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité étaient proposées en insistant sur les aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système. En fonctionnement équilibré du système, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale aux pertes près, à la puissance mécanique d'entraînement de la turbine. La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son état d'équilibre initial ou un nouvel état d'équilibre après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Que ce soit en amont (côté turbine) ou en aval (côté générateur), un réseau électrique stable se manifeste par l'équilibre entre la production et consommation [2]. Quand le système est soumis à des petites perturbations (petits mouvements) ou à des grandes perturbations

(grands mouvements), la stabilité est définie dans le premier cas comme stabilité statique et dans le deuxième cas comme stabilité transitoire[3].

La stabilité d'un réseau électrique de HT est une propriété d'un système de puissance qui lui permet de rester dans un état d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état acceptable d'équilibre après avoir été soumis à une perturbation [4].

### **1.3. Les différents types de stabilité [5]**

- La stabilité statique ;
- la stabilité dynamique ;
- la stabilité transitoire.

#### **1.3.1 Définition de la limite de stabilité en régime permanent**

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si, à partir de cette limite, on veut fournir encore plus de puissance à la charge, en ouvrant les vannes d'amenée d'eau d'une turbine par exemple, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbée par l'alternateur ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent. Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée la limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent [6].

### **1.3.2 Stabilité statique**

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité statique, si à la suite d'une "petite" perturbation quelconque (variation de charge), il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci. On suppose dans ce type de stabilité que les perturbations ayant provoqué le déséquilibre ne se maintiennent pas dans la durée. Le comportement du système est alors régi par des équations linéarisées.

### **1.3.3 Stabilité transitoire**

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité transitoire relativement à un cycle de grandes perturbations (court-circuit, rupture d'ouvrages,...) si à la suite de ce dernier, il retrouve un état de régime permanent de marche synchrone. Les études de stabilité transitoire d'un réseau conduisent à déterminer si ce dernier est maintenu ou non au synchronisme quand il est soumis à une grande perturbation, ce type de perturbation peut conduire à un effondrement complet du réseau (blackout) [1].

### **1.3.4 Stabilité dynamique(ou permanente)**

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge. [25].

## **1.4. Classification de la stabilité des réseaux électriques**

La stabilité peut être étudiée en considérant la topologie du réseau sous différents angles. L'état de fonctionnement d'un réseau électrique est décrit selon des grandeurs physiques, telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque bus, et la puissance active / réactive circulant dans chaque ligne et la vitesse de rotation de la génératrice synchrone. Si elles ne sont pas constantes, le réseau électrique est considéré comme étant en perturbations. La stabilité peut être classifiée selon la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la tension et

stabilité de la fréquence. La stabilité peut être classifiée en petite et grande amplitude de perturbation en fonction d'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à court ou à long durée, tel qu'il est décrit dans la Figure 1.1 [7].

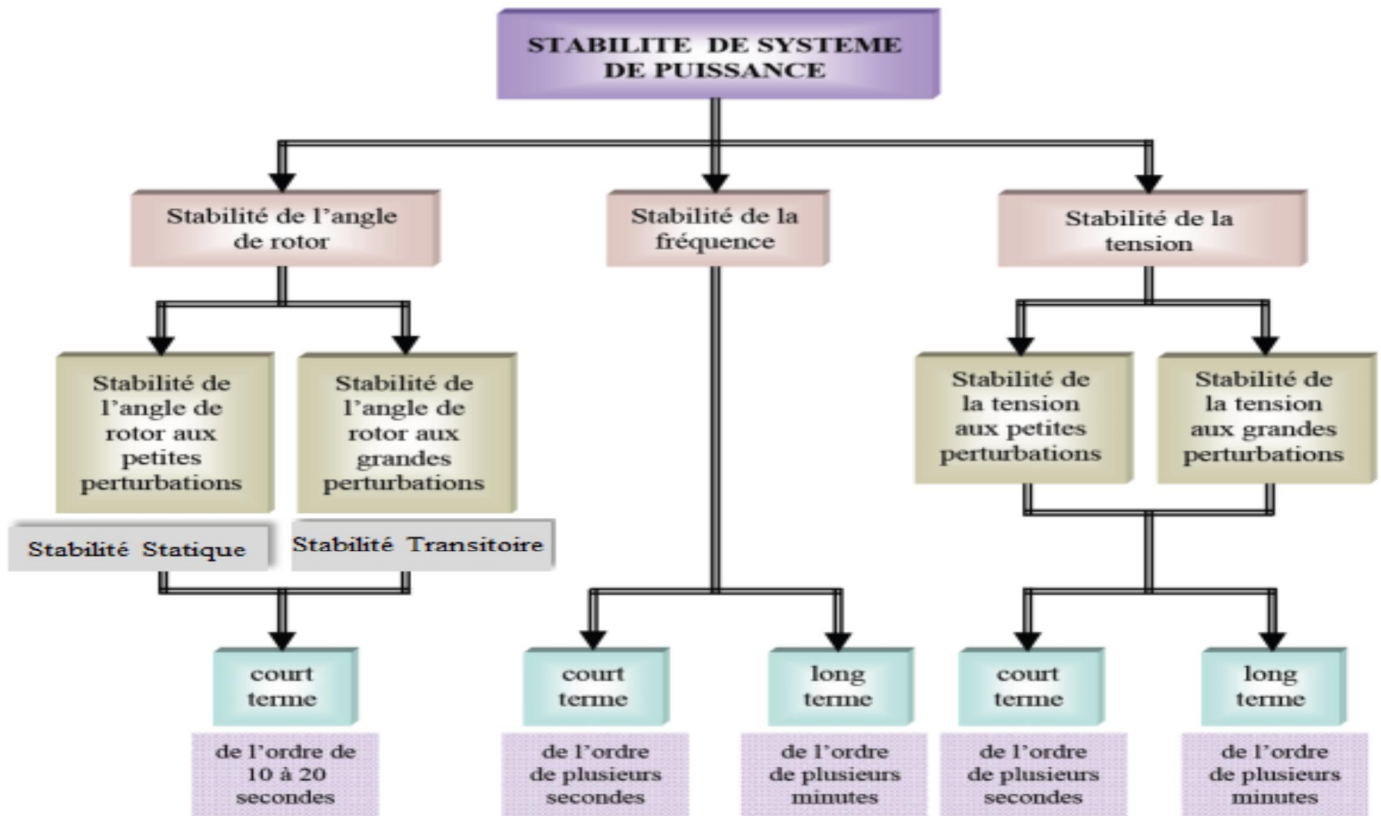


Figure 1.1 Classification des différents types de stabilité[3]

### 1.4.1 Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone 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. Au synchronisme, les rotors de chaque machine synchrone du système tournent à la même vitesse électrique et les angles entre les champs magnétiques, rotoriques et statoriques, restent constants. En

fonctionnement nominal équilibré, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale, en négligeant les pertes, à la puissance mécanique fournie par la turbine. Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor.

Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, voire un glissement du champ de synchronisme en entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger.

Suite à une perturbation au système, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. (Les angles sont mesurés par rapport à une référence tournante au synchronisme). Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous catégories.

Les figures 1.2 et 1.3 illustrent le comportement de l'angle rotorique en cas de perturbation.

L'instabilité se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de l'angle du rotor comme illustré dans la figure 1.3 [8].

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. La courbe (1) sur la figure 1.3 ci-après illustre ce cas et 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'oscillations lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, Elle dure de 10 à 20 secondes. La courbe (2) de la figure 1.2 illustre ce cas. La figure 1.2 montre le comportement d'un système

qui retrouve la stabilité avec une nouvelle position d'équilibre comme le montre la courbe (1)

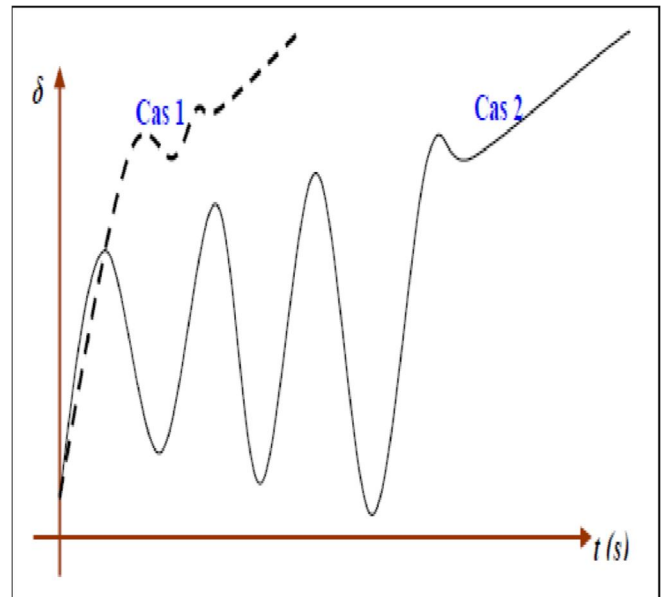
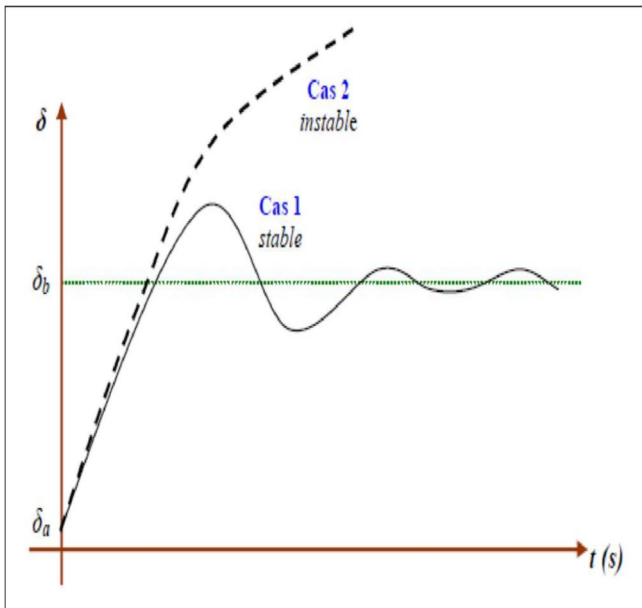


Figure 1. 2 Variation d'angle de rotor    Figure 1. 3 Variation d'angle de rotor[3]

### 1.4.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après que le réseau ait subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir l'équilibre entre production et consommation.

Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation. C'est le cas des moteurs asynchrones, des charges dont la tension est contrôlée par un régulateur en charge automatique, des chauffages électriques commandés par thermostat. Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques) mais également de celles des générateurs (possibilité de maintenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante). Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des



charges va contraindre le réseau haute tension en augmentant la puissance réactive consommée et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables.

Généralement, l'instabilité de tension se produit lorsqu'une perturbation entraîne une augmentation de puissance réactive demandée au-delà de la puissance réactive possible.

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont:

- Une augmentation de charge.
- Des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive.
- Une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension. Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels :

- Un contrôle automatique des condensateurs shunts.
- Un blocage des régulateurs en charge automatique.
- Une nouvelle répartition de la génération.
- Une ré-planification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande.
- Une régulation de tension secondaire.
- Un plan de délestage.

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes).

Pour l'instabilité de tension à court terme l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs, qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité.

L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régulateurs en charge automatique, les charges commandées thermo-statiquement.

La stabilité de tension peut être classée en deux catégories; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations:

➤ Stabilité de tension aux grandes perturbations. Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système.

➤ Stabilité de tension aux petites perturbations. Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées.

**Remarque :** Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent simultanément, l'une pouvant entraîner l'autre.

### 1.4.3 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une

perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produites et consommées.

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes).

Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produites et consommées peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.

L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système).

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme.

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections [3].

## 1.5. Les causes d'instabilité

Les causes sont diverses et variées. Elles peuvent provoquer directement l'instabilité ou aggraver l'état du système.

- Les court-circuit
- Les surcharges
- Les défaillances d'une protection
- Les pertes des générateurs
- Le vieillissement des équipements [9].

## 1.6. Position du problème de la stabilité transitoire

Pour un réseau électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le réseau subit une perturbation importante liée aux phénomènes transitoires, la différence entre les puissances mécaniques et électriques induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques commencent à osciller jusqu'à l'intervention des systèmes de régulation de tension et de vitesse afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un nouvel état de fonctionnement stable.

Il existe deux types de phénomènes transitoires dans les systèmes électriques :

### 1.6.1 Les phénomènes transitoires électromécaniques

Ce sont des phénomènes lents car ils sont directement liés à l'inertie des machines électriques de production. Leur durée varie de 1 seconde jusqu'à quelques minutes. Ils se manifestent par des oscillations ou des marches asynchrones des alternateurs, et sont principalement dus :

- A de grandes variations de charges.
- A une perte de production importante.

Ouverture de ligne d'interconnexion.

A la modification de la configuration du réseau suite au fonctionnement des protections sur défaut etc.

### **1.6.2 Les phénomènes transitoires électromagnétiques**

Ce sont des phénomènes rapides qui durent de quelques millisecondes jusqu'à quelques centaines de secondes. Ils sont indésirables pour le réseau. Leur élimination nécessite l'intervention rapide et sélective des protections électriques. Sont principalement dus :

- Aux courts circuits de tout type.
- A l'action des régulateurs de tension des alternateurs (désexcitation ou surexcitation).
- A la modification de la configuration du réseau suite au fonctionnement des protections sur défaut.
- Enclenchement ou déclenchement de grandes charges.

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

La stabilité transitoire est généralement influencée par les facteurs suivants :

- Point de fonctionnement stable (état statique) dans lequel se trouve le système avant le défaut.
- Nature, étendue et lieu du défaut.
- Configuration du réseau avant, pendant et après l'isolation du défaut.

Les défauts considérés dans les études de la stabilité transitoire sont généralement les courts-circuits triphasés symétriques, malgré leur faible probabilité d'apparition relativement aux autres types de défaut [7].

### **1.7. Méthodes d'analyse de la stabilité**

Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude des résultats. Il y a différentes méthodes pour analyser un système de puissance dans l'état transitoire. Trois méthodes d'analyses se détachent :

a) analyse en planification qui tient compte du temps de réponse des protections, du type de conducteurs, du niveau de tension de la qualité des régulateurs de tension et de vitesse.

b) analyse en mode préventif mettant en œuvre les méthodes numériques ou indirectes et les méthodes directes.

c) analyse en mode curatif aboutissant à la modification des caractéristiques des lignes permettant le contrôle de transit de puissance dans les lignes.

Ce dernier mode est susceptible de fournir une solution optimale à la conduite en temps réel du réseau. Reste à savoir s'il existe des techniques appropriées à l'étude de la stabilité transitoire, et si elles sont satisfaisantes. En effet, la rapidité d'évolution des phénomènes transitoires impose aux méthodes curatives des conditions d'applicabilité particulièrement contraignantes [10].

Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- a) l'amélioration du temps critique d'élimination des défauts ;
- b) l'amortissement des oscillations après la perturbation ;
- c) l'amélioration de la capacité de transfert des lignes [3].

## **1.8. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire**

### **1.8.1 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 :

- Le transformateur à 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 [11].

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 [12] :

- Les batteries de condensateurs ;
- Le compensateur synchrone.

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis des 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 :

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

### **1.8.2 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 effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs.

Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- l'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) [11].

## 1.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons parlé de façon générale sur la stabilité. Nous avons intérêt à comprendre le concept de la stabilité pour quoi parce que tout notre réseau en dépend. Cela nous permettra de bien dimensionner nos dispositifs de protection et de régulations. Dans les chapitres qui suivent, nous allons parler de moyens nous permettant son amélioration comme les AVR et PSS.



# CHAPITRE 2

MODÉLISATION DES  
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

**2.1. Introduction**

La machine synchrone est généralement utilisée pour générer l'énergie électrique, un modèle mathématique ou un système d'équations qui permet d'étudier cette machine.

La modélisation de la machine synchrone est assez compliquée, pour cela on est obligé de passer par les hypothèses simplificatrices ainsi que la transformation de Park afin de rendre le système simple et facile à élaborer sur les simulateurs.

Modélisation de l'alternateur, des lignes en pi et en T et leurs différences, des transformateurs, des charges.

**2.2. Réseau infini**

Un réseau est dit infini ou de grande puissance lorsque sa tension et sa fréquence sont fixes et une perturbation sur une machine n'affecte pas le réseau [19].

**2.3. Synchronisme**

On dit qu'une machine fonctionne en synchronisme, si sa fréquence est égale à la fréquence du réseau. On dit qu'un système fonctionne en synchronisme, si toutes les machines reliées à ce réseau ont la même fréquence du réseau [2].

