



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Telidji- Laghouat
FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

- **DOMAINE** :Sciences et Technologie
- **FILIÈRE** : Electrotechnique
- **Option** : Réseaux électriques

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par :

- ✓ HAFSI Oussama Zineelddine
- ✓ CHATTA Attia

Encadrer par:

- ✓ Dr. OMRANE Mohammed Dr.
- ✓ Dr. BOUCHIBA Oumelkheir

THEME

Étude Comparative de l'Effet de la Variation de Vitesse des éoliennes sur la Stabilité Dynamique du Réseau électrique

Jury de soutenance:

Nom et Prénom	Grade	Qualité
ARIF Salem	Professeur	Président
CHETTIH Saliha	Professeur	Examinatrice
Omrane Mohammed	MCA	Rapporteur
Bouchiba Oumelkhier	MCB	Co- Rapporteur

ANNÉE UNIVERSITAIRE 2024-2025

Remerciements

C'est avec une profonde reconnaissance que je dédie ces quelques lignes à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

Je remercie vivement le professeur Arif Salem pour l'honneur qu'il m'a accordé en acceptant de présider le jury de soutenance.

J'exprime toute ma gratitude à mon encadreur, le Dr.

Omrane Mohammed, ainsi qu'au Dr. Oumelkhier

BOUCHIBA et à notre enseignante CHETTIH Saliha, pour leur accompagnement précieux tout au long de ce travail. Leur rigueur, leur implication et leur disponibilité ont été d'un grand soutien et d'une aide précieuse pour mener à bien ce projet

Dédicace

Je dédie ce travail à ma mère et à mon père, qui ont toujours

été une source de

motivation et de soutien tout au long de mon parcours

universitaire.

À tous ceux qui nous ont aidés, enseignants, étudiants, amis,

ainsi qu'à tous les

membres de ma famille, où qu'ils soient.

HAFSI Oussama Zineelddine

Dédicace

Je dédie ce mémoire :

À ma très chère maman, véritable amie et confidente, qui m'a soutenue dans mes choix et n'a jamais cessé de m'encourager, même dans les moments les plus difficiles de mon parcours.

À mon père, pour sa présence et son appui constants.

À mes sœurs,

À mes frères,

À toutes mes cousines et à mon cousin,

À mes amis les plus fidèles,

Je saisis également cette occasion pour remercier chaleureusement tous mes profs qui m'ont enseigné..

CHATTA Attia

ملخص

في هذا العمل، قمنا بدراسة السلوك الديناميكي لشبكة كهربائية متعددة المناطق تحتوي على عدة مولدات متزامنة، مع دمج مصدر طاقة متجددة يتمثل في توربينات رياح من نوع MADA. تم التركيز على تحليل تأثير تغير سرعة الرياح على الاستقرار الديناميكي للشبكة، وذلك من خلال محاكاة أربع حالات مختلفة لسرعة الرياح. في كل حالة، تم تطبيق اضطراب مؤقت (قصر ثلاثي الأطوار) لاختبار استجابة النظام، مع مقارنة أداء النظام في حالتي وجود وعدم وجود مثبتات استقرار القدرة (PSS).

تم تجهيز المولدات في الشبكة بعدة أنواع من الـ PSS تختلف من حيث طريقة التحكم، مثل PSS قائم على تغير السرعة، وآخر قائم على تغير الاستطاعة، وآخر يعتمد على نماذج متعددة النطاقات.

أظهرت نتائج المحاكاة بوضوح أن ارتفاع سرعة الرياح يؤدي إلى تضخيم الذبذبات الكهروميكانيكية داخل الشبكة، مما يزيد من خطر فقدان الاستقرار، خاصة في منطقة دمج التوربينات. كما بيّنت النتائج أن فعالية مثبتات PSS تختلف باختلاف نوعها، حيث تميز PSS من النوع الثاني (Kundur) بقدرته العالية على إعادة النظام إلى حالته المتزنة في أغلب الحالات، بينما أظهر PSS من النوع الثالث ضعفاً واضحاً في مواجهة الاضطرابات عند سرعات الرياح المرتفعة.

Abstract

The focus was placed on studying the **impact of wind speed variation** on the **dynamic stability** of the power system. Four different wind speed scenarios were simulated. In each case, a temporary disturbance (three-phase fault) was applied to observe the system's response, both with and without the presence of Power System Stabilizers (PSS).

The focus was placed on studying the impact of wind speed variation on the dynamic stability of the power system. Four different wind speed scenarios were simulated. In each case, a temporary disturbance (three-phase fault) was applied to observe the system's response, both with and without the presence of Power System Stabilizers (PSS).

All synchronous generators in the system were equipped with different types of PSSs, including model-based, conventional ($\Delta\omega$ -based), and acceleration power-based stabilizers. Each type was tested across all wind speed cases.

The simulation results clearly showed that as wind speed increases, the electromechanical oscillations become more pronounced, especially in the area where the wind turbine is integrated. Moreover, the effectiveness of the PSSs varied depending on their type. The type-2 PSS (Kundur model) demonstrated the best performance in restoring system stability under most scenarios, while the type-3 PSS showed limited damping capabilities at higher wind speeds.

Résumé

Dans ce travail, nous avons analysé le comportement dynamique d'un réseau électrique multi-machines composé de deux zones interconnectées, avec l'intégration d'une source d'énergie renouvelable représentée par une éolienne à vitesse variable de type DFIG (génératrice asynchrone à double alimentation).

L'étude a porté spécifiquement sur l'effet de la variation de la vitesse du vent sur la stabilité dynamique du réseau. Quatre scénarios correspondant à différentes vitesses du vent ont été simulés. Dans chaque cas, un défaut temporaire (court-circuit triphasé) a été appliqué afin d'observer la réponse du système, en présence et en absence de stabilisateurs de puissance (PSS).

Les générateurs synchrones ont été équipés de différents types de PSS, notamment un stabilisateur basé sur un modèle (model-based), un autre basé sur la variation de la vitesse ($\Delta\omega$), ainsi qu'un stabilisateur basé sur la puissance d'accélération (ΔPa). Chaque type de PSS a été testé pour l'ensemble des cas étudiés.

Les résultats de simulation ont clairement montré que l'augmentation de la vitesse du vent amplifie les oscillations électromécaniques, en particulier dans la zone où l'éolienne est intégrée. De plus, l'efficacité des PSS varie selon leur type. Le PSS de type 2 (Kundur) s'est distingué par sa capacité à restaurer la stabilité du système dans la majorité des cas, alors que le PSS de type 3 a montré une efficacité limitée face aux perturbations à haute vitesse du vent

Table des matières

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.1. Introduction.....	1
I.2. Historique de L'énergie éolienne.....	4
I.3. Définition de l'énergie éolienne.....	4
I.4. Différents types d'éoliennes.....	5
I.4.1. les éoliennes à axe vertical.....	5
I.4.1.1. Avantages et inconvénients.....	8
I.4.2. les éoliennes à axe horizontal.....	8
I.4.2.5. Avantages et inconvénients.....	9
I.5. classification des turbines eoliennes.....	9
I.5.1. éoliennes à vitesse fixe.....	9
I.5.2. Les éoliennes à vitesse variable.....	10
I.6. Principaux composants d'une éolienne.....	12
I.7. chaine de conversion de l'énergie éolienne.....	14
I.8. Différents systèmes de conversion de l'énergie éolienne.....	14
I.8.1. Systèmes à base de la machine asynchrone à cage (MAS).....	14
I.8.2. Systèmes à base de la machine asynchrone à double alimentation (MADA).....	15
I.8.3. Systèmes à base de la machine synchrone.....	16
I.9. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	16
Conclusion.....	18