**2.4. La modélisation du réseau électrique**

Le but est d'adopter des modèles pratiques pour analyser et dimensionner le réseau électrique. Il faudrait alors concevoir des modèles pour les différentes composantes du réseau:

- l'alternateur
- la ligne électrique
- le transformateur
- les charges

## 1) L'alternateur :

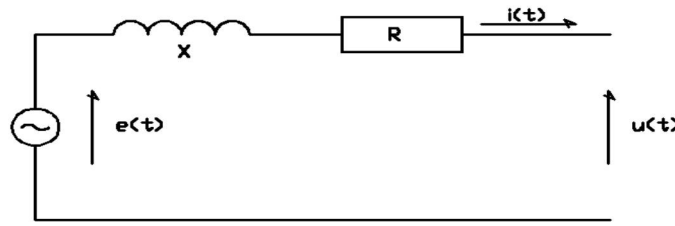


Figure 2.1 Schéma équivalent de l'alternateur [15]

La tension  $e(t)$  délivrée par l'alternateur dépend de la vitesse de rotation et de l'excitation. Elle est en série avec une résistance  $R$  et une réactance  $X$ .

## 2.5. Modélisation de la machine

L'alternateur dans le réseau est une machine synchrone que nous modélisons selon Park en considérant les hypothèses suivantes :

- le circuit magnétique est non saturé ce qui permet d'exprimer les flux en fonction des courants d'une manière linéaire,
- le circuit magnétique est parfaitement feuilleté donc seuls les enroulements inducteurs, induits et amortisseurs sont parcourus par des courants,
- la densité de courant est uniforme dans la section des conducteurs élémentaires (absence d'effet pelliculaire).

Le modèle de Park est très utilisé dans la représentation mathématique des machines et permet de bien saisir l'interprétation physique des phénomènes étudiées que ce soit en régime permanent ou en régime transitoire. L'inducteur tournant ou rotor comporte l'enroulement inducteur et les amortisseurs selon l'axe  $Od$ . L'induit fixe ou stator est muni d'un enroulement triphasé  $a, b, c$ , La position de l'inducteur est caractérisée par l'angle  $\theta$  que fait l'axe  $Od$  avec  $Oa$ ,  $a$  étant une phase statorique. Le rotor est animé d'une vitesse de rotation  $w_r$  telle que :

$$w_r = \frac{d\theta}{dt} \quad (2.1)$$

La figure 2.2 est une représentation schématique des 6 enroulements de la machine

- \* 3 enroulements triphasés  $a, b, c$ ,
- \* 1 enroulement inducteur  $f$ ,

\* 2 enroulements amortisseurs D et Q,

L'enroulement amortisseur D a son axe magnétique dirigé selon Od et l'enroulement amortisseur Q a son axe magnétique dirigé selon l'axe Oq en quadrature avec Od.

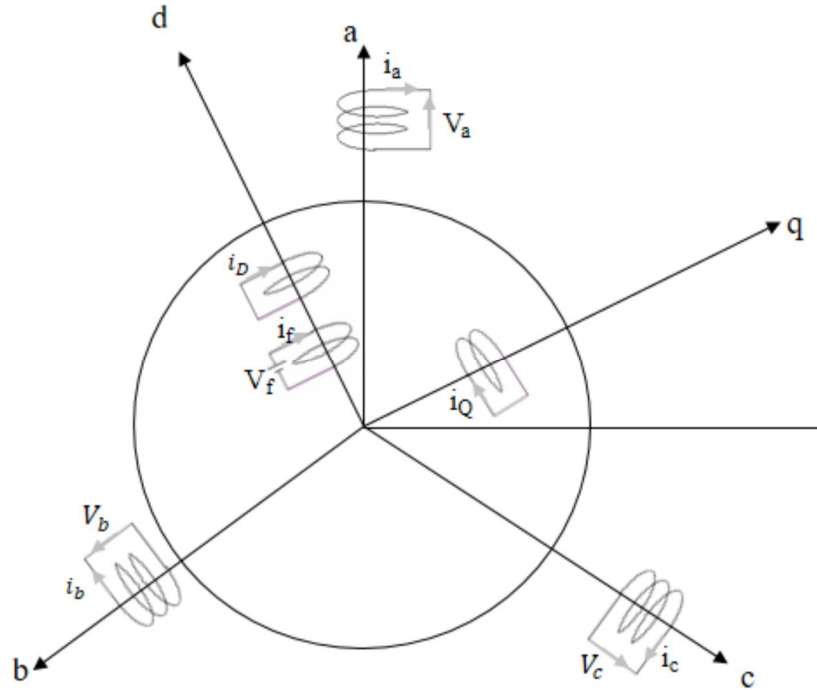


Figure 2.2 Schéma général de la machine [3]

2.5.1. La relation entre flux et courants

Sur la base des hypothèses de non-saturation de la machine et du circuit magnétique feuilleté, la relation flux-courants s'exprime sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{af} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bf} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cf} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} & L_{ff} & L_{fD} & L_{fQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{Df} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{Qf} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Avec  $L_{jk}$  comme inductance propre du circuit

$$\begin{aligned} L_{aa} &= L_s + L_m \cos 2\theta \\ L_{bb} &= L_s + L_m \cos[2(\theta - 2\pi / 3)] \\ L_{cc} &= L_s + L_m \cos[2(\theta + 2\pi / 3)] \end{aligned} \quad (2.3)$$

$L_s > L_m$  et  $L_s$  et  $L_m$  sont constants

Les inductances propres au rotor sont telles que :

$$L_{ff}=L_f \quad L_{DD}=L_D \quad L_{QQ}=L_Q \quad (2.4)$$

Les inductances mutuelles au stator

$$\begin{aligned} L_{ab} &= L_{ba} = -M_m - L_m \cos[2(\theta + \pi / 6)] \\ L_{bc} &= L_{cb} = -M_s - L_m \cos[2(\theta - \pi / 2)] \\ L_{ca} &= L_{ca} = -M_s - L_m \cos[2(\theta + 5\pi / 6)] \end{aligned} \quad (2.5)$$

Avec  $M_s > L_m$

**Les inductances mutuelles au rotor sont telles que**

La mutuelle inductance entre les enroulements f et D est constante ne dépend pas de  $\theta$ .

$$L_{fD}=L_{Df}=M_R \quad L_{fQ}=L_{Qf}=0 \quad L_{DQ}=L_{QD}=0 \quad (2.6)$$

Les inductances mutuelles stator-rotor :

$$\begin{aligned} L_{af} &= L_{fa} = M_f \cos \theta \\ L_{bf} &= L_{fb} = M_f \cos(\theta - 2\pi / 3) \\ L_{cf} &= L_{fc} = M_f \cos(\theta + 2\pi / 3) \end{aligned} \quad (2.7)$$

On aura de même pour les enroulements D et Q

$$\begin{aligned} L_{aD} &= L_{Da} = M_D \cos \theta \\ L_{bD} &= L_{Db} = M_D \cos(\theta - 2\pi / 3) \\ L_{cD} &= L_{Dc} = M_D \cos(\theta + 2\pi / 3) \end{aligned} \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} L_{aQ} &= L_{Qa} = M_Q \sin \theta \\ L_{bQ} &= L_{Qb} = M_Q \sin(\theta - 2\pi / 3) \\ L_{cQ} &= L_{Qc} = M_Q \sin(\theta + 2\pi / 3) \end{aligned} \quad (2.9)$$

### 2.5.2. Equation des tensions

$$\begin{aligned}
 V_a &= -r_a i_a - \frac{d\varphi_b}{dt} \\
 V_b &= -r_b i_b - \frac{d\varphi_b}{dt} \\
 V_c &= -r_c i_c - \frac{d\varphi_c}{dt} \\
 V_f &= r_f i_f + \frac{d\varphi_f}{dt} \\
 0 &= r_D i_D + \frac{d\varphi_D}{dt} \\
 0 &= r_Q i_Q + \frac{d\varphi_Q}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{2.10}$$

$r_a$ ,  $r_b$  et  $r_c$  sont les résistances des phases a, b et c de l'induit.  $r_f$ ,  $r_D$  et  $r_Q$  sont respectivement la résistance de l'inducteur, de l'amortisseur d'axe d et de celui de l'axe q.

$\varphi_k$  ( $k= a, b, c, f, D, Q$ ) est le flux d'enroulement k.

### 2.5.3. Transformation de Park

La transformation de Park permet de passer des grandeurs statoriques a, b, c à de nouvelles grandeurs liées au rotor et tournant avec lui. Ces nouvelles grandeurs sont repérées dans un nouveau système de référence lié au rotor dit repère de Park constitué de 3 axes o, d et q :

- le 1<sup>er</sup> est un axe stationnaire. Il est appelé aussi axe homopolaire.
- le 2<sup>ème</sup> est un axe orienté suivant l'axe de l'enroulement inducteur. Il est appelé axe direct (longitudinal).
- le 3<sup>ème</sup> est un axe en quadrature avec le 2<sup>ème</sup> et est appelé axe en quadrature ou transversal.

Le passage donc de la grandeur  $g_{abc}$  dans le repère statorique à la grandeur  $g_{odq}$  dans le repère de Park se fait par la relation (2.9) :

$$g_{odq} = P g_{abc} \tag{2.11}$$

$$g_{abc} = \begin{bmatrix} g_a \\ g_b \\ g_c \end{bmatrix} \quad \text{D'où} \quad g_{odq} = \begin{bmatrix} g_o \\ g_d \\ g_q \end{bmatrix}$$

P la matrice de Park est telle que :

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos\theta & \cos(\theta-2\pi/3) & \cos(\theta+2\pi/3) \\ \sin\theta & \sin(\theta-2\pi/3) & \sin(\theta+2\pi/3) \end{pmatrix}$$

Si la grandeur est donnée dans le repère de Park, elle sera obtenue dans le repère triphasé statorique par la transformation inverse (2.14) ci-dessous :

$$g_{abc} = P^{-1} g_{odq} \tag{2.12}$$

$$P^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & \cos\theta & \sin\theta \\ 1/\sqrt{2} & \cos(\theta-2\pi/3) & \sin(\theta-2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & \cos(\theta+2\pi/3) & \sin(\theta+2\pi/3) \end{pmatrix}$$

### 2.5.4. Equations de flux dans le repère de Park

L'expression (II.2) s'écrit aussi sous forme compacte (matricielle) :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{abc} \\ \varphi_{fdq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fdq} \end{bmatrix} \tag{2.13}$$

Avec

$L_{SS}$  inductances stator-stator

$L_{SR}, L_{RS}$  inductances stator-rotor

$L_{RR}$  inductances rotor-rotor

A partir de l'expression ci-dessus (II.15), on peut obtenir :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{abc} \\ \varphi_{fdq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{-1} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fdq} \end{bmatrix} \tag{2.14}$$

$U_3$  est la matrice identité. Elle est telle que :

$$U_3 = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Le développement de (2.12) donne :

$$\begin{bmatrix} \varphi_0 \\ \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_f & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_Q \\ 0 & kM_f & 0 & L_f & M_R & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

**Avec**

$$L_d = L_s + M_s + \frac{3}{2}L_m$$

$$L_q = L_s + M_s - \frac{3}{2}L_m$$

$$L_0 = L_s - 2M_s$$

$$k = \sqrt{\frac{3}{2}}$$

L'expression (2.13) montre que  $\varphi_d$  le flux est selon l'axe  $O_d$  et tourne avec le rotor. De même que le flux  $\varphi_q$  qui est selon l'axe  $O_q$  tourne avec le rotor. Le flux  $\varphi_0$  est complètement découplé par rapport aux autres circuits puisqu'il ne dépend que de  $i_0$  et de  $L_0$ . On remarque également que les inductances obtenues par Park dans l'expression (2.13) sont constantes. La matrice liant le flux au courant est symétrique et peut donc être représentée physiquement par un circuit équivalent.

### 2.5.5. Equations de tension dans le repère de Park

Pour un système équilibré (le courant circulant dans le neutre est nul), les équations (2.8) s'écrivent sous forme matricielle de la manière suivante :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ -V_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\varphi}_a \\ \dot{\varphi}_b \\ \dot{\varphi}_c \\ \dot{\varphi}_f \\ \dot{\varphi}_D \\ \dot{\varphi}_Q \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$r_a = r_b = r_c = r$$

Résistance de l'induit.



En posant

$$R_{abc} = rU_3 \quad v_{abc} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad v_{fDQ} = \begin{bmatrix} -V_f \\ V_D \\ V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -V_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad i_{fDQ} = \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}$$

$$\text{Et} \quad \dot{\phi}_{abc} = \begin{bmatrix} \dot{\phi}_a \\ \dot{\phi}_b \\ \dot{\phi}_c \end{bmatrix} \quad \dot{\phi}_{fDQ} = \begin{bmatrix} \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix}$$

L'expression (2.13) s'écrit alors :

$$\begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

En multipliant (2.15) par  $\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix}$  on obtient l'expression (2.16) ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Le développement de cette expression donne :

$$\begin{bmatrix} v_{odq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{odq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{P}P^{-1}\phi_{odq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Pour un système équilibré, la composante homopolaire est nulle. L'expression (2.17) se réduit donc à :

$$\begin{bmatrix} v_{dq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{dq} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$\text{Où} \quad R = \begin{bmatrix} r & 0 \\ 0 & r \end{bmatrix} \quad R_r = \begin{bmatrix} r_f & 0 & 0 \\ 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \quad S = \begin{bmatrix} -w\phi_q \\ w\phi_d \end{bmatrix}$$

w est la pulsation synchrone. Elle est aussi appelée vitesse synchrone de la machine.

Sous forme développée, l'expression (2.18) s'écrit :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ -V_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_d \\ \dot{\phi}_q \\ \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\omega\phi_q \\ \omega\phi_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

La transformation de Park permet une représentation de la machine sur deux axes q et d tels que montrés par la figure 2.3 ci-dessous.

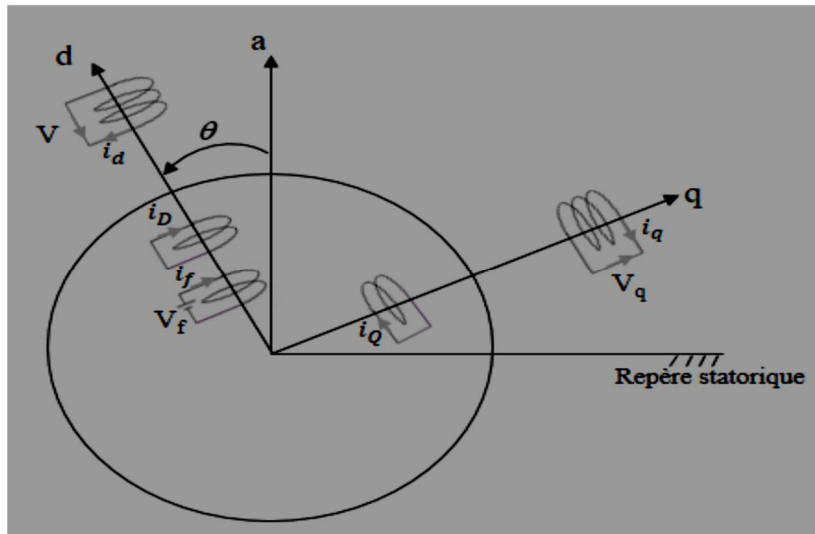


Figure 2.3 Modèle de Park de la machine synchrone[3].

Les équations (2.19) permettent d'avoir le schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes d et q, tel que montré par la figure 2.4 ci-dessous

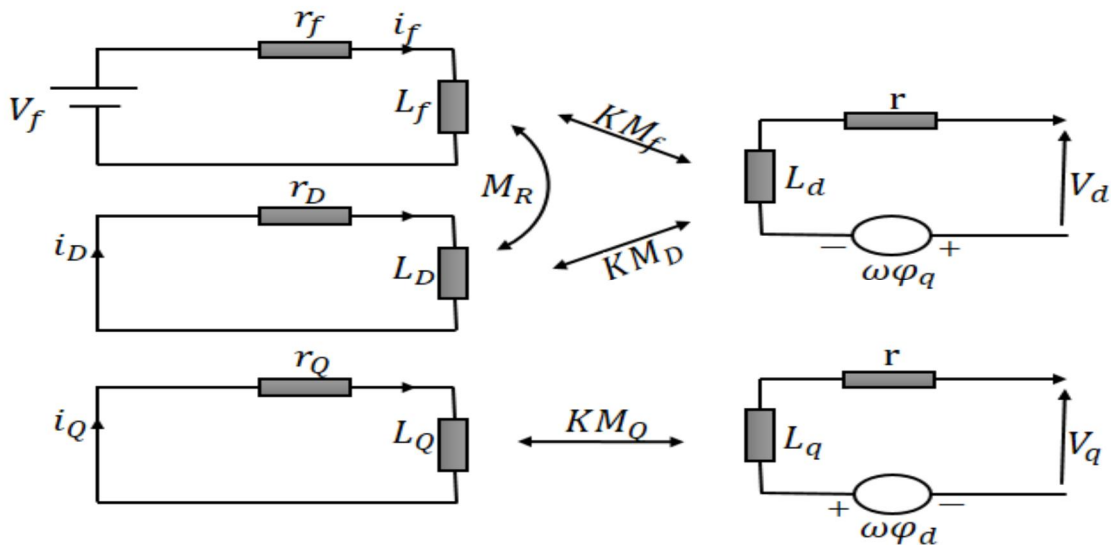


Figure 2.4 Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes d et q[3]

2.6. Les liaisons

Une ligne électrique est constituée par un faisceau de conducteurs cylindriques aériens ou souterrains parallèles entre eux et au sol. Chaque conducteur est caractérisé par:

- Sa résistance linéique 'R' en  $\Omega/m$ .
- Son inductance linéique 'L' en H/m.
- Sa capacité linéique 'C' en F/m.