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseaux électriques

II.1. Introduction.....	20
II.2. Définition de la stabilité du réseau électrique.....	20
II.3. Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	20
II.3.1 Stabilité de l'angle du rotor (angulaire).....	22
II.3.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	22
II.3.1.2 Stabilité transitoire.....	22
II.3.2 Stabilité de tension.....	23
II.3.3 Stabilité de fréquence.....	23
II.4. Causes d'instabilité.....	23
II.5. Amélioration de la stabilité.....	25
II.5.1 Amélioration de la stabilité par les techniques classiques.....	25
II.5.2 Amélioration de la stabilité par les techniques modernes.....	26
II.5 Modélisation des éléments du réseau.....	27
II.5.1 Modèle classique du générateur.....	26
II.5.2 Modèle statique de la charge.....	27
II.5.3 Modèle du transformateur.....	28
II.5.4 Modèle de ligne de transport.....	28
II.6 La stabilité dynamique d'un réseau électrique.....	29
II.6.1 Caractéristiques de puissance pour le cas d'un court-circuit.....	29
II.6.1.1 Types des courts-circuits.....	29
II.6.1.2 Caractéristiques de puissances.....	30
II.6.2 La loi des aires (des surfaces).....	34
II.6.2.1 Détermination de l'angle limite de débranchement.....	34
II.6.3 Méthode des intervalles successifs.....	35
Conclusion.....	39

Chapitre III : Résultat et discussions

III.1. Introduction.....	41
III.2. Simulation et résultats.....	41
III.3. Applications et étude de cas par MATLAB/Simulink.....	42
III.3.1. Description du système réseaux utilisé.....	42
III.3.2. Description du système éolienne utilisé.....	45
III.4. Résultat de simulation.....	47
III.4.1. Analyse des résultants.....	47
III.5. Conclusion.....	56
III.6.conclusion général.....	

Liste des figures

Fig. (I.1) : Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	5
Fig. (I.2) : Les éoliennes à axe vertical.....	6
Fig. (I.3) : Éolienne de type Darrieus.....	7
Fig. (I.4) : Éolienne de type Savonius.....	7
Figure(I.5): Eolienne en amont et en aval.....	9
Figure (I.6):Eolienne directement connectée au réseau.....	10
Figure(I.7):Caractéristique couple vitesse d'une machine asynchrone.....	10
Figure(I.8): Eolienne à vitesse variable.....	11
Figure(I.9): Principaux composants d'une éolienne.....	12
Figure(I.10): Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable.....	15
Figure(I.11): Système éolien basé sur la machine asynchrone asynchrone à double alimentation.....	15
Figure (I.12): Système éolien à base d'une machine.....	16
Figure (II.1) : Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	21
Figure (II.2) : Modèle classique en générateur.....	26
Figure (II.3) : Représentation simplifié d'une machine synchrone.....	26
Figure (I.4) : Schéma équivalent de la charge	27
Figure (II.5) : modèle d'un transformateur	28
Figure (II.6) : modèle de la ligne électrique	28
Figure (II.7) : Interactions entre puissances mécanique de la turbine et électrique du générateur	29
Figure (II.8) : Exemple d'un réseau de transport	30
Figure (II.9) : Caractéristiques de puissances dans le cas d'un court-circuit	31
Figure (II.10) : Rotation à la vitesse du synchronisme des vecteurs E et U en régime de fonctionnement stable	32
Figure (II.11) : Processus d'accélération et de freinage.....	33
Figure (II.12) : Méthode des intervalles successifs.....	36
Figure (II. 13) : Détermination du temps limite de débranchement.....	38
Figure III. 1 : Représentation schématique des deux régions du système étudié.....	43
Figure III. 2 : Système multi-machine étudié par matlab-simuliink.....	43
Figure III. 3 : Intégration d'une éolienne dans la zone 2.....	44
Figure III. 4 : Choix de PSSs.....	44
Figure III. 5 : Système éolliennes utilisé.....	46
Figure III. 6 : Effet de la variation de la vitesse du vent dans G4 avec PSS2.....	54

Liste des Tableaux

Tableau (I.1) : Les composants d'une éolienne et leurs fonctions principales	13
Tableau III. 1 : Caractéristiques du réseau électrique existant éolienne.....	46
Tableau III.2: cas 8.4m/s.....	48
Tableau III.3: cas 12m/s.....	49
Tableau III.4: cas 14.4m/s.....	50
Tableau III.5: cas 16.2m/s.....	51
Tableau III.6: Effet de la variation de vitesse d'éolennes sur chaque machine.....	52
Tableau III. 7 : Comparaison entre la performance des PSSs par rapport au scénario étudié.....	55

Introduction Général

Introduction Général

Le développement de l'humanité dépend étroitement de la disponibilité et de la maîtrise de l'énergie. Avec la croissance continue de la population mondiale et l'augmentation rapide de la consommation énergétique depuis l'ère industrielle, la question de la durabilité des ressources énergétiques est devenue un enjeu majeur. Bien que l'énergie soit encore accessible aujourd'hui, rien ne garantit qu'elle le restera à l'avenir. Ainsi, pour assurer un avenir énergétique sûr, il est indispensable de diversifier les sources d'énergie, en tenant compte des facteurs économiques, environnementaux et géopolitiques.

Dans ce contexte, les énergies renouvelables occupent une place de plus en plus importante. Parmi elles, l'énergie éolienne se distingue non seulement par son caractère propre et inépuisable, mais également par sa capacité à compléter les sources conventionnelles. L'essor des technologies de conversion et la baisse des coûts de production ont encouragé l'intégration massive des éoliennes dans les réseaux électriques à travers le monde.

Cependant, la nature variable et incertaine du vent pose des défis importants en matière de stabilité des réseaux. Contrairement aux unités de production classiques, les éoliennes injectent une puissance fluctuante, ce qui peut affecter la stabilité dynamique du système, notamment lors des perturbations telles que les courts-circuits. Par conséquent, l'étude de leur comportement transitoire devient essentielle pour garantir le fonctionnement sécurisé du système électrique.

Parmi les technologies de génération utilisées, les machines à induction à double alimentation (MADA ou DFIG) sont largement répandues dans les systèmes à vitesse variable. Leur intégration dans le réseau exige une analyse approfondie des interactions dynamiques qu'elles induisent.

Dans ce cadre, ce travail de recherche a pour objectif de modéliser et analyser l'effet de la variation de la vitesse du vent sur la stabilité dynamique d'un réseau électrique, en intégrant une éolienne de type MADA dans un réseau multi-machines soumis à un défaut symétrique.

Les objectifs principaux de ce travail sont :

- Étudier et modéliser le comportement d'un système éolien à vitesse variable basé sur la technologie DFIG.
- Intégrer ce système dans un réseau électrique multi-machines avec les conditions de couplage appropriées.
- Simuler des scénarios de court-circuit triphasé et observer la réponse dynamique du système.
- Évaluer l'effet de la variation de la vitesse du vent sur les oscillations électromécaniques du réseau.
- Comparer les performances de différents types de Power System Stabilizers (PSS) face aux perturbations.
- Proposer des recommandations sur le choix et l'efficacité des PSS selon les conditions de vent.

C'est pour quoi on a divisé notre mémoire on trois chapitres :

Introduction Général

Le premier présente une généralités sur les systèmes éoliens.

Le second résume les modèles des éléments constituant un réseau électrique, et entoure la stabilité liée aux réseaux électriques et surtout la stabilité dynamique.

Le dernier expose le système électrique étudié, siège à plusieurs scénario de la variation de la vitesse du vent d'éoleinnes à la production des éoliennes. Les résultats des simulations effectuées sont exposés et discutés.

Ce mémoire et terminé par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les éoliennes

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.1. Introduction

Considérant que l'énergie est un facteur fondamental dans notre vie quotidienne et dans la poursuite du développement économique des pays, et après les problèmes et les critiques auxquels l'énergie fossile a été confrontée, la demande mondiale en énergies renouvelables est devenue une exigence fondamentale en raison de sa capacité à fournir de l'énergie à partir de sources multiples d'une part et de sa capacité à surmonter les problèmes auxquels sont confrontées les énergies fossiles et autres énergies non renouvelables d'autre part. Parmi ces énergies renouvelables, nous distinguons l'énergie éolienne, qui est notre sujet donc, dans ce chapitre, nous discuterons de tout ce qui concerne cette énergie.

I.2. Historique de l'énergie éolienne

L'utilisation de l'énergie éolienne par l'humanité remonte à l'Antiquité, principalement à des fins mécaniques. En Chine, des moulins à vent étaient utilisés pour pomper l'eau, tandis qu'au Moyen-Orient, des moulins à axe vertical servaient à moudre les céréales dès 200 av. J.-C. Vers le XIe siècle, l'énergie éolienne s'imposait déjà comme une ressource essentielle dans les activités agricoles.

En Europe, les Néerlandais ont adapté les moulins à vent pour des usages industriels variés, notamment la fabrication du papier et l'assèchement des lacs. Au XIXe siècle, les colons des Amériques ont largement utilisé les moulins à vent pour l'irrigation agricole.

À la fin du XIXe siècle, l'énergie éolienne a connu une transformation majeure avec sa conversion en électricité. En 1887, l'ingénieur écossais James Blyth construisit la première éolienne destinée à produire de l'électricité. Il fut rapidement suivi par Charles Brush dans l'Ohio et Poul la Cour au Danemark, qui utilisèrent leurs propres turbines à des fins domestiques et éducatives.

Cependant, ce n'est qu'après la crise énergétique des années 1970 que l'énergie éolienne a commencé à devenir économiquement viable. Le Danemark a alors pris un rôle de pionnier grâce à des politiques gouvernementales favorables. Par la suite, des fermes éoliennes à grande échelle ont été mises en place en Californie dans les années 1980, suivies par l'Allemagne et l'Espagne dans les années 1990.

Aujourd'hui, les éoliennes produisent plus de 2 100 térawattheures d'électricité par an dans le monde. Bien que la majorité soient installées sur terre, les parcs éoliens en mer connaissent une croissance rapide, représentant 18 % de l'expansion de l'énergie éolienne en 2022.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.3. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une forme d'énergie renouvelable issue du mouvement de l'air, c'est-à-dire du vent, Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité dans des éoliennes également appelées aérogénérateurs.

Une éolienne est un dispositif électromécanique capable de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique.

Le principe est relativement simple : le vent fait tourner les pales de l'éolienne, lesquelles sont fixées sur un rotor. Ce rotor transmet le mouvement à un arbre mécanique, qui est ensuite couplé à une génératrice. Cette dernière assure la transformation de l'énergie mécanique en électricité, exploitable pour la consommation ou l'injection dans le réseau électrique (Fig. I.1) .

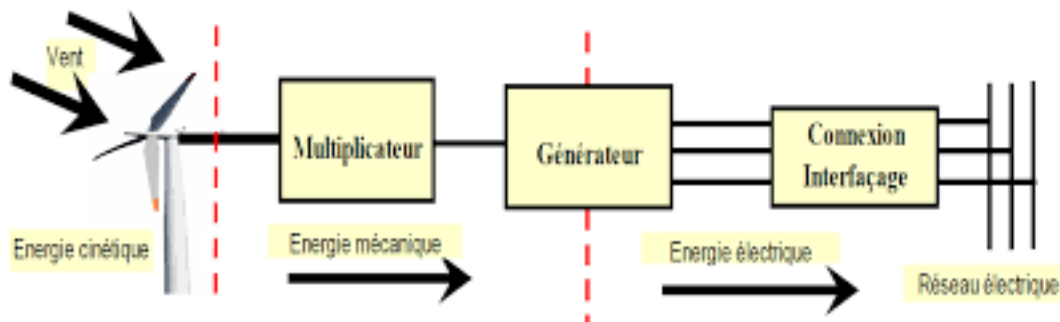


Fig. I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

I.4. Différents types d'éoliennes

Il existe deux grands types d'éoliennes, caractérisées par la position de leur axe de rotation par rapport à la direction du vent :

- les éoliennes à axe vertical .
- les éoliennes à axe horizontal .

I.4.1. les éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical (VAWT – Vertical Axis Wind Turbines) se distinguent principalement par leur capacité omnidirectionnelle : elles sont capables de capter le vent quelle que soit sa direction.

Cette caractéristique permet d'obtenir des systèmes simples et d'éliminer le problème des forces gyroscopiques sur le rotor d'un éliminateur classique lorsque celle-ci s'oriente en fonction du vent. L'axe vertical de rotation permet également d'installer le générateur et transmissions sur niveau du sol. Ce type d'éoliennes est très peu répandu et assez mal connue. Elles peuvent avoir inintérêt dans certains secteurs d'application. Il existe principalement trois

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

technologies : Turbines à vent à axe vertical (VAWT), turbines Darrieux classique ou à pales droites (H-type) et les turbines de type Savonius .

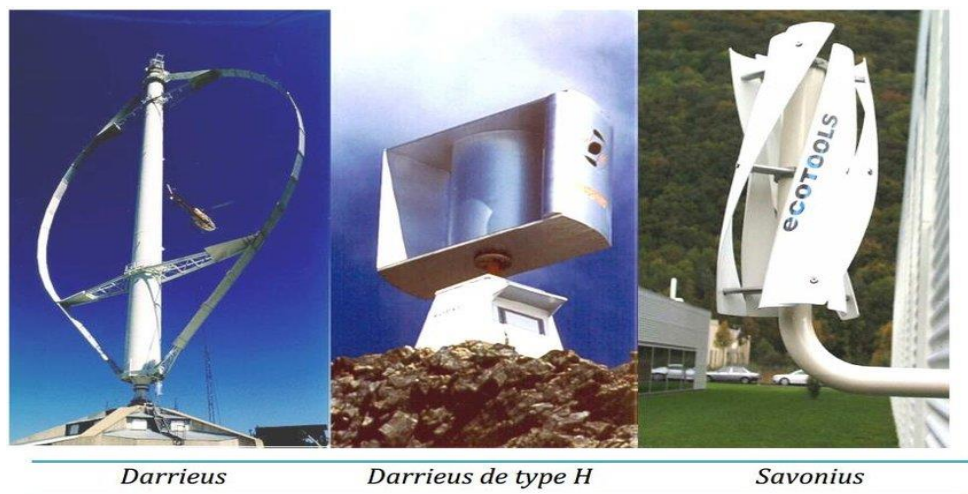


Fig. I.2 : Les éoliennes à axe vertical.

• Éolienne de type Darrieux :

L'éolienne Darrieux est un modèle à axe vertical qui offre un rendement supérieur à celui du type Savonius, avec une puissance plus élevée. Elle fonctionne grâce aux forces aérodynamiques générées par l'interaction entre la vitesse du vent et la vitesse propre des pales en rotation. Toutefois, elle ne peut pas démarrer seule : un dispositif d'aide au démarrage est nécessaire (comme une éolienne Savonius couplée ou une génératrice utilisée comme moteur).

Principalement utilisée dans des applications de puissance moyenne, la puissance installée dépasse rarement 500 kW en raison de sa sensibilité aux perturbations. Son efficacité en fait un bon compromis entre performance et simplicité pour certaines conditions de vent.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes



Fig. I.3 : Éolienne de type Darrieus.

• Éolienne de type Savonius :

L'éolienne Savonius est un modèle simple, robuste et économique, idéal pour les débutants. Bien qu'elle soit souvent perçue comme peu efficace pour produire de l'électricité, des versions récentes prouvent le contraire. Elle démarre à faible vitesse de vent, résiste aux vents forts, génère un bon couple, et reste silencieuse. Son principal inconvénient est sa vitesse de rotation limitée, compensable par des ajustements mécaniques. Utilisée historiquement pour le pompage d'eau, elle connaît un regain d'intérêt grâce à sa facilité de construction et aux avancées en aérodynamique.



Fig. I.4 : Éolienne de type Savonius.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.4.1.1. Avantages et inconvénients

• Avantages :

- Facilité d'accès au système de conversion (générateur, transmission, etc.).
- Pas besoin de système d'orientation.
- Meilleur rendement théorique.

• Inconvénients :

- Empreinte au sol (présence de haubans).
- Toute la charge repose sur le roulement à la base.
- Nécessite une assistance pour le démarrage.
- Moins bon rendement global (faible vent à la base du rotor).