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexions, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [19]. Le modèle d'une ligne de transport est donné par des quadripôles symétriques représentés par la Figure 2.5 (a, b).

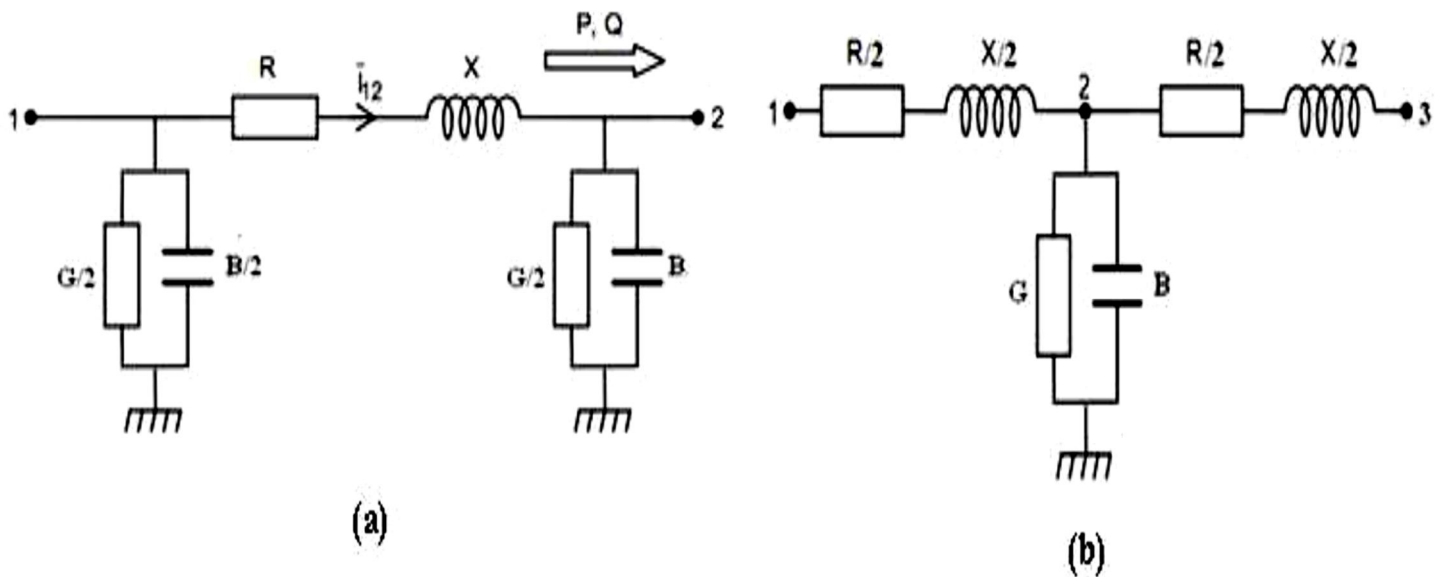


Figure 2.5. Schéma équivalent d'une ligne de transport [11]

(a) : Modèle en pi.

(b) : Modèle en T.

R : résistance de la ligne

X : réactance de la ligne;

G : conductance de la ligne;

B : réactance capacitive de la ligne [11].

## 2.7. Modélisation Des Transformateurs

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la Figure 2.6. [11].

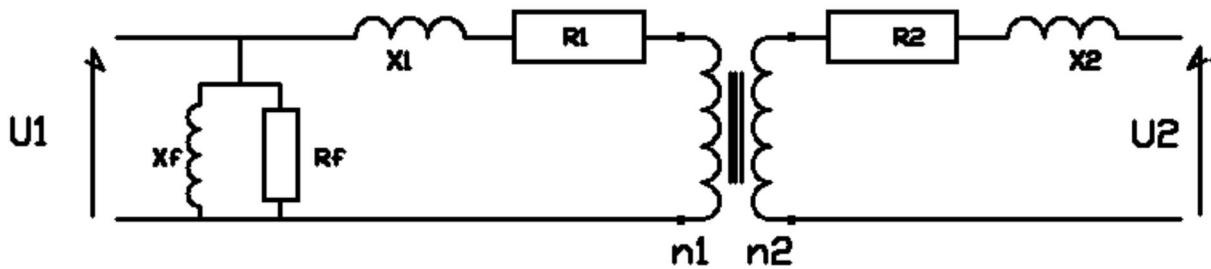


Figure 2.6 Représentation d'un transformateur [15].

## 2.8. Les charges

Les charges peuvent être modélisées en fonction des puissances actives  $P$  et réactives  $Q$  appelées et son admittance  $Y$ . ( $Y=G - jB$ )

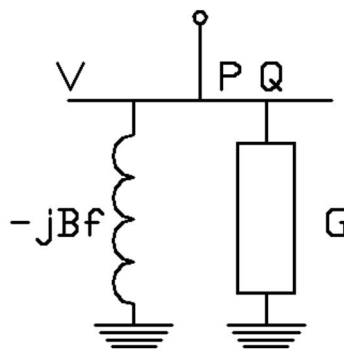


Figure 2.7 Représentation d'une charge [15]

## 2.9. Modélisation de la stabilité transitoire :

### 2.9.1. Equation d'oscillation du rotor d'un générateur

L'équation du mouvement d'une machine synchrone est décrite par le produit du coefficient d'inertie et de l'accélération angulaire du système, qu'on appelle couple d'accélération.

En effet

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt} = \Gamma_a = \Gamma_m - \Gamma_e (N.m) \quad (2.22)$$

Où

$J$  : Inertie totale du système (turbine + machine) ( $Kg.m^2$ ).

$\theta_m$  : Position angulaire dans le référentiel stationnaire (rad).

$t$  : Temps (sec).

$T_m$  : Couple mécanique (N.m).

$T_e$  : Couple électrique (N.m).

$T_a$  : Couple d'accélération (N.m).

On pose:

$$\theta_m = \omega_{msync} t + \delta_m \quad (2.23)$$

Où:

$\omega_{msync}$ : Vitesse synchrone du rotor (rad/s);

$\delta_m$ : Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone (rad).

Si nous faisons la dérivée de (2.21) par rapport au temps, on obtient la vitesse angulaire du rotor :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{msync} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.24)$$

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (2.25)$$

L'équation (2.22) montre que la vitesse angulaire du rotor,  $\frac{d\theta_m}{dt}$  est constante et égale à  $\omega_{msync}$  si  $\frac{d\delta_m}{dt}$  est nulle. Ici,  $\frac{d\delta_m}{dt}$  est la déviation de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse synchrone. De plus, l'équation (2.23) montre l'accélération du rotor.

Si on remplace l'équation (2.23) dans (2.20), on obtient :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \Gamma_a = \Gamma_m - \Gamma_e (N.m) \quad (2.26)$$

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \Gamma_a \omega_m = \Gamma_m \omega_m - \Gamma_e \omega_m = P_a = P_m - P_e (N.m) \quad (2.27)$$

Où :

$P_a$  : Puissance d'accélération;

$P_m$  : Puissance mécanique fournie par la turbine;

$P_e$  : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques;

$J\omega_m$  : Couple angulaire du rotor.

À la vitesse synchrone, on peut mettre que  $J\omega_m$  est la constante d'inertie de la machine, notée par  $M$ .

$$J\omega_{msync} = M \quad (2.28)$$

Alors l'équation (2.25) devient :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e (W) \quad (2.29)$$

La constante d'inertie  $H$  est définie par :

$$H = \frac{\frac{1}{2} J\omega_{msync}^2}{S_{nomi}} = \frac{\frac{1}{2} J\omega_{msync}^2}{S_{nomi}} \text{ (joule / VA)} \quad (2.30)$$

Où :

$\frac{1}{2} J\omega_{msync}^2$  : Énergie cinétique à la vitesse synchrone.

$S_{nomi}$ : Puissance apparente nominale du générateur.

De (2.28):

$$M = \frac{2H}{\omega_{msync}} S_{nomi} \quad (2.31)$$

Si on remplace l'équation (2.28) dans (2.27) on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_{msync}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{nomi}} = \frac{P_m - P_e}{S_{nomi}} \quad (2.32)$$

Dans un générateur synchrone de  $p$  pôles, nous avons :

L'angle interne machine :

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_m \quad (2.33)$$

La Fréquence angulaire synchrone :

$$\omega_{msync} = \frac{P}{2} \omega_{msync} \quad (2.34)$$

Si on déplace les équations (2.31) et (2.32) dans (2.30) on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_{msync}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e(pu) \quad (2.35)$$

L'équation (2.33) est une équation différentielle de deuxième ordre qui décrit le mouvement du système. Cette équation de deuxième ordre est écrite sous forme de deux équations du premier ordre qui sont les équations différentielles à résoudre [7]:

$$\frac{2H}{\omega_{sync}} \frac{d\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e(pu) \quad (2.36)$$

$$\frac{d\delta}{dx} = \omega - \omega_{sync}(pu) \quad (2.37)$$

### 2.9.2. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tout événement qui peut conduire vers un blackout [8].

Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur :

#### 1) Augmentation de la constante d'inertie des générateurs

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque (équation (2.26)). L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

#### 2) Augmentation de la puissance active

Pour un défaut affectant le réseau de la Figure (2.9) le système conservera sa stabilité si  $\delta_n$  n'atteint pas  $\delta_{m1}$  (limites de stabilité). Par l'augmentation de la puissance active, et pour une puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent

également (Figure 2.8). En se référant à l'équation (2.27) cette solution peut être réalisée soit en augmentant la tension de service, soit en diminuant la réactance de transfert XE par la construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois).

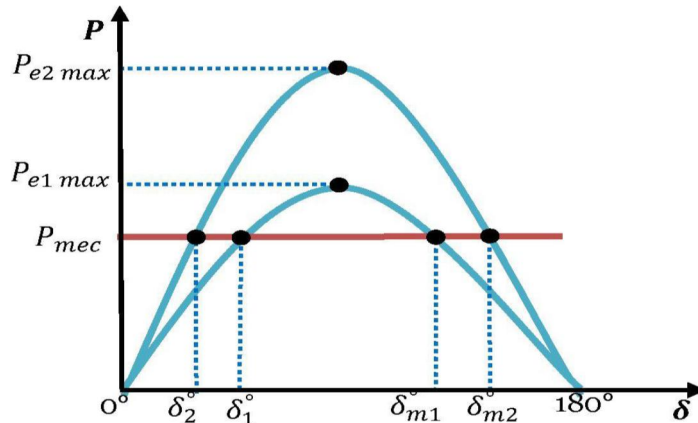


Figure 2.8 Influence de la puissance Active sur la marge de la stabilité [14].

Donc l'équation du système est décrite comme suit :

$$\frac{H}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \tag{2.38}$$

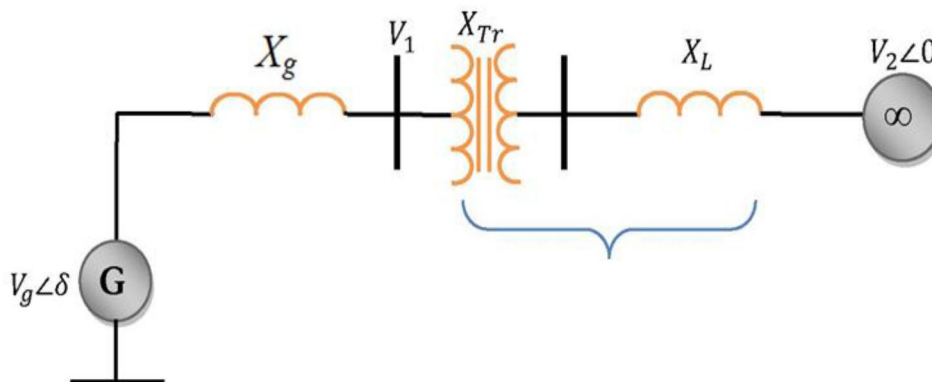


Figure 2.9 générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini

Dans l'état d'équilibre la puissance produite  $P_e$  par le rotor est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{V_g \cdot V_2}{X_g + X_{tr} + X_L} \tag{2.39}$$



$P_a$  : puissance de l'accélération (pu)

$P_e$  : puissance électrique (pu)

$P_m$  : puissance mécanique (pu)

$\delta$  : angle interne de la machine (rad)

$H$  : constante d'inertie (rad)

$\omega_0$ : pulsation de référence

### **3) Installation des protections et des appareils de coupure rapides**

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée.

Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

### **4) Implantation des valves rapides des turbines à gaz**

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

### **5) Installation des résistances d'amortissement :**

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

### **6) Utilisation des PSS**

Les stabilisateurs de puissance (PSS, Power System Stabilizers) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales [14].

### **7) Utilisation des AVR et des régulations de vitesses**

Il y a aussi l'utilisation des AVR et les régulateurs de vitesse qui interviennent dans la régulation de la stabilité du réseau.

**2.10. Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID)**

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement. Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,...) sans perdre sa stabilité.

D'après l'équation de mouvement de la machine :

$$t_c = \sqrt{\frac{H(\delta_c - \delta_0)}{90 \cdot f \cdot P_m}} \quad (2.44)$$

**2.11. Conclusion**

Nous nous sommes focalisé dans ce deuxième chapitre sur la modélisation de notre réseau. Pour l'alternateur nous avons utilisé la transformation de Park et nous avons énuméré quelques méthodes d'améliorations de la stabilité transitoires. Le chapitre suivant est réservé aux régulateurs classiques et l'énergie éolienne.

# CHAPITRE 3

LES RÉGULATEURS  
CLASSIQUES ET L'ÉNERGIE  
ÉOLIENNE

### 3.1. Introduction

Dans l'évaluation de la stabilité, la plus grande attention est portée au comportement du réseau face à de petites ou de grandes perturbations. Après l'élimination d'une perturbation, le réseau sera stable s'il continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs. L'instabilité d'un réseau peut avoir différentes origines et se manifester de plusieurs façons. Dans l'analyse des réseaux électriques, l'identification des causes d'instabilité et la connaissance des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable du réseau sont très importantes [3].

Dans ce chapitre nous allons parler des moyens classiques nous permettant d'améliorer la stabilité transitoire. Il s'agit de l'AVR (Automatic Voltage regulator) et du PSS (Power System Stabilizer).

Comme nous allons nous rabattre sur l'asservissement pour comprendre notre situation ou sa modélisation, il va falloir donner quelques définitions sur ce dernier.

### 3.2. Généralité sur les systèmes asservis

#### 3.2.1. Définitions

- **La régulation** : regroupe l'ensemble des techniques utilisées visant à contrôler une grandeur physique. Par exemple : Pression, température, débit, niveau etc...
- **La grandeur réglée** : est la grandeur physique que l'on désire contrôler. Elle donne son nom à la régulation. Par exemple : une régulation de température.
- **La consigne** : est la valeur que doit prendre la grandeur réglée.
- **La grandeur réglant** : est la grandeur physique qui a été choisie pour contrôler la grandeur réglée. Elle n'est pas généralement de la même nature que la grandeur réglée.
- **Les grandeurs perturbatrices** : sont les grandeurs physiques qui influencent la grandeur réglée. Elles ne sont pas généralement de la même nature que la grandeur réglée.
- **L'organe de réglage** : est l'élément qui agit sur la grandeur réglant [7].

**3.2.2. L'objectif global de la régulation**

Peut se résumer par ces trois mots clefs : mesurer, comparer, corriger. Cependant, chaque procédé possède ses exigences propres, chaque appareil possède ses propres conditions de fonctionnement. Il est donc indispensable que la régulation soit conçue pour satisfaire aux besoins particuliers liés à la sécurité, aux impératifs de production et aux matériels.

La régulation est l'action de régler automatiquement une grandeur de telle sorte que celle-ci garde constamment sa valeur ou reste proche de la valeur désirée, quelles que soient les perturbations qui peuvent subvenir.

**3.3. Les régulateurs de tension**

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau. Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (AVR : Automatic Voltage Regulator) [17].

Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie où absorbée selon les besoins des charges. En outre ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance.

Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation. [18].

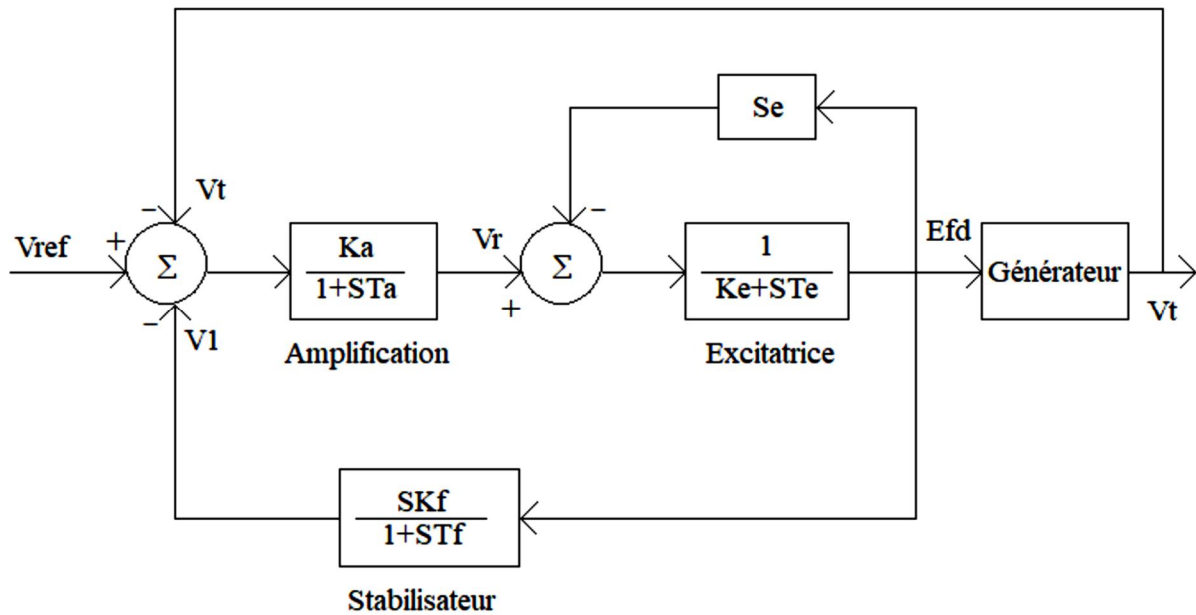


Figure 3.1 Modèle du régulateur de tension du type IEEE

3.3.1. Amplification

L'amplificateur de tension est l'organe principal du système de régulation sa fonction est d'amplifier le signal d'erreur entre la tension de consigne (ou de référence) et la tension mesurée. Le signal amplifié est injecté ensuite vers l'excitatrice. L'amplificateur doit avoir une caractéristique de robustesse de haute qualité afin de pouvoir affronter l'apparition brusque de larges signaux d'erreur.

Pour protéger l'entrée de l'excitatrice contre les surtensions exagérées, les seuils de la tension Vr de l'application doivent être fixés à priori. Pour cette raison un limiteur de tension robuste est connecté en cascade entre l'amplificateur et l'excitatrice, ce dernier impose des valeurs de saturation Vrmin et Vrmax. Figure 3.2

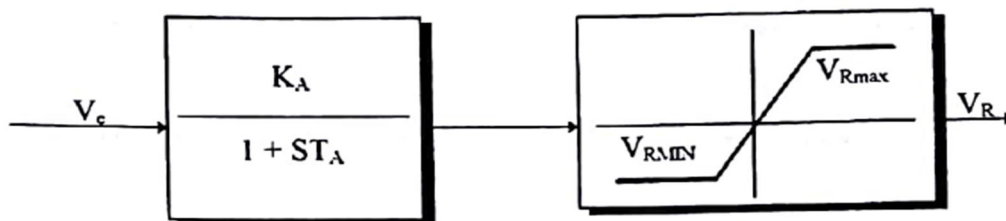


Figure 3.2 Amplification

### 3.3.2. Excitatrice et bloc de saturation

Le système d'excitation ajuste la tension d'entrée du circuit d'excitation de la machine synchrone. Dans le cas où l'excitatrice est une machine à courant continu, on peut la représenter en valeur réduite par la fonction de transfert illustrée par la figure 3.3

$K_e$  et  $T_e$  : caractérisent cette fonction de transfert

On tient compte de l'effet de saturation par la fonction

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex}} E_{fd}$$

Où :  $e_x$  et  $B_{ex}$  sont des constantes

$E_{fd}$  est la tension d'excitation

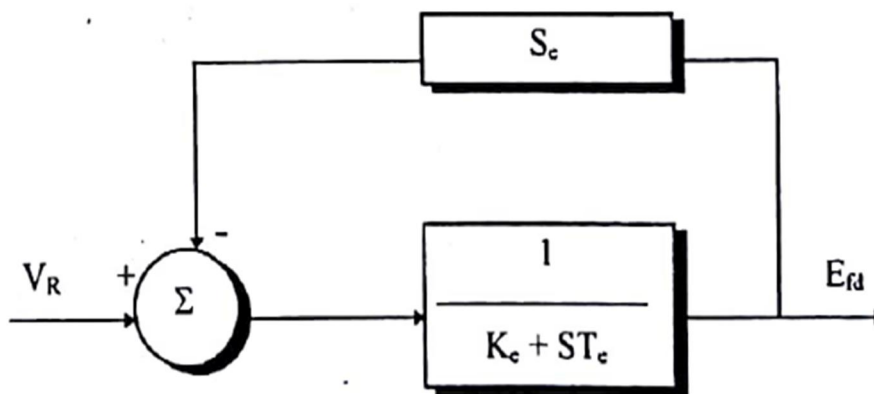


Figure 3.3 excitatrice et saturation

### 3.4. Principe de fonctionnement d'un (PSS) :

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur.

Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment.



Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants :

➤ Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système.

➤ Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes.

➤ Minimiser la probabilité d'effets défavorables, à savoir :

1. Les interactions avec les phénomènes de hautes fréquences dans le système de puissance telle la résonance dans le réseau de transport.

2. Les instabilités locales dans la bande de l'action désirée du système de contrôle. être suffisamment robuste pour permettre au système de contrôle d'assurer ses objectifs pour divers points de fonctionnement probables du système de puissance.

### **3.5. Le choix du signal d'entrée de PSS**

Le choix du signal d'entrée de PSS représente une étape critique dans la conception du PSS. Plusieurs considérations interviennent dans ce choix, telles:

La sensibilité du signal d'entrée aux oscillations électromécaniques (autrement dit, les modes oscillatoires doivent être "observables" dans le signal choisi).

L'insensibilité du signal d'entrée du PSS à son propre signal de sortie. D'une façon similaire, la sensibilité doit être très la plus faible possible pour les signaux de sortie d'autres PSS.

Un bon résultat peut être obtenu si l'entrée du PSS est la variation de la vitesse de rotor ( $\Delta\omega$ ), la variation de puissance produite du générateur ( $\Delta P_e$ ) ou la fréquence du jeu de barre ( $\Delta f$ ). Etant donné que le PSS est utilisé pour produire un couple électrique proportionnel à la variation de vitesse, il apparaît donc plus convenable d'utiliser la variation de vitesse ( $\Delta\omega$ ) comme entrée du PSS. Cependant, quel que soit le signal d'entrée, la fonction de transfert du PSS doit compenser les caractéristiques de phase du système d'excitation, des parties électriques du générateur et des autres parties électriques du système. L'ensemble de ces dernières déterminent la fonction

de transfert entre l'entrée du système d'excitation ( $\Delta V_{er}$ ) et le couple électrique du générateur ( $\Delta T_e$ ), Cette fonction de transfert est dénotée  $GEP(s)$ , figure (3.4).

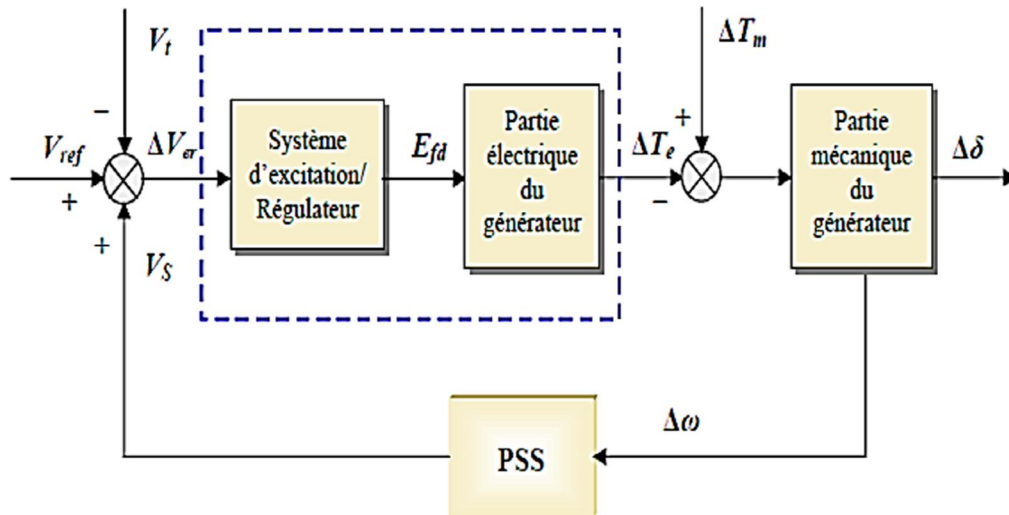


Figure 3.4 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système

### 3.6. Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [20]. La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [21]. 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 [11].

### 3.7. Energie éolienne

L'énergie éolienne est une ressource d'origine solaire, provient du déplacement des masses d'air qui est du indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autre une différence de pression est créée et la masse d'air est en perpétuel déplacement. Environ 0,25% du rayonnement solaire total est converti en énergie éolienne. L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée).

L'énergie éolienne est devenue aujourd'hui une réalité. Elle est en plein développement en terme de puissance installée dans le monde .Plusieurs facteurs ont contribué et contribuent encore à son essor : l'énergie éolienne est propre, abondante, prometteuse et la source d'énergie renouvelable la plus fiable.

#### 3.7.1. Définition du système éolien

Un système éolien ou un aérogénérateur ou encore une éolienne peut être défini comme étant: un système composé d'éléments aptes à transformer une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [22].

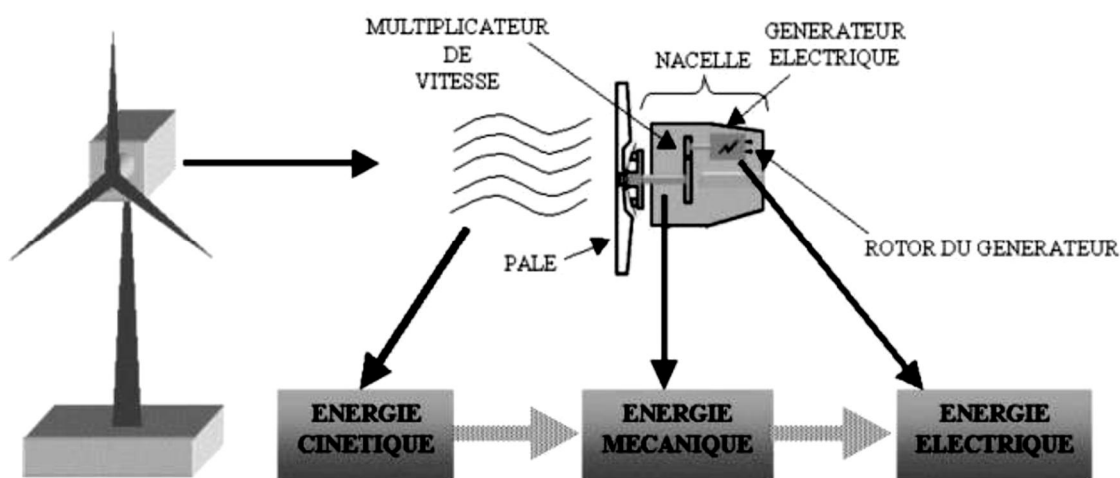


Figure 3.5 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée. 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 dans des zones géographiquement de turbulences. Les aérogénérateurs de grande taille sont parfois construits isolément ou rassemblés en groupes (parcs d'éoliennes) comportant dix éléments ou plus, parfois même des centaines [14].

Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. La fabrication de ces différents éléments est d'une technologie avancée, ce qui les rend par conséquent onéreux [23].

### **3.7.2. Les différents types d'un système éolien**

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

#### **1. Les éoliennes 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. Ce type d'éolienne (Figure 3.6) a fait l'objet de nombreuses recherches. Il présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et de posséder une partie mécanique (multiplication et génératrice ) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance, en revanche, certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mât, souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques poussant ainsi les constructeurs à pratiquement abandonner ces aérogénérateurs (sauf pour les très faibles puissances) au profit d'éoliennes à axe horizontal.



Figure 3.6 Eoliennes à axe vertical.

## 2. Les éoliennes à axe horizontal

Ce sont les machines les plus répandues actuellement du fait de :

- Leur rendement est supérieur à celui de toutes les autres machines. Elles sont appelées éoliennes à axe horizontal car l'axe de rotation du rotor est horizontal, parallèle à la direction de vent.
- Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales, ou des hélices multiples pour le pompage de l'eau.
- Elles ont un rendement élevé.
- Les éoliennes à axe horizontal (ou à hélice) sont de conception simple.

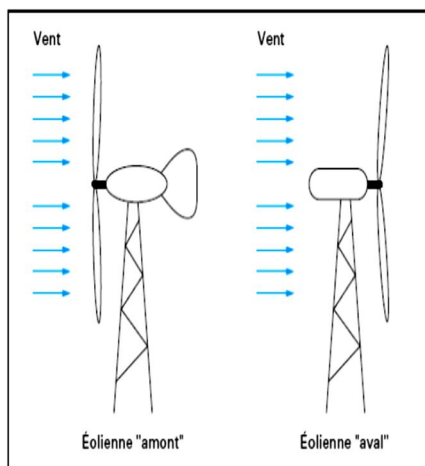


Figure 3.7 Configuration à axe horizontal

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale.

- Eoliennes de petite puissance : inférieur à 40 W.

- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieur à 1 MW.

A titre de comparaison, le tableau ci-dessous propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

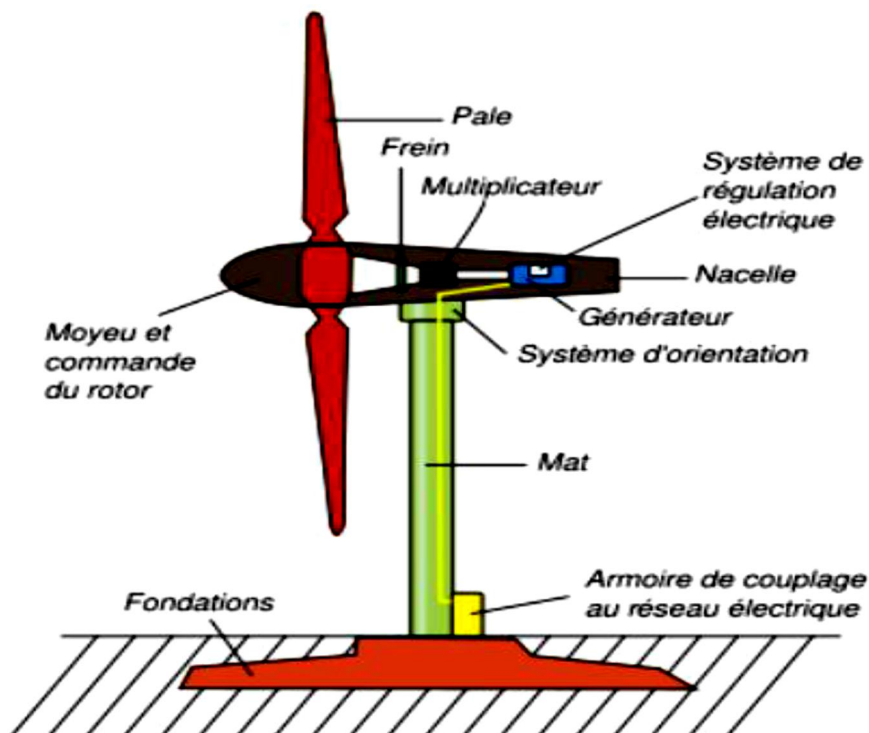
Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 kW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 kW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

**Tableau 3.1 classification des turbines.**

**3.7.3. Principaux composants d'une éolienne (à axe horizontal)**

Une éolienne est généralement constituée de trois éléments principaux (Figure 3.8).