I.4.2. Les éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbines) sont aujourd'hui les plus répandues dans le monde en raison de leurs nombreux avantages techniques. Leur axe de rotation est parallèle au sol et orienté dans la direction du vent, à l'image des moulins à vent traditionnels. Elles comportent généralement deux ou trois pales aérodynamiques. Le modèle tripale est privilégié, car il constitue un bon compromis entre rendement, stabilité mécanique, coût et esthétique. Leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, ce qui les rend idéales pour des installations de moyenne et grande puissance. On distingue deux grandes catégories selon la disposition du rotor :

- **Amont** : le vent frappe les pales avant la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté activement vers le vent à l'aide d'un système de contrôle. C'est la configuration la plus utilisée, notamment pour les puissances élevées.
- **Aval** : le vent traverse d'abord la nacelle avant d'atteindre les pales. Cette configuration auto-orientable est moins utilisée à cause de sa complexité et de son rendement inférieur. Les éoliennes à axe horizontal nécessitent une orientation continue face au vent. Cela est assuré par un système d'orientation (yaw system) contrôlé par une girouette et un anémomètre, généralement logés dans la nacelle

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

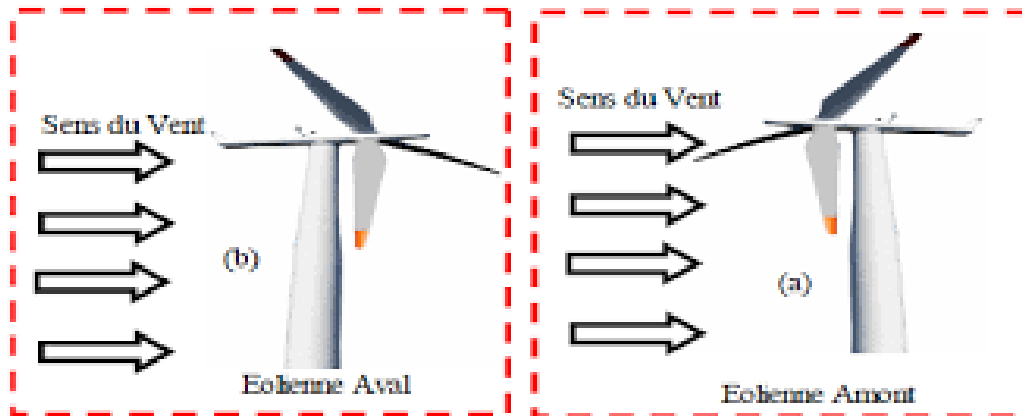


Figure I.5: Eolienne en amont et en aval.

I.4.2.1. Avantages et inconvénients

• Avantages :

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical .
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.

• Inconvénients :

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.
- Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées. Elles sont de faible puissance destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple.

I.5. Classification des turbines éolines

I.5.1. éoliennes à vitesse fixe

Dans les systèmes à vitesse fixe, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau électrique sans interface électronique. Ainsi, la vitesse de rotation de la machine est déterminée par la fréquence du réseau et le nombre de paires de pôles de la génératrice.

Lorsque le couple mécanique appliqué par le vent dépasse celui requis à la vitesse synchrone, la génératrice fonctionne en régime hyper synchrone. Cela signifie qu'elle tourne légèrement au-dessus de la vitesse synchrone, ce qui permet l'injection de puissance active dans le réseau.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

Comme la vitesse naturelle du rotor de l'éolienne est généralement inférieure à celle requise par la génératrice, il est nécessaire d'ajouter un multiplicateur mécanique. Ce dernier adapte la faible vitesse du rotor à une vitesse plus élevée, compatible avec celle de la machine asynchrone, afin de garantir un fonctionnement stable autour du point de synchronisme.

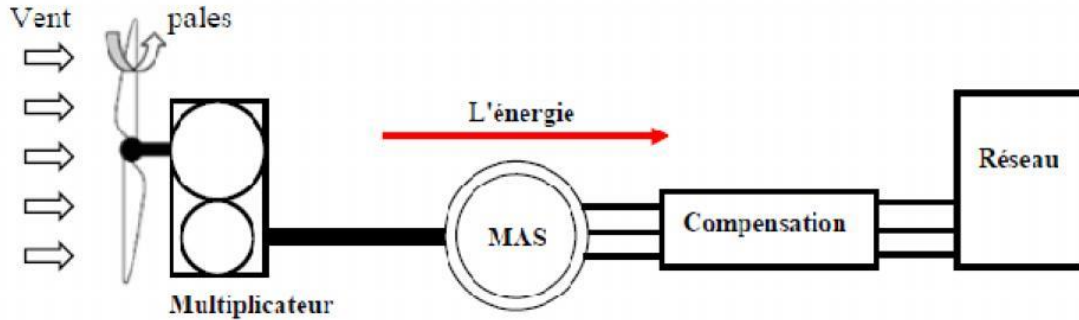


Figure I.6 :Eolienne directement connectée au réseau.

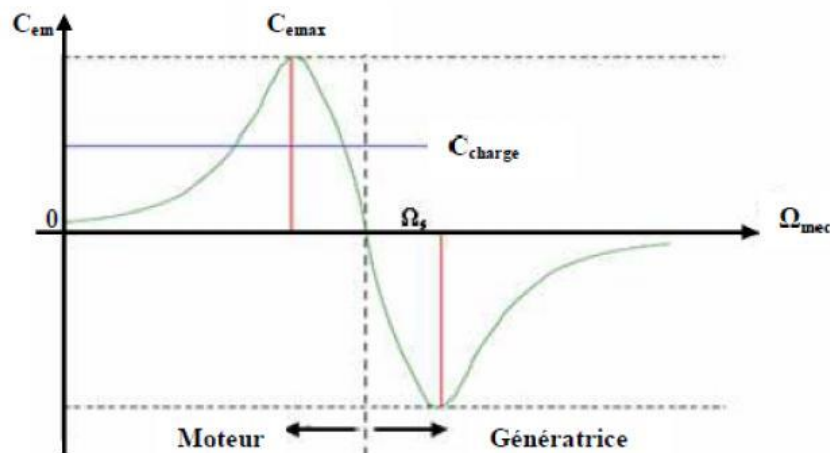


Figure I.7 : Caractéristique couple vitesse d'une machine asynchrone.

I.5.2. Les éoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable permettent d'adapter la vitesse de rotation du rotor en fonction des variations de la vitesse du vent, ce qui améliore le rendement global de la production électrique. Contrairement aux éoliennes à vitesse fixe, elles ne sont pas contraintes par la fréquence du réseau, grâce à l'utilisation d'une électronique de puissance adaptée.

On distingue principalement deux configurations technologiques pour les éoliennes à vitesse variable :

- La structure à génératrice synchrone à aimants permanents (PMSG) .
- La structure à génératrice asynchrone à double alimentation (DFIG) .

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

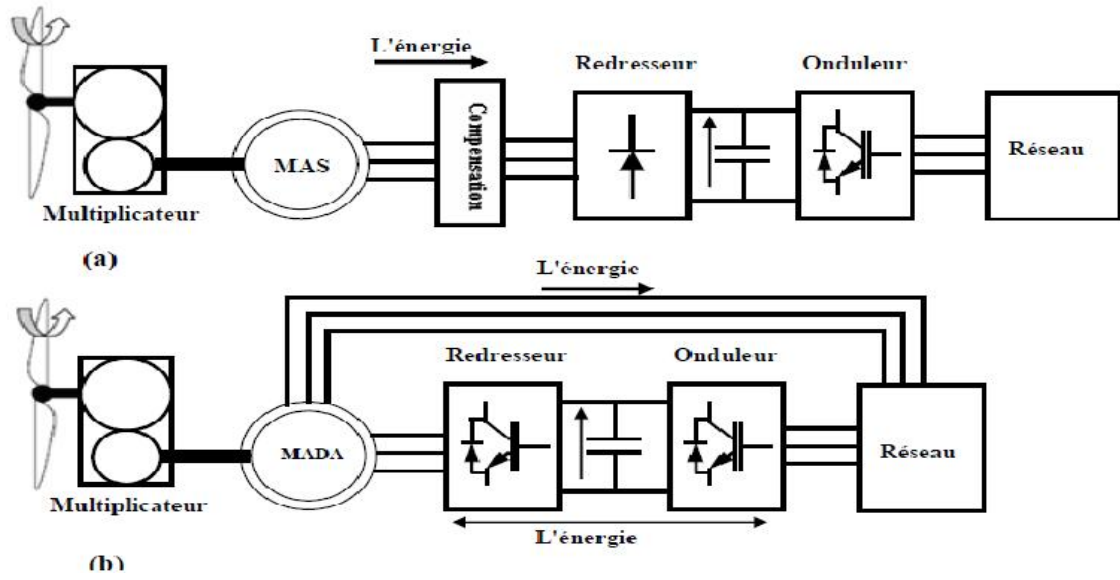


Figure I.8 : Eolienne à vitesse variable (a), (b).