- le mât
- la nacelle
- le rotor



**Figure 3.8 Structure générale d'une éolienne**

**a) Le mât**

Généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique. Il doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol.

**b) La nacelle**

Regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur, système de commande, système de refroidissement, frein à disque différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge.

Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent).

A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

**c) Le rotor**

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 étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

Il existe deux types de rotor, les rotors à vitesse fixe et les rotors à vitesse variable.

**1. Les rotors à vitesse fixe**

Sont souvent munis d'un système d'orientation de pales 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.

**2. Les rotors à vitesse variable**

Sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites, la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique)

[14].

**3.7.4. Types d'aérogénérateurs dans les systèmes éoliens**

L'application la plus fréquente des turbines éoliennes est aujourd'hui la production d'électricité. Pour cela, l'utilisation d'une machine électrique est indispensable.

**a) Générateur Asynchrone (IG)**

Le principe de fonctionnement d'une génératrice asynchrone peut être traduit comme suit: C'est une machine à induction asynchrone qui transforme de l'énergie mécanique en énergie électrique. Pour réaliser la génération de l'énergie électrique la machine doit être entraînée au-delà de la vitesse de synchronisme (variable suivant la charge) le cas d'une génératrice à cage d'écureuil.

Le générateur à induction est largement utilisé dans les turbines éoliennes de moyenne et grande puissance en raison de sa robustesse. la connexion directe au réseau de ce type de machine est bien plus douce grâce à la variation du glissement se produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor, sa simplicité mécanique et son coût réduit. Son inconvénient majeur est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator.

**b) Générateur Synchrone (SG)**

L'avantage du générateur synchrone sur l'IG est l'absence de courant réactif de magnétisation. Celui-ci est créé par des bobines ou par des aimants permanents, placés sur le rotor tournant induisant un courant dans le stator bobiné. Cette génératrice étant indépendante du réseau, elle fournit une fréquence variable en fonction de la vitesse de rotation, donc de la vitesse du vent.

Le raccordement au réseau, qui lui exige une fréquence fixe, s'effectue par un convertisseur qui comporte un étage redresseur, un bus continu et un onduleur : on reconstruit donc une onde sinusoïdale parfaite, ce qui permet aussi de gérer plus facilement la qualité de l'énergie produite. (Figure 3.9), la régulation de puissance s'effectue en partie au niveau de ce convertisseur. Lequel permet un fonctionnement à vitesse variable. Pour des unités de petites tailles.

Le générateur synchrone à aimants permanents (PMSG) est plus simple et moins coûteux avec la caractéristique d'auto excitation qui permet de fonctionner avec un



facteur de puissance élevé et un bon rendement, ce qui le rend propice à l'application à des systèmes de génération éolienne [14].

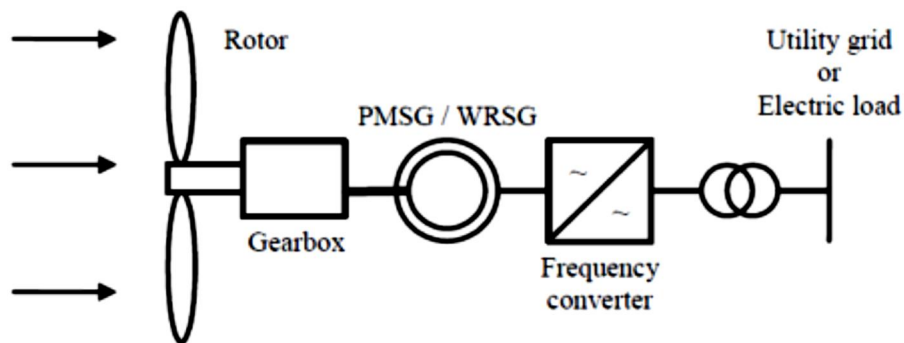


Figure 3.9 Système avec GS pour un fonctionnement à vitesse variable

**c) La Génératrice électrique à courant continu**

La génératrice à courant continu (à excitation séparée) est une machine tournante qui transforme de l'énergie mécanique en énergie électrique apparaissant sous forme de tension et courant continu. Elle comporte deux circuits bobinés (Figure 3.10):

1. L'un est un circuit inducteur, porté par le stator, et il crée un champ de direction fixe sous les pôles de la machine ; il est pour cela appelé «circuit de champ» ou encore «circuit d'excitation».
2. L'autre est un circuit induit ou circuit d'armature, porté par l'armature du rotor ; il crée des forces électromotrices induites 'F.E.M'.

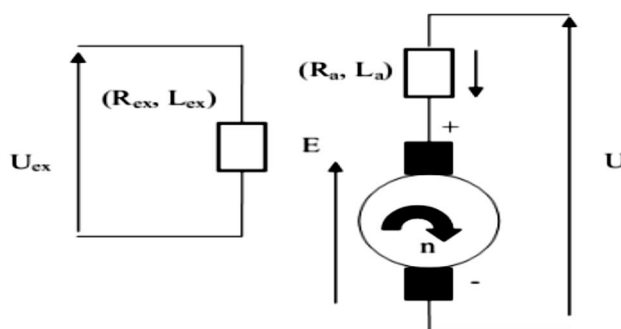


Figure 3.10 Schémas équivalent électrique d'une génératrice à courant continu à excitation séparée

**d) La Génératrice à structures spéciales**

Des machines à structures spéciales avec un principe de fonctionnement spécial aussi. Le but de leurs fabrications est la réponse au besoin actuel, mentionnant par exemple : la machine à réluctance variable, la Machine Asynchrone Double Stator, ...

**3.7.5. Utilisation des systèmes éoliens**

La technologie des systèmes éoliens, très fiable et très souple, depuis des siècles, de multiples usages :

- Le pompage de l'eau: Depuis des générations, on utilise le vent comme source d'énergie fiable et économique dans les systèmes de pompage de l'eau. Dans les régions rurales ou éloignées.
- Fermes et ranchs: Les fermiers utilisent le vent pendant des siècles pour pomper l'eau. Les systèmes éoliens peuvent, de nos jours, rendre encore plus de services dans une exploitation agricole moderne. Comme ils représentent la solution idéale lorsqu'on a besoin d'électricité à basse tension dans des endroits éloignés.
- Usage domestique: Les habitants de la campagne, désireux de réduire l'effet indésirable sur l'environnement de leur consommation d'énergie, peuvent restreindre leur dépendance par rapport au réseau d'électricité en utilisant un système éolien.

**3.7.6. Avantages et inconvénients d'un système éolien****a) 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'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- L'énergie éolienne est une énergie propre.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace. L'énergie éolienne possède d'autre part des atouts économiques certains.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont minimales.

**b) Inconvénients**

- La nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour le raccordement au réseau.
- Le cout de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classiques surtout sur les sites moins ventés.
- Le bruit : la source essentielle du bruit dans les éoliennes est le multiplicateur, ce dernier commence à disparaître après l'apparition des éoliennes à attaque directe [24].

**3.8. Conclusion :**

Nous avons parlé dans ce chapitre des régulateurs classiques qui sont les AVR et les PSS dans la régulation de la stabilité transitoire. Nous avons aussi énuméré les différents types d'éoliennes, leurs avantages et inconvénients.

# CHAPITRE 4

SIMULATION ET  
INTERPRÉTATION DES  
RÉSULTATS

**4.1. Introduction.**

Les réseaux électriques sont toujours exposés à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs constituants notamment les générateurs, les transformateurs, les lignes, les charges etc...

Ces perturbations peuvent être externes ou internes. Elles conduisent souvent à la perte de stabilité de tout le système ou voire la perte de synchronisme si l'on n'arrive pas à la corriger dans un bref délai.

Alors dans le cas où, nous ne corrigeons pas cette perturbation, nous perdrons l'équilibre production-consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service n'est alors plus assurée.

Dans le présent chapitre, nous allons étudier le comportement du réseau modèle d'IEEE 9 nœuds, soumis aux différents types de défauts avant et après l'intégration des sources renouvelables (énergie éolienne), en cherchant à améliorer les allures des paramètres du réseau.

**4.2. Le réseau test**

Dans notre cas de simulation l'exemple choisi est un réseau de type IEEE 3 générateurs 9 bus.

Nous nous focalisons sur les paramètres tels que les tensions aux bornes des générateurs, leurs vitesses, les angles de charges, la puissance injectée par l'éolienne. Notre simulation était focalisée sur cet exemple ci-dessous. L'utilisation du logiciel Matlab nous a permis d'obtenir plusieurs paramètres indiqués sur les différentes figures qui viennent après.

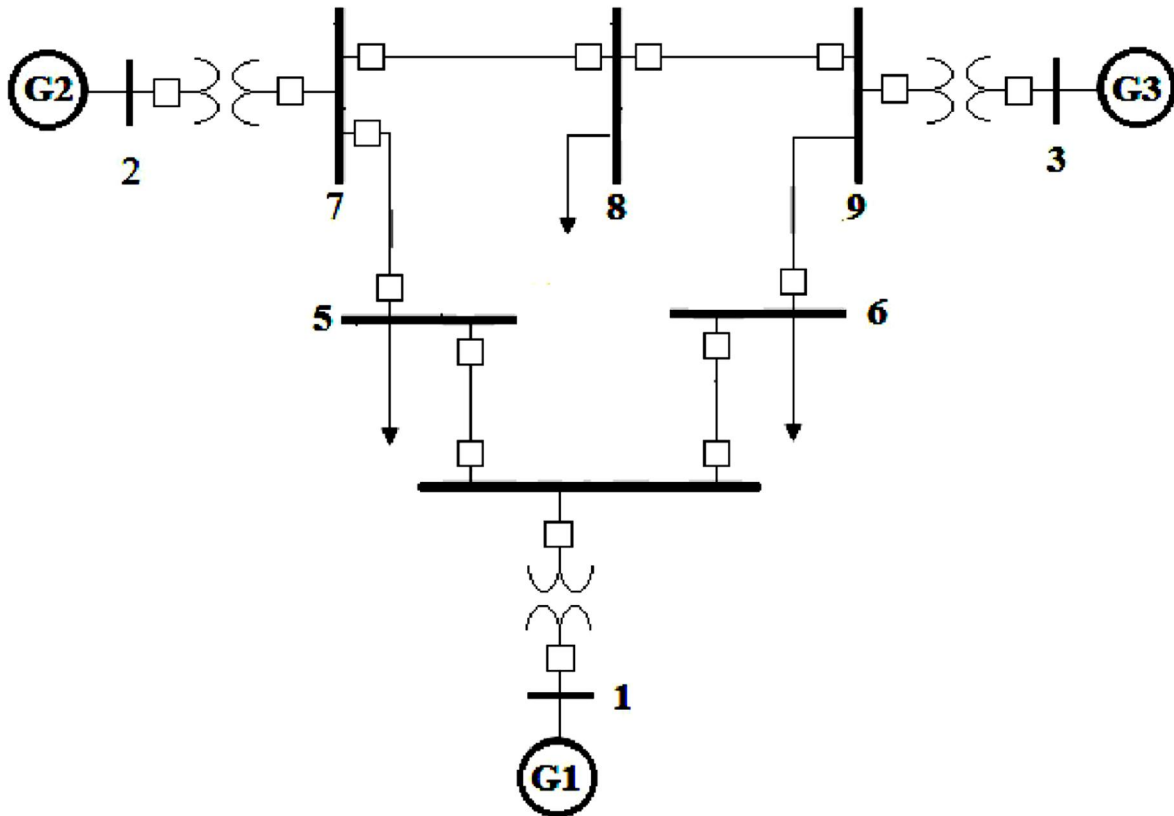
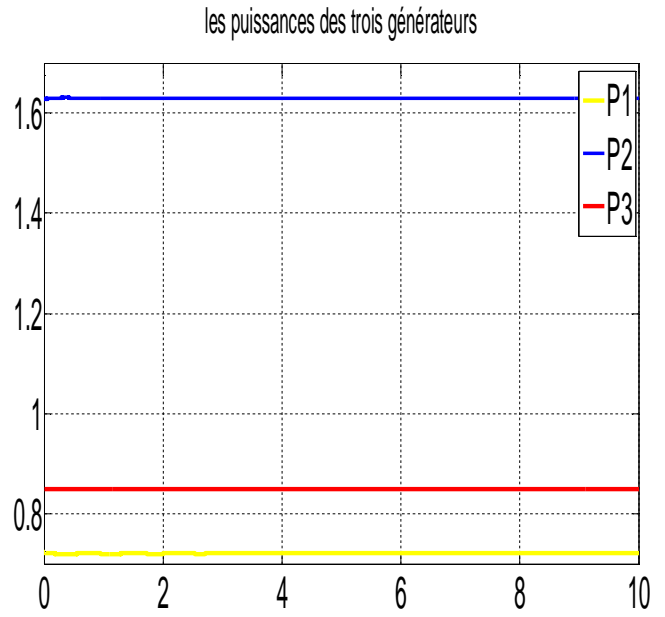
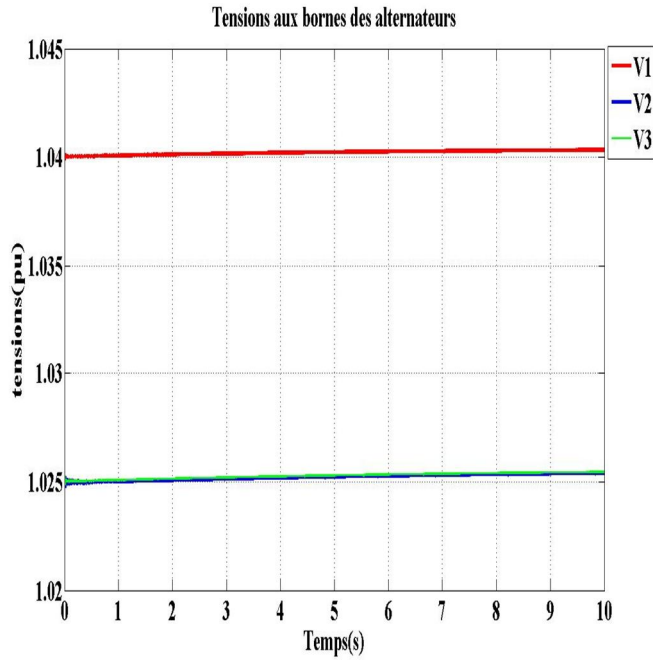


Figure 4.1 schéma global du réseau test IEEE 3 Générateurs 9 bus

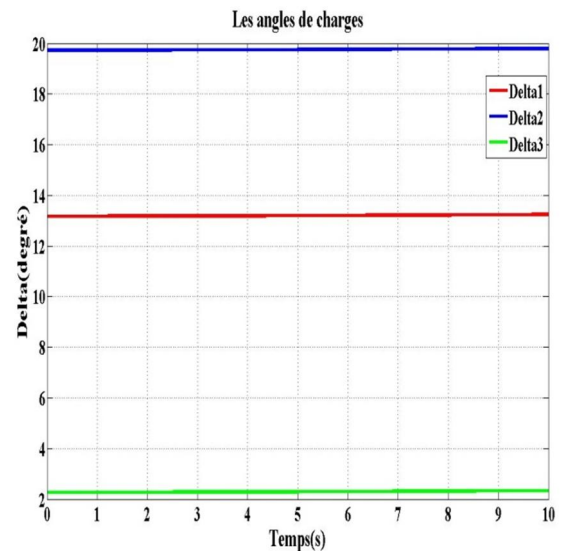
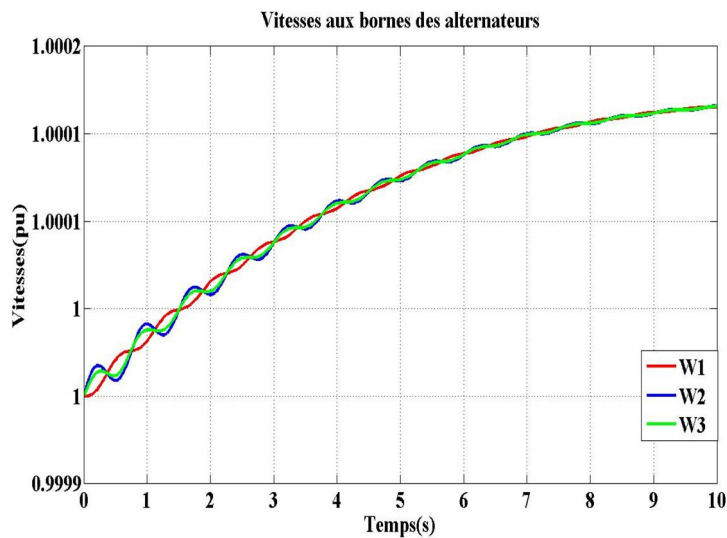
### 4.3. Simulation

Nous avons simulé le réseau IEEE 3 générateurs 9 bus pour un premier cas sans régulation ni présence d'une source éolienne. Nous sommes dans une situation de fonctionnement permanent c'est-à-dire stable. Voici les résultats qui en découlent. Nos valeurs de références sont



a) Tensions

b) Puissances



c) Vitesses

d) Delta

Nos puissances ont pour valeurs :  $P1=0.721pu$  ;  $P2=1.63pu$  ;  $P3=0.85pu$ .

Nos angles de charges ont pour valeurs :  $\delta1=2.2717^\circ$  ;  $\delta2=19.7315^\circ$  ;  $\delta3=13.1752^\circ$  ;

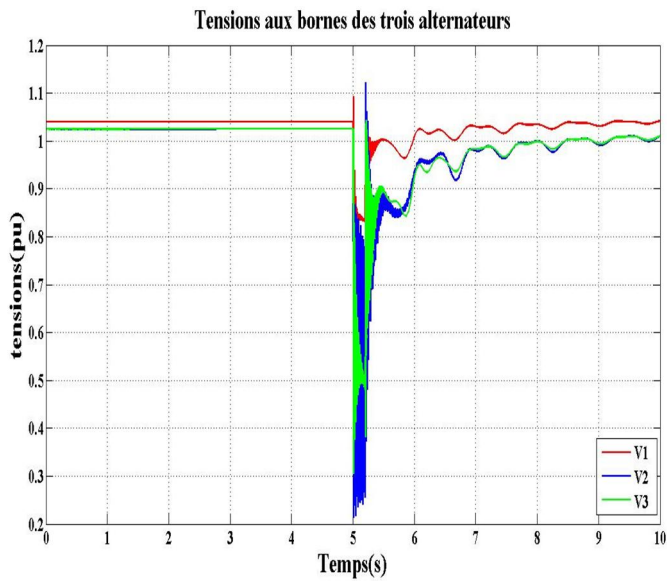
Nos vitesses ont toutes pour valeurs  $W1=W2=W3=1pu$

Figure 4.2 Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 bus

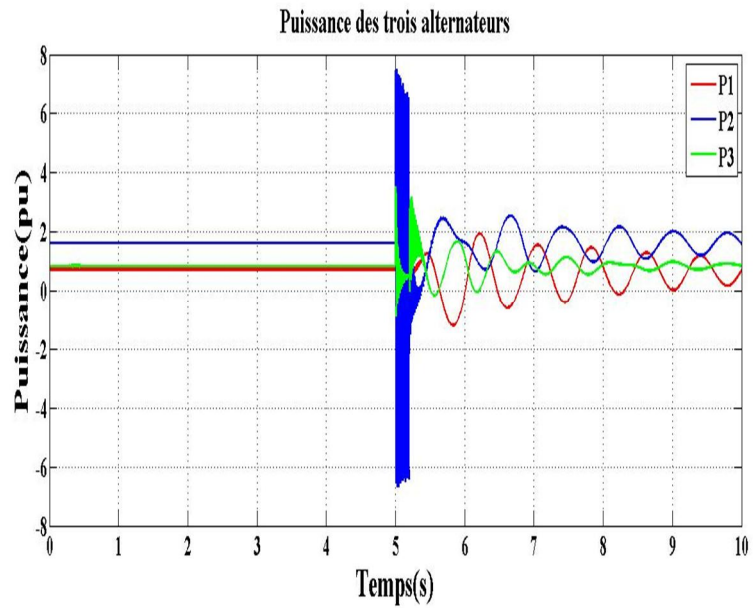
#### 4.4. Description du défaut :

Dans cette situation le défaut choisi est un court-circuit triphasé sur le jeu\_de barre bus7. Ce défaut dur 200 ms et nous avons choisi l'intervalle [5 5.2].

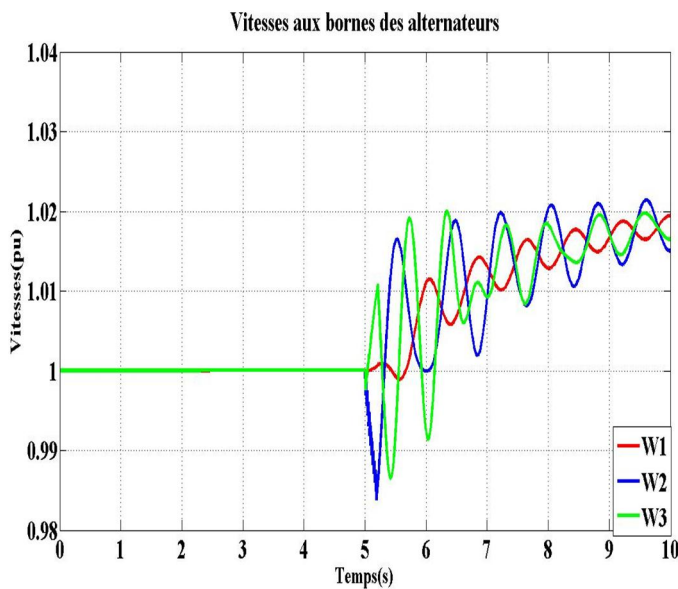




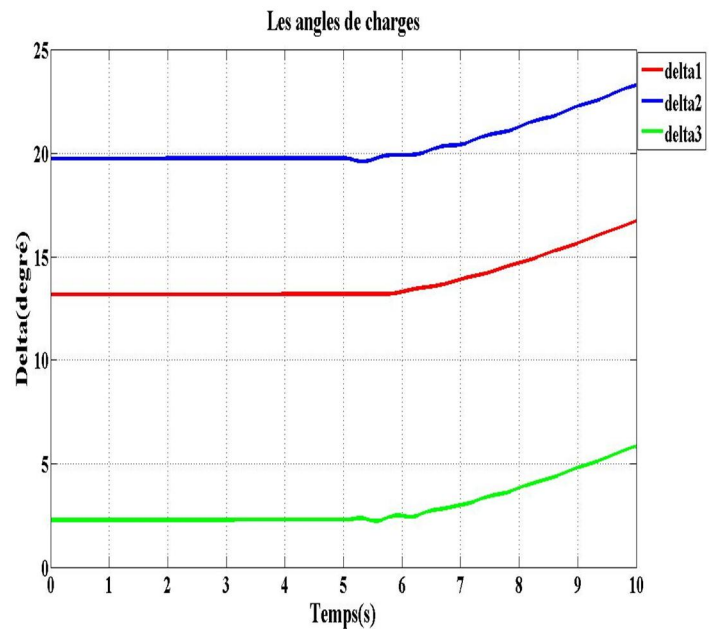
a) Tensions



b) Puissances



c) Vitesses

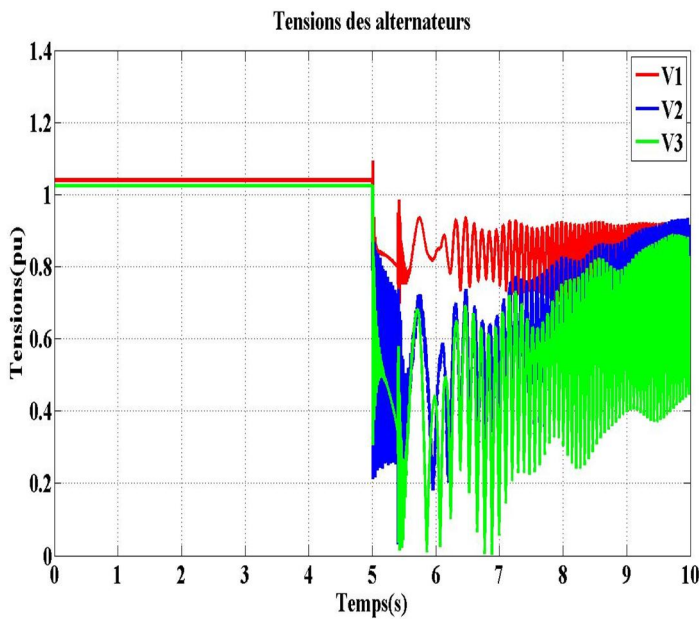


d) Delta

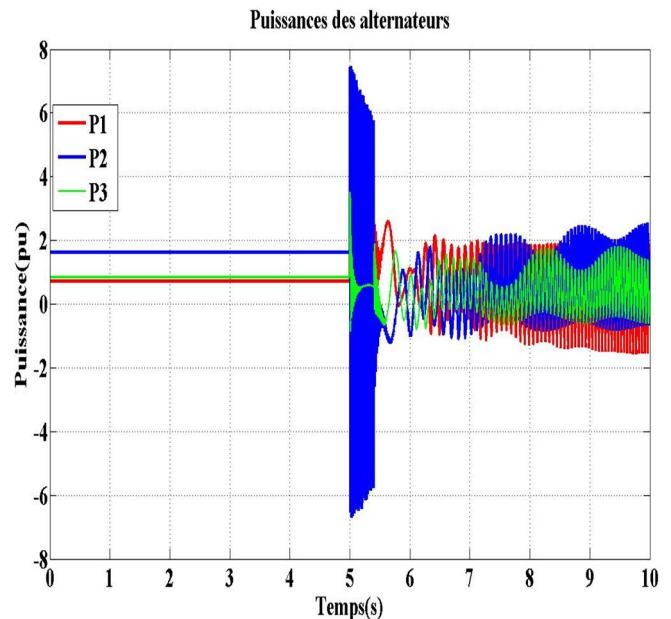
Figure 4.3 défaut pour  $T_d=200$  ms

On observe que l'application d'un défaut de 200 ms affecte la stabilité du système de façon modérée, ce qui nous conduit à choisir une durée plus importante d'application du défaut.

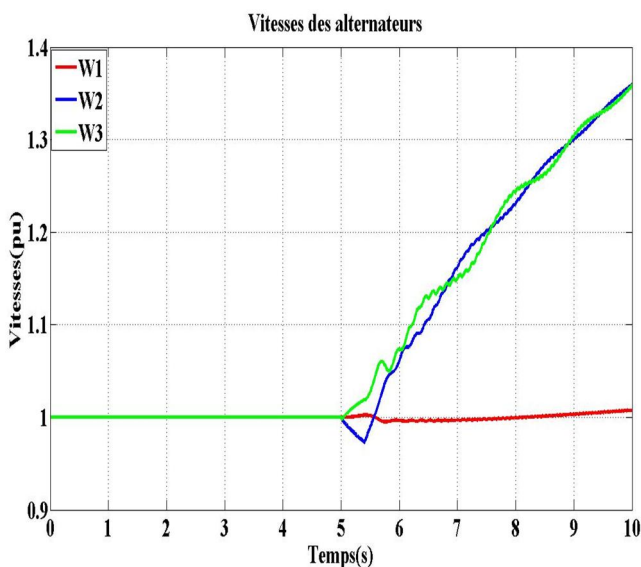
➤ On applique le même défaut en augmentant la durée d'application de défaut à [5 5.4] c'est-à-dire  $T_d=400$  ms



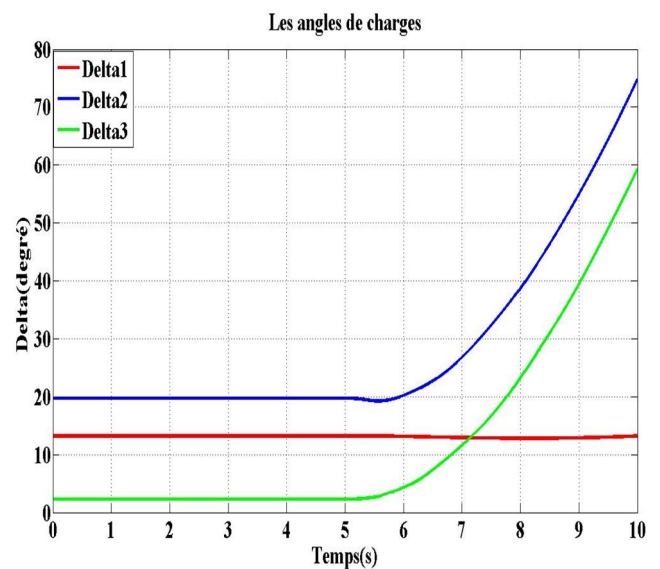
a) Tensions



b) Puissances



c) Vitesses



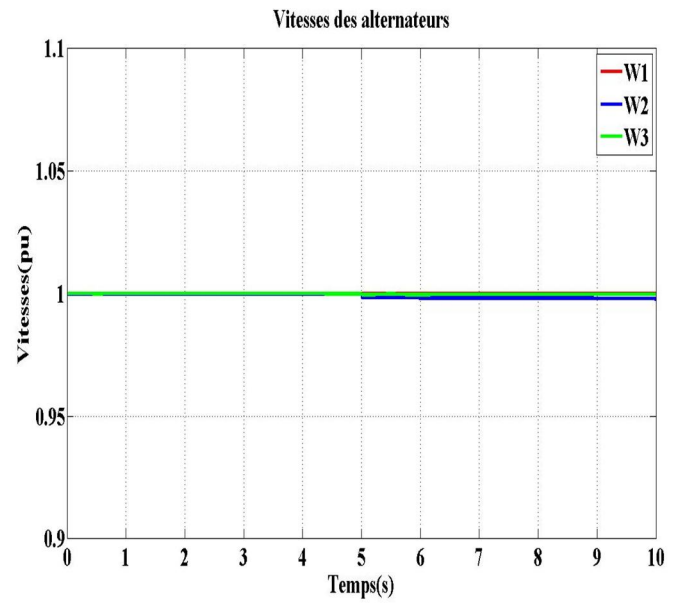
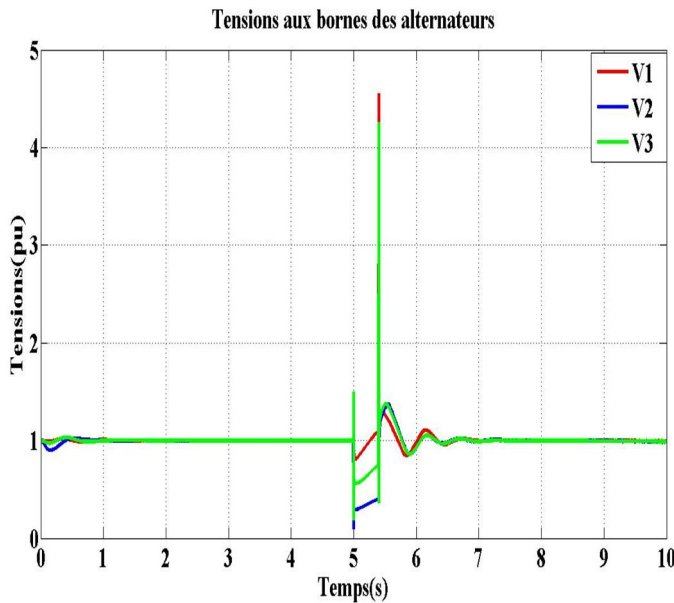
d) Delta

Figure 4.4 défaut pour  $T_d=400$  ms

Après l'application du défaut de durée 400 ms nous observons (figure 4.4) que la stabilité des paramètres du système est plus affectée et notamment pour la machine 2 et 3, chose qui peut s'expliquer par le fait de l'éloignement du point d'application du défaut de la machine 1.