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.6. Principaux composants d'une éolienne

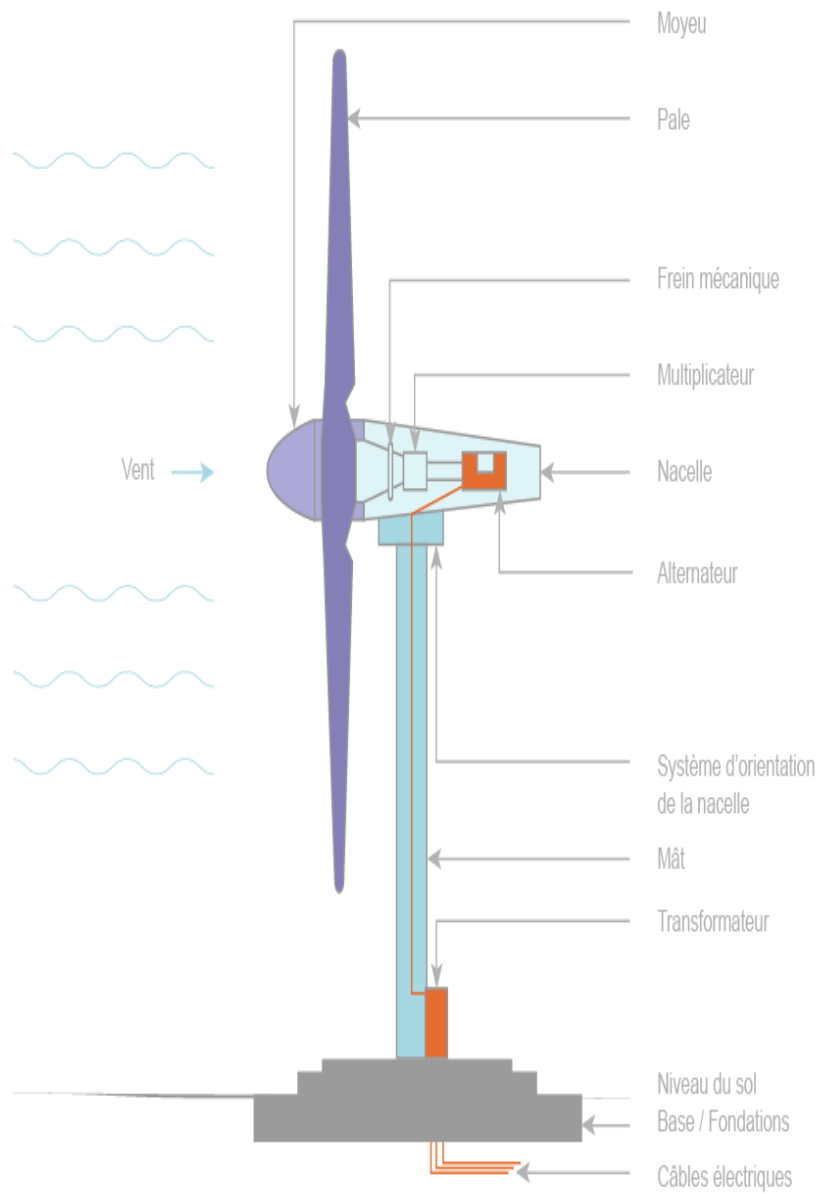


Figure (I.9): Principaux composants d'une éolienne.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

Tableau I.1 : Les fonctions des différents composants d'une éolienne :

Composant	Fonction principale
Pales	Captent l'énergie cinétique du vent et la transforment en énergie mécanique (rotation).
Moyeu	Supporte les pales et les relie à l'arbre de transmission.
Multiplicateur	Augmente la vitesse de rotation pour l'adapter à la génératrice.
Génératrice / Alternateur	Transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.
Nacelle	Contient les composants mécaniques (génératrice, multiplicateur, freins...).
Système d'orientation	Fait tourner la nacelle pour la placer face au vent.
Mât	Supporte l'ensemble et permet de capter le vent à grande hauteur.
Transformateur	Adapte la tension de sortie pour l'injection dans le réseau électrique.
Câbles électriques	Acheminent l'électricité produite vers le réseau.
Fondations	Assurent la stabilité de la structure face aux vents forts.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.7. Chaîne de conversion de l'énergie éolienne

Pour produire de l'électricité à partir de l'énergie éolienne, toutes les configurations d'éoliennes reposent sur les mêmes composants fondamentaux, à savoir :

- Une turbine qui capte l'énergie cinétique du vent et la transforme en énergie mécanique.
- Un système de transmission mécanique.
- Une génératrice électrique.
- Et un système de connexion au réseau.

Selon le type d'application, certaines de ces composantes peuvent être plus ou moins élaborées. On distingue principalement deux grandes catégories d'éoliennes :

- Les éoliennes raccordées au réseau, utilisées pour injecter de l'électricité dans le système électrique,
- Et les éoliennes autonomes, destinées à alimenter des sites isolés sans connexion au réseau.

I.8. Différents systèmes de conversion de l'énergie éolienne

Dans les systèmes de conversion de l'énergie éolienne, plusieurs types de machines électriques peuvent être utilisés comme générateurs, selon les exigences techniques spécifiques du système. Parmi ces machines, la machine asynchrone à double alimentation (MADA) s'impose comme l'une des solutions les plus répandues. Grâce à sa capacité à fonctionner efficacement sur une large plage de vitesses et à permettre un contrôle indépendant de la puissance active et réactive, elle est particulièrement adaptée aux installations éoliennes terrestres. C'est pour ces raisons qu'elle est aujourd'hui largement adoptée dans l'industrie, et elle constitue le choix retenu pour le présent travail de recherche.

I.8.1. Systèmes à base de la machine asynchrone à cage (MAS)

La machine asynchrone à cage d'écureuil (MAS) se distingue par sa simplicité de conception et son faible coût de fabrication. Produite en grande série et normalisée sur une vaste gamme de puissances, elle constitue une solution robuste et économique pour de nombreuses applications industrielles, notamment dans le domaine de l'énergie éolienne. Une configuration typique consiste à connecter directement la MAS au réseau électrique, en utilisant un multiplicateur de vitesse et un banc de condensateurs pour assurer son excitation. Dans ce cas, la variation de la vitesse de rotation reste limitée, dépendant du glissement maximal de la machine. Bien que cette solution offre peu de flexibilité en termes de contrôle, elle présente l'avantage d'être techniquement simple, fiable, et peu coûteuse à mettre en œuvre.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.8.2. Systèmes à base de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)

Les systèmes basés sur la machine asynchrone à double alimentation (MADA) utilisent une machine à rotor bobiné dont le stator est directement connecté au réseau électrique, tandis que le rotor est alimenté via un convertisseur de fréquence. Ce principe, dérivé de la cascade hypo-synchrone, permet un fonctionnement à vitesse variable, ce qui constitue un avantage majeur.

Bien que cette technologie soit plus complexe que celle des machines asynchrones à cage — notamment en raison de la présence de bagues et de balais, et la nécessité d'un multiplicateur de vitesse — elle reste très attractive grâce à sa souplesse d'exploitation.

De plus, comme seule une fraction de la puissance totale transite par le rotor, les convertisseurs utilisés sont de taille et de coût réduits, comparés à ceux des éoliennes à vitesse variable entièrement converties côté stator. Cette économie fait de la MADA un choix privilégié pour les éoliennes de grande puissance. Un autre atout important est la capacité à réguler la tension au point de connexion au réseau .

I.8.3. Systèmes à base de la machine synchrone

La machine synchrone est largement utilisée dans les procédés classiques de production d'électricité, notamment dans les centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires de grande puissance. Cependant, dans le domaine de l'énergie éolienne, bien que les générateurs synchrones soient disponibles pour des puissances allant de 500 kW à plus de 2 MW, ils restent plus coûteux que les générateurs asynchrones de même taille.

Lorsqu'une machine synchrone est directement connectée au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et directement liée à la fréquence du réseau, ce qui rend la connexion rigide. Cette rigidité empêche l'absorption naturelle des fluctuations du couple mécanique capté par la turbine, ce qui peut entraîner des variations indésirables dans la puissance électrique injectée au réseau.

Pour cette raison, les machines synchrones ne sont généralement pas utilisées dans les éoliennes connectées directement au réseau. En revanche, elles trouvent leur place dans les systèmes munis de convertisseurs de puissance, qui permettent un fonctionnement à vitesse variable et une meilleure qualité de puissance injectée.

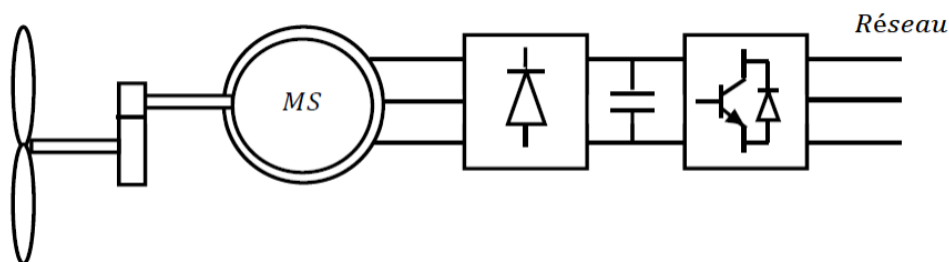


Figure I.12 : Système éolien à base d'une machine synchrone.

I.9. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

Avantages

- L'énergie éolienne est une source renouvelable, inépuisable à l'échelle humaine, garantissant ainsi sa disponibilité pour les générations futures.
- Son fonctionnement flexible permet d'arrêter ou de démarrer les éoliennes facilement selon les besoins, ce qui facilite son intégration dans le réseau.
- Il s'agit d'une énergie propre, n'émettant ni gaz à effet de serre ni polluants atmosphériques pendant son exploitation.
- Les installations éoliennes sont réversibles : elles peuvent être démontées rapidement sans impact durable sur l'environnement.
- Elle représente une solution économique locale, limitant les pertes d'énergie dues au transport longue distance et renforçant l'autonomie énergétique des régions.

Chapitre I : Généralités sur les éoliennes

I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré les principes fondamentaux de l'énergie éolienne, en commençant par son historique et son évolution. Nous avons ensuite examiné les différents types d'éoliennes, leur mode de fonctionnement, ainsi que leurs composants principaux. Enfin, nous avons abordé les systèmes de conversion de l'énergie et les différentes machines utilisées, en mettant l'accent sur les technologies les plus répandues dans le domaine de la production éolienne.

Chapitre II

Stabilité dynamique du réseau électrique

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

II.1. Introduction

La stabilité d'un réseau électrique est très importante pour assurer une alimentation en électricité continue et fiable. Elle représente la capacité du système à continuer de fonctionner normalement, même après une perturbation comme un court-circuit, un changement de charge ou l'arrêt d'un équipement. Aujourd'hui, avec l'intégration croissante des énergies renouvelables comme l'éolien, qui sont souvent variables, il devient encore plus nécessaire d'analyser et de comprendre la stabilité du réseau.

Ce chapitre est consacré à la présentation générale de la stabilité des réseaux électriques. Il décrit les différentes formes de stabilité (angulaire, de tension, de fréquence) ainsi que la modélisation des principaux composants du système électrique.

Il s'intéresse plus spécifiquement à la stabilité dynamique, qui concerne la réponse du système suite à une perturbation. On y introduit les équations de mouvement des machines synchrones et les critères utilisés pour analyser la stabilité du système dans le domaine temporel.

II.2. Définition de la stabilité du réseau électrique

La stabilité d'un réseau électrique haute tension (HT) désigne sa capacité à maintenir un état d'équilibre lors du fonctionnement normal, et à retrouver un état stable après avoir subi une perturbation, qu'elle soit interne ou externe au système.

II.3. Classification de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité d'un réseau électrique peut être analysée selon plusieurs approches, en fonction de la topologie du réseau et des grandeurs physiques qui le caractérisent, telles que : l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque nœud (bus), la puissance active et réactive circulant dans les lignes, ainsi que la vitesse de rotation des générateurs synchrones.

Lorsqu'une ou plusieurs de ces grandeurs varient de manière significative, le système est alors considéré comme étant en état de perturbation .

La stabilité peut être classée selon plusieurs critères :

- Selon la nature de la perturbation :
 - Stabilité de l'angle du rotor.
 - Stabilité de la tension.
 - Stabilité de la fréquence.
- Selon l'amplitude de la perturbation :
 - Petite perturbation.
 - Grande perturbation.
- Selon la durée d'observation :
 - Stabilité à court terme.
 - Stabilité à long terme.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

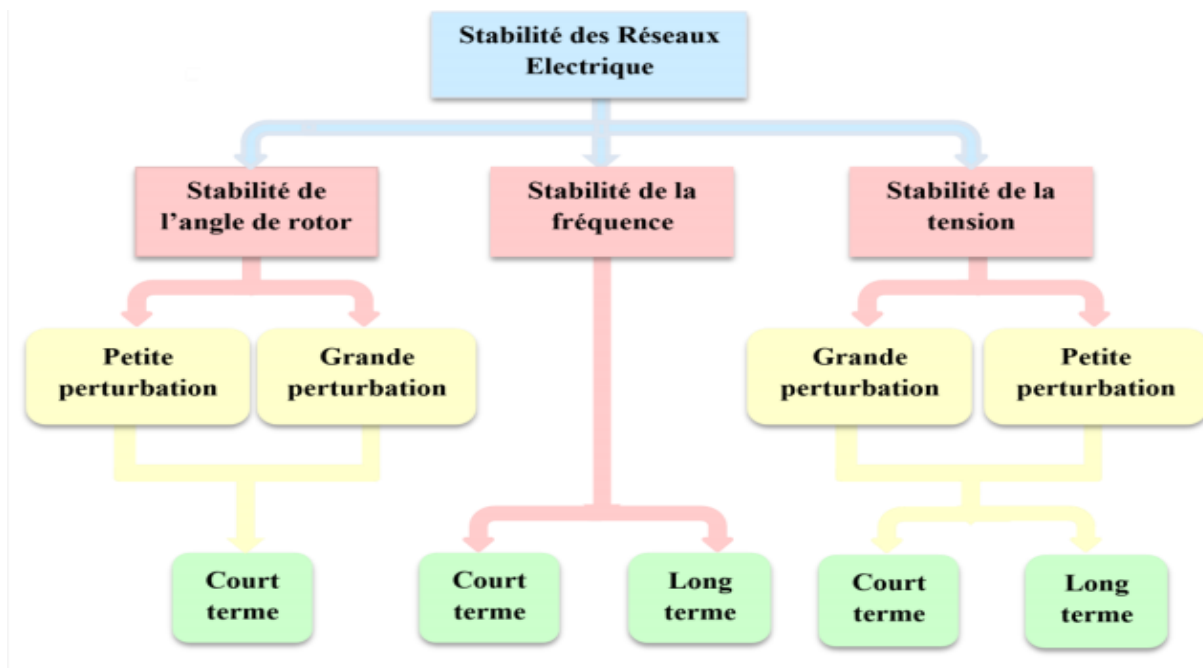


Figure II.1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques

1. On distingue trois types de stabilité :

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

Ces différentes formes d'instabilité ne peuvent pas être analysées simultanément de manière efficace, en raison de la complexité et de la dimensionnalité élevée des phénomènes liés à la stabilité. C'est pourquoi une classification rigoureuse est nécessaire : elle permet de simplifier l'étude en isolant chaque type de stabilité et en adoptant un niveau de modélisation et d'analyse adapté.