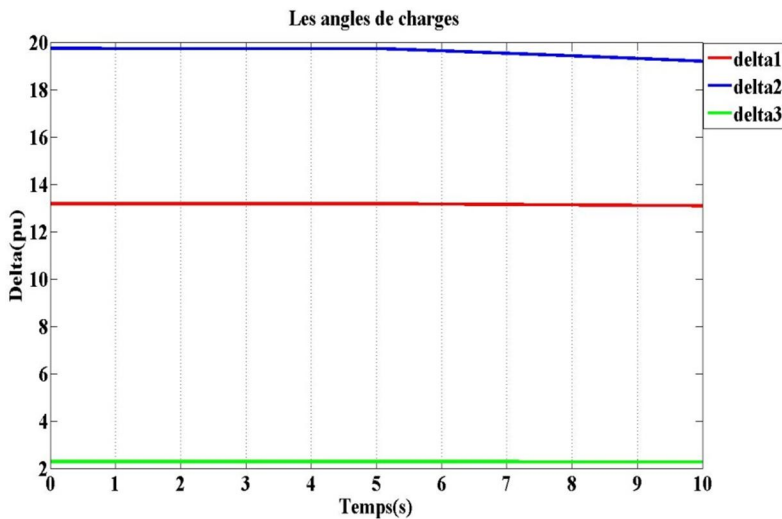
4.5. Présence du régulateur :

Lorsque nous ajoutons les systèmes de régulations, comme l'AVR nous remarquons que les paramètres deviennent stables, sachant que nous avons  $T_d=400$  ms ;



a) Tensions

b) Vitesses



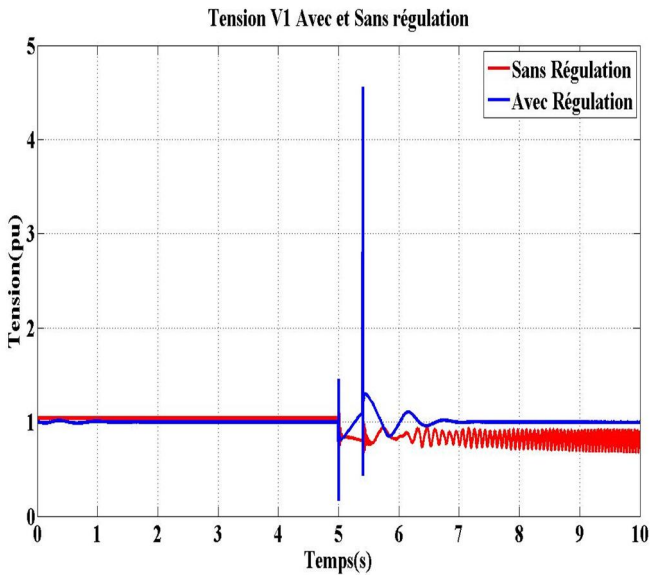
c) Delta

Figure 4.5 défaut pour  $T_d=400$  ms en présence de l'AVR

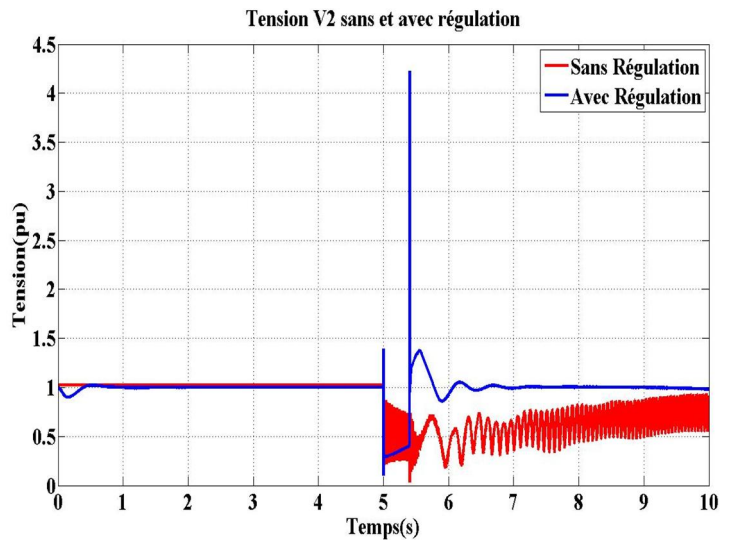
Nous remarquons l'effet du régulateur de tension sur le comportement du réseau en présence du défaut. Ce régulateur peut contrôler rapidement cette instabilité qui est éliminée au bout de  $t=6$  s (figure 4.5).

4.6. Comparaison des résultats obtenus :

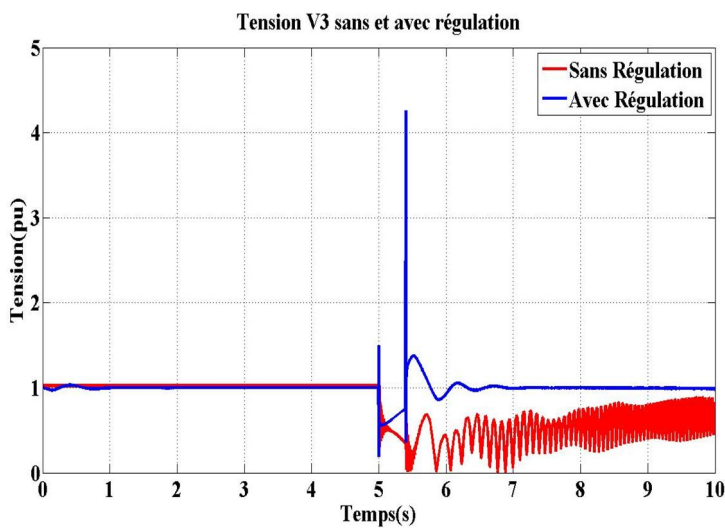
Nous remarquons une grande différence sur les allures sans les régulateurs et leurs présences.



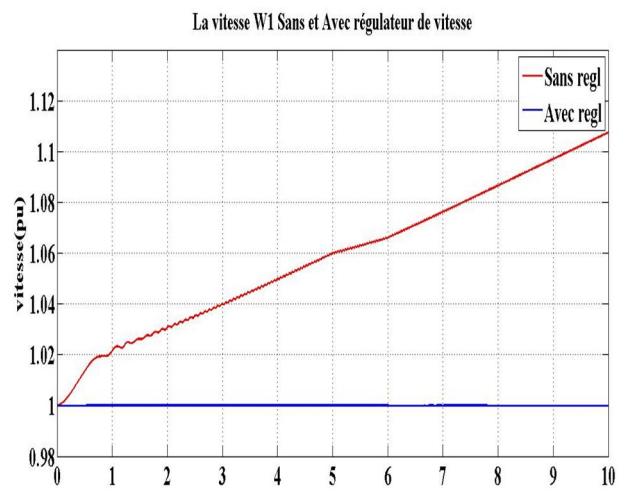
a) Tensions V1



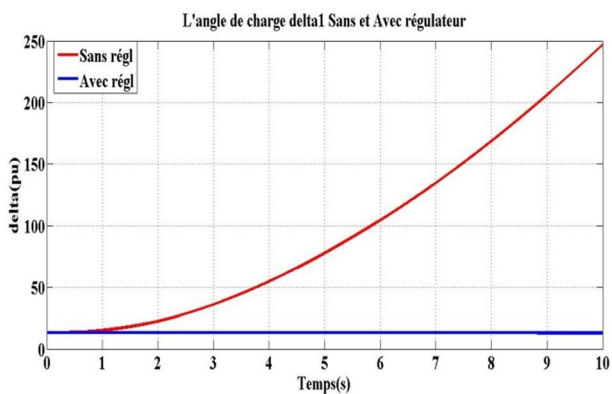
b) Tensions V2



c) Tensions V3



d) Vitesses V1



e) Delta

Figure 4.6 comparaisons entre présence ou absence de régulation défaut pour  $T_d=400$  ms

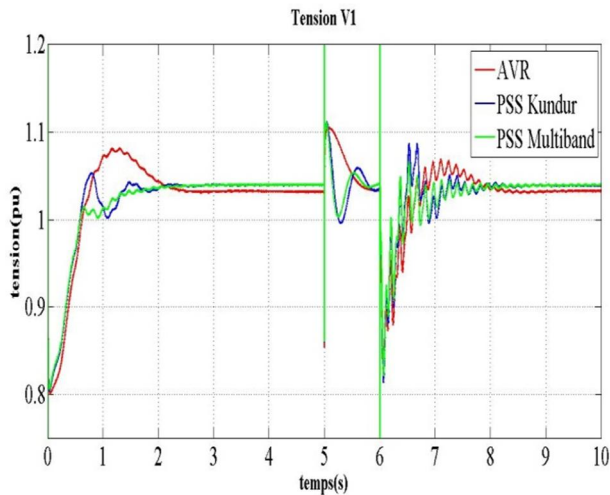
Afin de mieux montrer l'effet des régulateurs de tension sur le système, nous avons tracé les caractéristiques en présence et en l'absence du régulateur sur la même figure.

Ce qui montre clairement l'effet de cette régulation sur le comportement du système (figure 4.6).

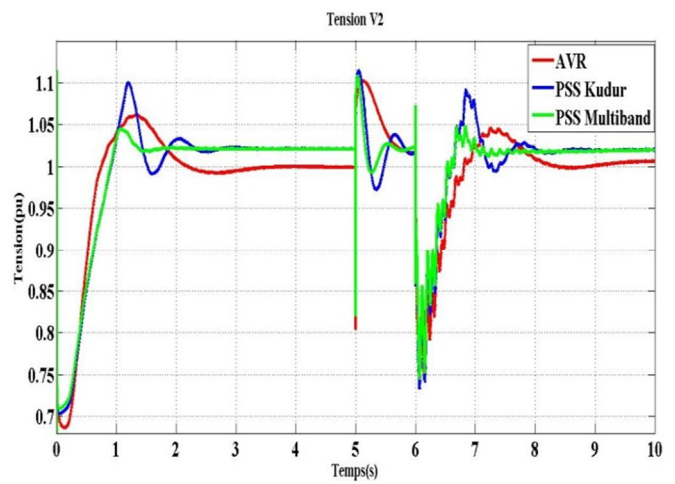
**4.7. Présence ou introduction du PSS**

Dans le but d'obtenir de meilleurs résultats de simulations, nous avons choisis d'introduire un autre régulateur que nous avons vu au chapitre précédent, le PSS. Ce régulateur est pris sous deux model :

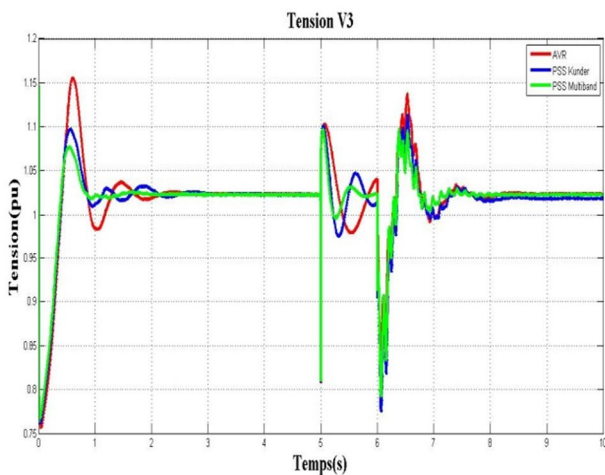
- Un PSS Multiband
- Un PSS Kundur



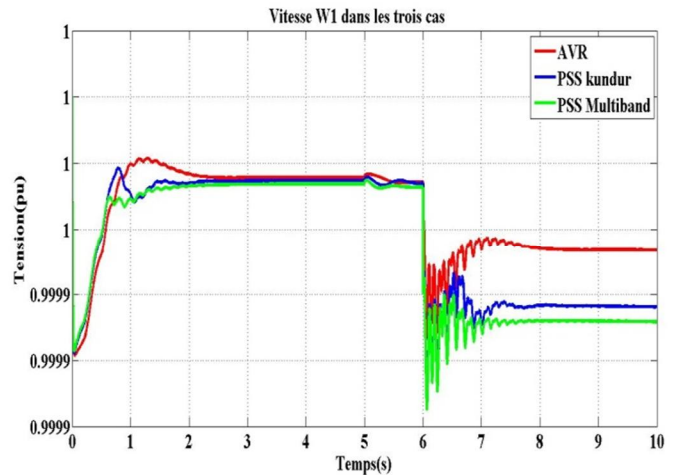
a) Tensions V1



b) Tensions V2



c) Tensions V3



d) Vitesses W1

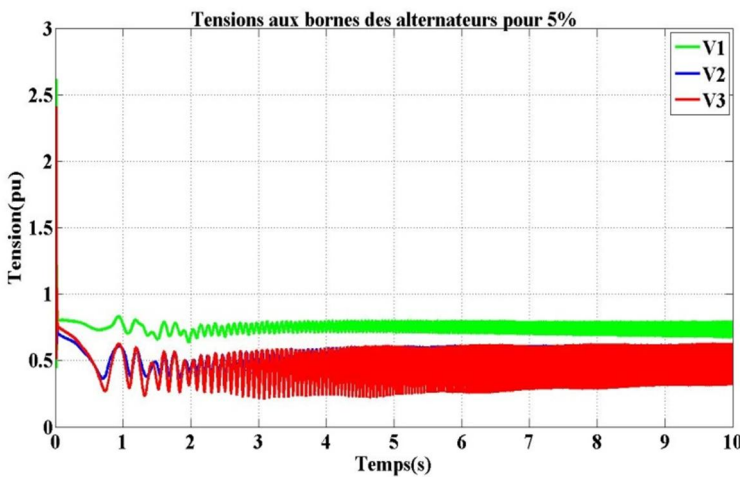
**Figure 4.7 influence du PSS**

On observe sur les figure 4.7 que les résultats obtenus avec un PSS Multiband sont nettement meilleurs à ceux obtenus avec un AVR ou PSS Kundur.

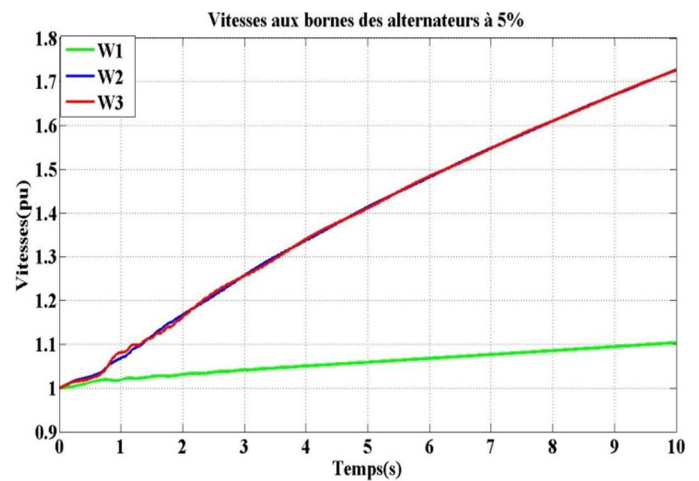
**4.8. Intégration d'une production éolienne et absence de régulation**

L'éolienne sera considérée comme une source active équipée par un générateur asynchrone de type (MAS)

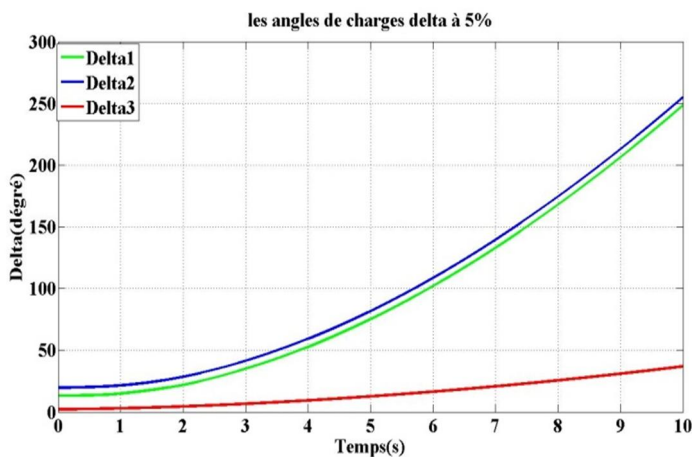
La valeur totale des charges est de 315MW de l'ensemble de notre réseau. Alors la ferme s'en charge d'une contribution de 5% de la demande c'est-à-dire 15.75MW. Nous avons aussi simulé pour des contributions au-delà de cette valeur. Par exemple 10% ,15% et 20%. Mais nous nous sommes intéressés juste à 5% pour voir l'effet qu'elle a sur la stabilité transitoire du réseau lors de l'injection ou de la déconnection.



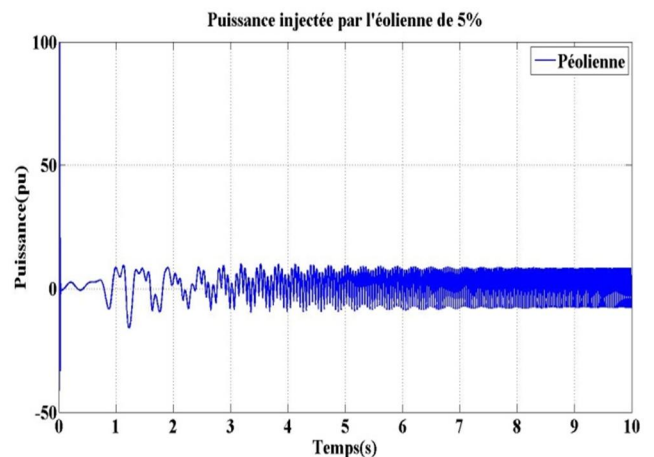
a) Tensions



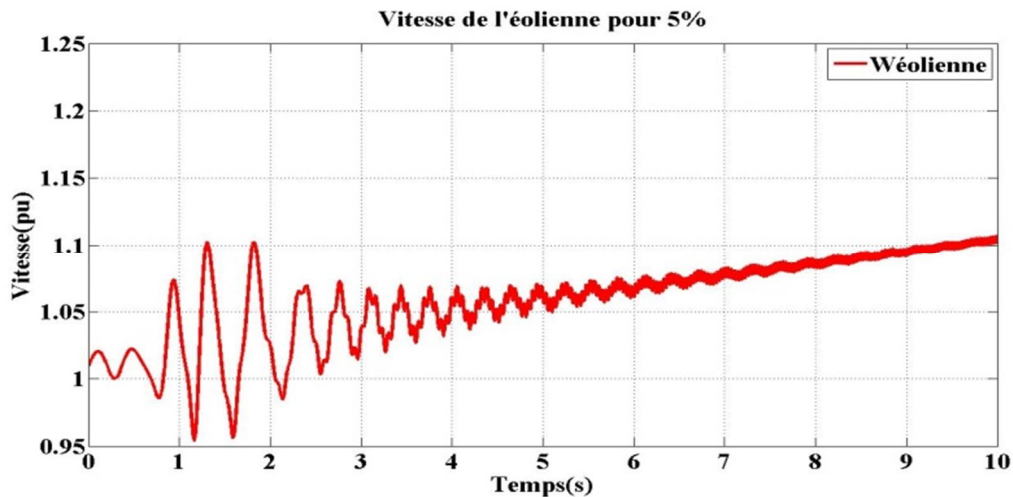
b) Vitesses



b) Delta



d) Puissance de l'éolienne



e) Vitesse de l'éolienne

**Figure 4.8 Intégration de l'éolienne mais sans régulation.**

Lorsqu'on ajoute une production éolienne au réseau électrique, cette nouvelle production influe sur les paramètres du réseau tels que la tension, la vitesse, les angles de charges des alternateurs, les fréquences... les allures parlent d'elles-mêmes. Surtout lorsqu'il n'y a pas un système de stabilisation. Et même la puissance injectée par l'éolienne n'est pas constante ainsi que sa vitesse.

**4.9. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons montré l'efficacité des dispositifs de régulation tels que les AVR et PSS pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Les bonnes performances du PSS sur un réseau perturbé sont clairement établie par la comparaison a la régulation conventionnelle ou classique, par ailleurs nous avons montré que l'augmentation du nombre de niveau d'un PSS accroît ses performances.



Conclusion

générale

## **Conclusion générale**

---

L'étude de la stabilité des réseaux électriques occupe une place très importante dans le domaine d'analyse des réseaux électriques. Le but principal étant l'examen et le contrôle de l'évolution des paramètres de ce dernier.

Dans ce sens, notre travail concerne l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, pour cela nous avons opéré de la façon suivante :

La première partie traite des généralités sur la stabilité des réseaux où, nous examinons la définition, la classification, les causes et quelques solutions utilisées pour résoudre le problème de la stabilité.

La seconde partie est consacrée à la modélisation des différentes parties du réseau afin de déterminer les équations qui régissent le comportement de ce dernier.

Dans la troisième partie, une étude sur quelques méthodes et outils de régulations des réseaux électriques, une autre partie est dédiée à l'énergie éolienne et les effets de l'intégration d'une production éolienne sur la stabilité du réseau.

Dans la quatrième partie, une étude de simulation est conduite afin de valider les acquis théoriques où, nous avons choisi un modèle de simulation (Réseaux 3 machines, 9 nœuds), les différentes simulations nous montrent les effets d'un court-circuit sur les paramètres d'un réseau électrique et l'importance du bon choix d'un moyen de régulation, dans ce sens, nous avons examiné les performances des régulateurs classiques et la puissance du PSS comme moyen de régulation.

L'étude a aussi examiné les effets de l'intégration de l'énergie éolienne sur le réseau et la nécessité des régulateurs pour diminuer ces effets.

Références

bibliographiques

## Références bibliographiques

---

### Références bibliographiques

- 1- M.MOUDJAHED, "Stabilité des réseaux électriques", Cours polycopié, Master 2, Option Réseaux Electriques, Université Ibn Khaldoun-Tiaret, 2019/2020.
- 2- P.M. Anderson and A.A. Fouad, "Power system control and stability", IEEE Press, New York, 1977.
- 3- S.B Oumarou et M.Magassa, "Contribution d'un stabilisateur de puissance PSS à la stabilité d'un smart-grid" mémoire master, Université Ibn-Khaldoun de Tiaret, Algérie, 2019.
- 4- P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby "Power System Stability and Control" McGraw-Hill Professional, 1994.
- 5- N.G.Hingorani and L.Gyugyi, "Understanding FACTS" IEEE press, New York, 2000 et J.C.Passelergue "Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques" thèse Doctorat de l'INPG, 1998.
- 6- J.P.Barret, P.Bornard and B.Meyer, "Simulation des réseaux électriques" EYROLLES, 1997.
- 7- A.Bounouira, "Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques", mémoire master, Université de Constantine 1, Algérie, 2014.
- 8- H. Alkhatib, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans de grands réseaux électriques", Thèse Doctorat, Université Paul-Cézanne d'Aix Marseille, France, 2008.

## Références bibliographiques

---

- 9- B.Abdelhamid et O.D Lakhdar, “ Etude de la stabilité d'un système électro-énergétique par différentes techniques avancées”, mémoire master, Université Echahid Hamma Lakhdar-El-Oued, Algérie, 2015.
- 10- A.D Dria et A.D Mamadou, “Etude de la contribution d'un SMES au maintien de la stabilité d'un réseau électrique mono-machine”, mémoire master, Université Ibn-Khaldoun de Tiaret, Algérie, 2016.
- 11- Z.Fares, “Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS”, mémoire master, Université Ferhat Abbas de Setif, Algérie, 2010.
- 12- A.Semmah, H.Hamdaoui, Y.Ramdani et A.Ayad, “Commande par régulateur neuro-flou d'un ASVC pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système de puissance électrique”, 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered, Alger 2009.
- 13- A.Tahri, “Etude d'un compensateur de l'énergie réactive de type avancé” mémoire Magister, USTO Oran, Algérien 1992.
- 14- H.Merzougui, “Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, mémoire master Université Badji Mokhtar d'Annaba Algérie, 2018.
- 15- M.Tajayouti, “Systèmes Photovoltaïques raccordés au réseau électrique” Université Mohammed V –Rabat. Ecole Supérieure de Technologie de Salé, 2015.

## Références bibliographiques

---

16- M.Moudjahed, ‘‘conduite des réseaux électriques’’, Cours polycopié, Master 2, Option Réseaux Electriques, Université Ibn-Khaldoun Tiaret, Algérie 2019/2020.

17- Y.Charef et B.Chelouti, ‘‘Optimisation de la stabilité dynamique d’un alternateur de puissance liée à un réseau infini’’, Mémoire master, UMBB Algérie 2016].

18- B.Baouali et A.Chibane ‘‘Etude du Système de Régulation Automatique de la Tension AVR+PSS des Alternateurs de Grande Puissance, Application : Alternateur 176 MW de la Centrale de Cap-Djinet’’, mémoire master Université M’HAMED Bougara de Boumerdes, Algérie 2017.

19- Y.Boukhedir et B.Adjel, ‘‘Etude de la stabilité THT transitoire d’un réseau en utilisant l’AVR et le PSS avec intégration d’une source renouvelable éolienne’’, mémoire master, Université Badji Mokhtar d’Annaba, Algérie 2019.

20- M.Benghanem, ‘‘ Etude et analyse d’un onduleur à trois niveaux utilisé comme compensateur statique d’énergie réactive’’, mémoire magister, université USTO d’Oran, Algérie 2000.

21- E.V Larsen, D.A Swann, ‘‘Applying Power System Stabilizers Part I, II and III,’’ IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, June 1981, pp. 3017-3046.

22- A.Zigha, ‘‘étude et simulation d’un système hybride photovoltaïque-éolien’’, mémoire master, université Constantine I, Algérie 2013.

23- I.Ghamri, ‘‘Analyse et amélioration de la stabilité transitoire du réseau conventionnel après intégration d’une éolienne’’, mémoire master université Mohamed Khider de Biskra, Algérie 2013.

## Références bibliographiques

---

24- L.Khelfat et L.Maataoui, "Etude et Simulation d'une éolienne à base d'une Machine Asynchrone Doublement Alimentée", mémoire master Université Badji Mokhtar d'Annaba, Algérie 2017.

25-B.Samia, " Amélioration de la stabilité d'un réseau

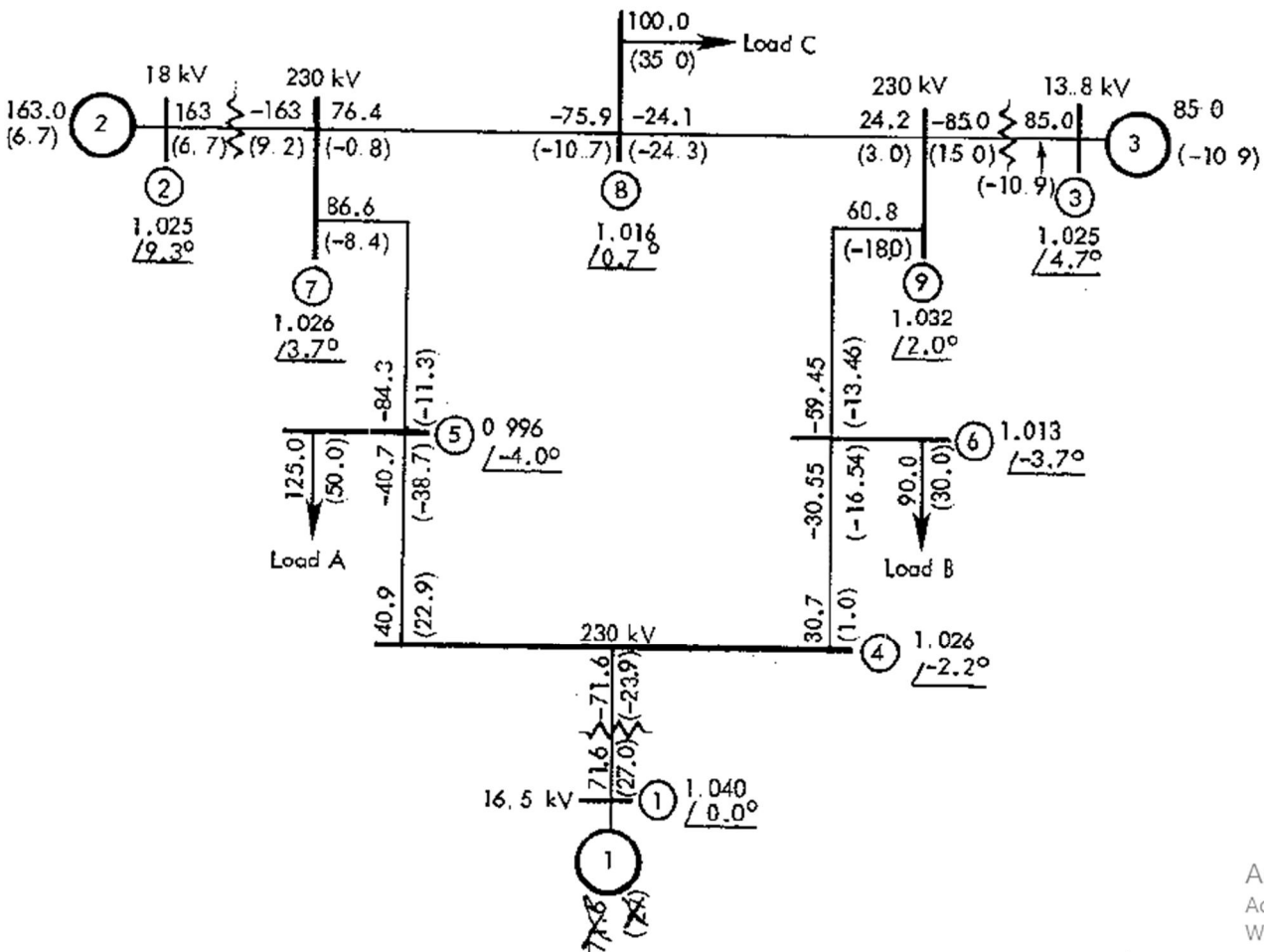
- électrique par l'utilisation d'un ASVC", mémoire master Université Hassiba Ben Bouali de Chlef, Algérie 2009.

# Annexes

## Caractéristiques des générateurs

Generator	1	2	3
Rated MVA	247.5	192.0	128.0
kV	16.5	18.0	13.8
Power factor	1.0	0.85	0.85
Type	hydro	steam	steam
Speed	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
$x_d$	0.1460	0.8958	1.3125
$x'_d$	0.0608	0.1198	0.1813
$x_q$	0.0969	0.8645	1.2578
$x'_q$	0.0969	0.1969	0.25
$x_\ell$ (leakage)	0.0336	0.0521	0.0742
$\tau_{d0}$	8.96	6.00	5.89
$\tau'_{q0}$	0	0.535	0.600
Stored energy at rated speed	2364 MW·s	640 MW·s	301 MW·s

## Le réseau test



Ac  
Ac  
Wi



## Annexes

---

### ➤ Caractéristiques des transformateurs

Transformateurs	Barre i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
1	1	4	0	0.0576	1
2	2	7	0	0.0625	1
3	3	9	0	0.0586	1

### ➤ Caractéristiques des charges

Barre	Puissance active(MW)	Puissance réactive(MVAR)
5	125	50
6	90	30
8	100	35

### ➤ Caractéristiques des lignes

Lignes	Barre i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Demi-susceptance (pu)
1	4	5	0.01	0.085	0.088
2	4	6	0.017	0.092	0.079
3	5	7	0.032	0.161	0.153
4	6	9	0.039	0.17	0.179
5	7	8	0.0085	0.072	0.0745
6	8	9	0.0119	0.1008	0.1045

### ➤ Les caractéristiques de l'excitatrice des machines (AVR)

Paramètres	Toutes les machines
Ka	300
Ta	0.1
Ke	1
Te	0
Kf	0.001
Tf	0.1

## Annexes

### ➤ Caractéristiques des PSS(kundur)

Paramètres	M1	M2	M3
Sensor time constant	15e-3	15e-3	15e-3
Ka	30	20	30
Ta	10	10	10
Vsmin	-0.15	-0.15	-0.15
Vsmax	0.15	0.15	0.15

### ➤ Caractéristiques des PSS(Multiband)

Paramètres	M1	M2	M3
Ka	1	1	0.05
F1(hz) low	0.1	0.1	0.01
K1	30	30	50
F1(hz) intermediate	1.25	1.25	1.25
Ki	40	40	40
Fh(hz) high	12.0	12.0	12.0
Kh	160	160	160
Vlmax	0.075	0.075	0.075
Vimax	0.15	0.15	0.15
Vhmax	0.15	0.15	0.15
Vsmax	0.15	0.15	0.15

### Caractéristiques de l'éolienne

Générateur		Turbine	
Paramètres	valeurs	Paramètres	Valeurs
Pn(VA)	9e6/0.9	Power(w)	15.75°6
Vn(Vrms)	575	Wind(m /s)	9
Fréquence	60	kp	5
Rr(pu)	0,004377	ki	25
Llr(pu)	0,1791	Max	45
Lm(pu)	6.77		
H(s)	5.04		
F(pu)	0.01		
P	3		

---

## Résumé :

L'utilisation ou le fonctionnement des dispositifs ou composants du réseau électrique très proche de leurs limites de fonctionnement présente un risque et danger énorme en cas de défaut ou perturbation. C'est pourquoi nous devons avoir une bonne marge de sécurité. Le type de stabilité le plus contraignant est la stabilité transitoire et c'était l'objet de notre travail. Nous avons utilisé des AVR et PSS généralement connus sous le nom " la régulation classiques " .

Les simulations ont été faites sous l'environnement Matlab/Simulink.

## Abstract :

The use or operation of devices or components of the electrical network very close to their operating limits presents an enormous risk and danger in the event of a fault or disturbance. That's why we have to have a good safety margin. The most restrictive type of stability is transient stability and that was the purpose of our work. We used AVR and PSS commonly known as 'classical regulation'.

The simulations were done under the Matlab / Simulink environment.

## ملخص :

يمثل استخدام أو تشغيل الأجهزة أو مكونات الشبكة الكهربائية القريبة جداً من حدود التشغيل الخاصة بها مخاطرة كبيرة وخطورة في حالة حدوث عطل أو اضطراب. لهذا السبب يجب أن يكون لدينا هامش أمان جيد. AVR و PSS أكثر أنواع الاستقرار تقييداً هو الاستقرار الانتقالي وكان هذا هو هدف عملنا. استخدمنا المعروفة باسم "التنظيم الكلاسيكي".

Matlab / Simulink تم إجراء عمليات المحاكاة في بيئة