Cette approche facilite non seulement l'analyse du comportement du système, mais aussi l'identification des facteurs principaux conduisant à l'instabilité. La classification constitue ainsi un outil essentiel pour une évaluation rigoureuse et pour le traitement efficace des problèmes de stabilité dans les réseaux électriques.

2. La classification retenue ici repose sur trois critères :

- La nature physique du phénomène instable.
- La plage temporelle concernée (court ou long terme).
- Et l'ampleur de la perturbation.

3. On peut donc Classifier les types de la stabilité comme suit :

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

II.3.1 Stabilité de l'angle du rotor (angulaire)

La stabilité de l'angle du rotor désigne la capacité d'un groupe de générateurs synchrones interconnectés à maintenir le synchronisme entre eux, que ce soit en régime normal ou après une perturbation. Le système est considéré comme instable si la différence entre les angles des rotors augmente de façon continue, ou si les oscillations induites par une perturbation ne sont pas suffisamment amorties dans un délai raisonnable.

En fonction de l'amplitude de la perturbation, l'étude de la stabilité angulaire peut être abordée selon deux approches différentes.

II.3.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations fait référence à la capacité du système électrique à conserver le synchronisme face à des variations légères, telles qu'un changement modéré de charge ou de production, ou encore des manœuvres d'équipements. Ce type d'analyse est généralement effectué sur une échelle de temps de quelques secondes, et repose sur une modélisation linéaire du système autour de son point d'équilibre.

a) La Stabilité Statique

La stabilité statique correspond à l'étude des régimes d'équilibre du système électrique en conditions normales d'exploitation. Elle permet d'évaluer les niveaux de tension ainsi que les flux de puissance circulant à travers les différents nœuds (bus) du réseau. Cette analyse est particulièrement utile lors de la phase de dimensionnement des composants passifs du système, tels que les câbles, transformateurs et dispositifs de protection.

b) La Stabilité Dynamique

La stabilité dynamique désigne la capacité du système électrique à revenir à un régime permanent stable après une perturbation mineure, survenue à partir d'un état d'équilibre initial.

Ces perturbations légères peuvent inclure des manœuvres normales sur le réseau, telles que l'enclenchement d'une inductance shunt ou de petites variations de charge. Un système est considéré comme dynamiquement stable s'il parvient à absorber ces perturbations sans perte de synchronisme ni dérive excessive des grandeurs électriques.

II.3.1.2 Stabilité transitoire

La stabilité transitoire constitue un critère fondamental dans la conception et l'exploitation des réseaux électriques.

Elle fait référence à la capacité du système à retrouver un état d'équilibre stable après une perturbation soudaine et de forte amplitude, telle qu'un court-circuit ou une perte soudaine de production.

De telles perturbations peuvent éloigner significativement le système de son état initial, entraînant des variations rapides et importantes des angles des rotors des machines synchrones.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

L'étude de la stabilité transitoire repose sur l'analyse non linéaire de la relation entre les couples électromécaniques et les angles rotoriques.

II.3.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension désigne la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables à tous les jeux de barres, suite à une perturbation, et ce, à partir d'un état de fonctionnement donné.

Elle est principalement affectée par l'incapacité du système à fournir la puissance réactive requise. L'instabilité peut alors se manifester par une chute progressive ou une élévation anormale de la tension sur certaines parties du réseau, pouvant entraîner la perte de charges, le déclenchement de lignes de transmission, voire des pannes en cascade.

De nombreux grands blackouts trouvent leur origine dans ce type d'instabilité.

Les facteurs pouvant y contribuer incluent :

- une augmentation soudaine de la charge.
- la saturation des sources de puissance réactive (générateurs, condensateurs synchrones, SVCs).
- des pertes d'éléments clés comme des générateurs ou des lignes.
- ou encore une défaillance de compensation réactive.

II.3.3 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence fait référence à la capacité du système électrique à maintenir la fréquence proche de sa valeur nominale, même après un incident sévère, pouvant aller jusqu'au morcellement du réseau.

Elle dépend essentiellement de l'équilibre entre la puissance active générée et celle consommée. Une rupture de cet équilibre peut entraîner des écarts de fréquence dangereux pour la stabilité et la sécurité du système.

II.4. Causes d'instabilité

L'instabilité d'un réseau électrique peut résulter de plusieurs facteurs d'origines diverses. Parmi les causes principales, on distingue :

- Déséquilibre entre la production et la consommation : Lorsque la puissance générée ne répond pas instantanément à la demande, cela peut engendrer des variations de tension et de fréquence, compromettant la stabilité du réseau.
- Perturbations brutales : Les défauts d'équipements, les pannes de générateurs, les courts-circuits, ou encore les conditions climatiques extrêmes peuvent entraîner des déséquilibres importants et rapides.
- Défaut de synchronisation des générateurs : Une mauvaise synchronisation des machines synchrones peut causer des oscillations de fréquence et de tension, risquant de désynchroniser l'ensemble du système.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

- Résonances électromécaniques : Les interactions dynamiques entre les parties mécaniques (rotors) et électriques (réseau) peuvent provoquer des oscillations amplifiées, appelées résonances, menaçant la stabilité du système.
- Conditions environnementales sévères : Les événements naturels tels que les tempêtes, séismes ou autres catastrophes peuvent endommager les infrastructures et compromettre la continuité de service.

Ces facteurs peuvent agir individuellement ou de manière combinée, aggravant ainsi le phénomène d'instabilité. Une bonne compréhension de leurs origines est indispensable pour la prévention et la résilience du réseau électrique.

II.5. Amélioration de la stabilité

II.5.1 Amélioration de la stabilité par les techniques classiques

La stabilité des systèmes électriques peut être significativement renforcée grâce à un ensemble de techniques dites « classiques », visant à maintenir l'équilibre du réseau face aux perturbations. Parmi les principales approches, on peut citer :

- Détection et élimination rapide des défauts : L'utilisation de dispositifs de protection performants et de disjoncteurs rapides permet d'isoler efficacement les défauts, limitant ainsi leur impact sur le système électrique.
- Systèmes de régulation et de protection : L'intégration de dispositifs de régulation de la tension et de la fréquence, ainsi que de systèmes de protection adaptés, garantit le maintien des grandeurs électriques dans des plages sûres et contribue à prévenir l'apparition d'instabilités.
- Maintien de réserves de puissance : Les unités de production doivent être capables de mobiliser rapidement une réserve de puissance afin de compenser les variations brusques de la demande et d'assurer l'équilibre production/consommation.
- Renforcement de la protection des générateurs : Il est crucial de protéger les générateurs contre les défauts proches, afin d'éviter des désynchronisations ou des dommages affectant la stabilité globale du réseau.
- Régulation de la tension : L'usage de régulateurs de tension permet de maintenir un niveau de tension stable, évitant ainsi les fluctuations qui pourraient déstabiliser le fonctionnement normal du système.
- Planification de l'exploitation : Une gestion prévisionnelle de la production et de la consommation, prenant en compte les variations journalières, saisonnières et les évolutions futures, permet d'optimiser l'exploitation du réseau et de préserver sa stabilité.
- Utilisation de stabilisateurs de système de puissance (PSS) : Ces dispositifs dynamiques agissent sur les signaux d'excitation des alternateurs afin d'atténuer les oscillations électromécaniques et d'améliorer la réponse transitoire du système en cas de perturbations.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

II.5.2 Amélioration de la stabilité par les techniques modernes

- Régulation par FACTS .
- La technique de HVDC : (La technique de transport d'énergie à courant continu en haute tension) .

II.5 Modélisation des éléments du réseau

II.5.1 Modèle classique du générateur

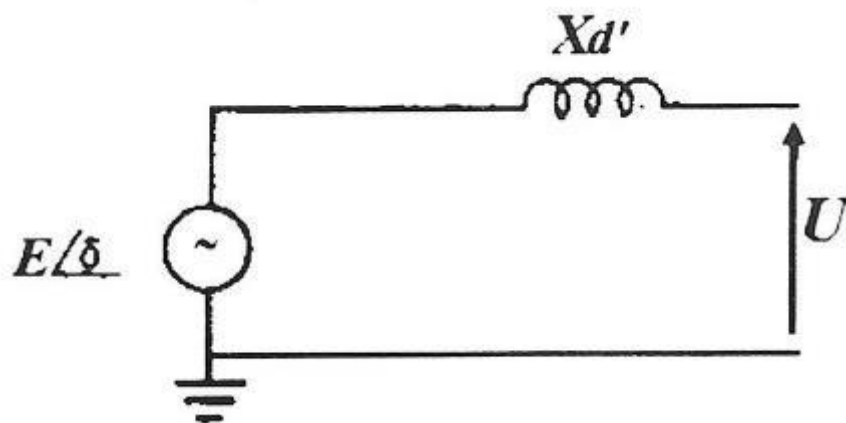


Figure II.2 : Modèle classique en générateur.

Les générateurs sont des dispositifs essentiels assurant la conversion de différentes formes d'énergie (mécanique, photoniques, chimiques...) en énergie électrique. Ils peuvent fournir ou consommer de l'énergie active et réactive, et jouent également un rôle crucial dans le maintien du niveau de tension souhaité au sein du réseau.

La machine synchrone utilisée dans l'étude du réseau ainsi que son diagramme de phase sont représentés à la Figure (I.3).

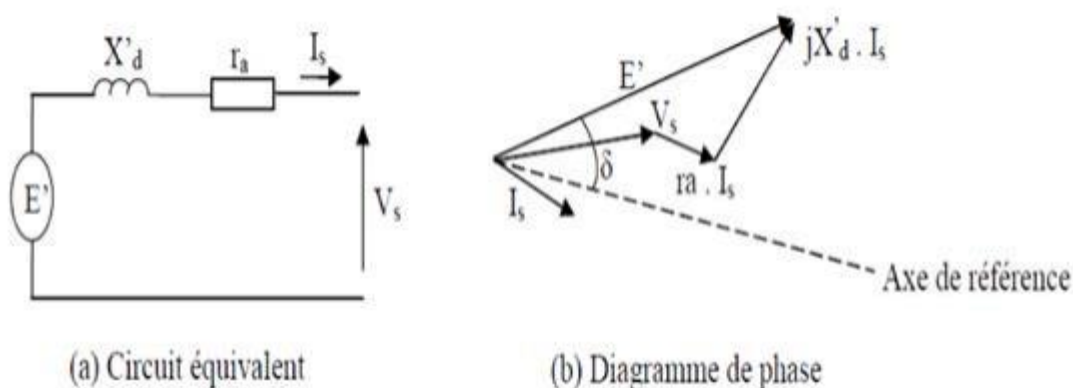


Figure II.3 : Représentation simplifiée d'une machine synchrone

II.5.2 Modèle statique de la charge

Les caractéristiques des charges influencent de manière significative la stabilité et la dynamique du système électrique.

Cependant, en raison de la complexité, de la variabilité continue des charges et du manque de données précises les concernant, une modélisation exacte reste difficile à réaliser.

Ainsi, des simplifications sont nécessaires, en particulier selon l'objectif de l'étude menée.

Pour les études de stabilité, où la période analysée est généralement de l'ordre de 10 secondes après une perturbation, on utilise le plus souvent des modèles statiques de charge, qui restent suffisamment représentatifs dans ce laps de temps.

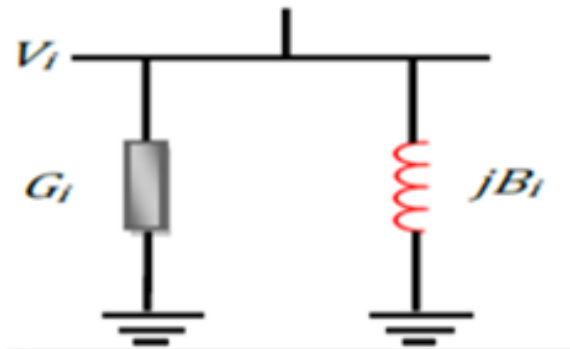


Figure I.4 : Schéma équivalent de la charge .

$$Y_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} = B_i + jG_i$$

$$B_i = \frac{P_i}{V_i^2}$$

$$G_i = \frac{-Q_i}{V_i^2}$$

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

II.5.3 Modèle du transformateur : Dans les études de réseau électrique, un transformateur est généralement modélisé comme un quadripôle asymétrique, caractérisé par deux grandeurs essentielles : le rapport de transformation a et l'impédance de fuite.

Les rapports de transformation a_{ij} sont intégrés dans les éléments de la matrice d'admittance Y_{ij} du réseau.

Ainsi, les susceptances figurant dans cette matrice sont considérées comme des fonctions dépendant des rapports de transformation, ce qui permet une meilleure représentation du comportement réel du transformateur dans les études de flux de puissance et de stabilité.

Ce principe est illustré par la figure (II.5).

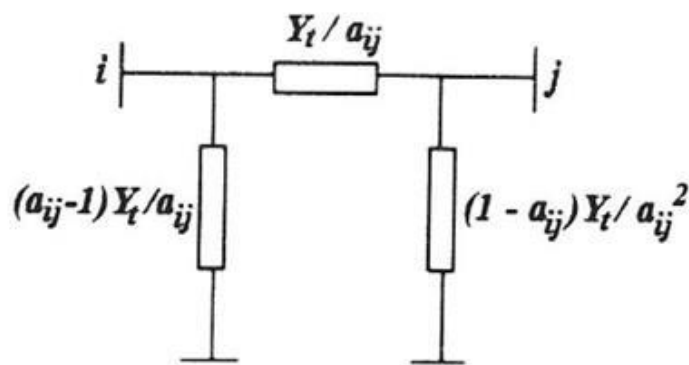


Figure II.5 : modèle d'un transformateur .

Dans un réseau électrique, les transformateurs connectés directement aux charges sont souvent des transformateurs à réglage en charge. Ils sont équipés de régulateurs automatiques de tension permettant de maintenir la tension secondaire dans les limites admissibles de fonctionnement, indépendamment des variations de tension du côté primaire. Ce mécanisme assure une alimentation stable des charges, même en cas de fluctuations sur le réseau amont.

II.5.4 Modèle de ligne de transport

La ligne de transport est représentée par un schéma équivalent en π , couramment utilisé dans les études de stabilité et d'écoulement de puissance.

Ce modèle comprend :

- Une impédance série, composée d'une résistance R et d'une réactance inductive X , représentant les pertes ohmiques et l'inductance de la ligne.
- Une admittance shunt, modélisant les effets capacitifs entre les conducteurs et la terre, formée de :
 - une susceptance capacitive B .
 - et une conductance d'isolation G représentant les pertes dans les isolateurs.

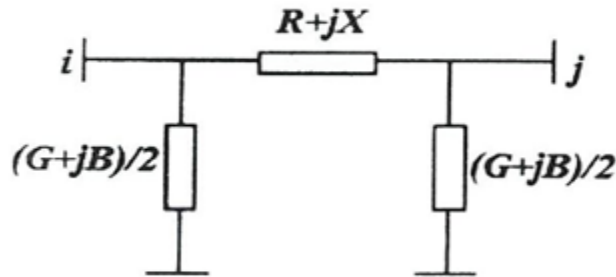


Figure II.6 : Modèle de la ligne électrique .

II.6 la Stabilité dynamique d'un réseau électrique

La stabilité dynamique se définit comme l'aptitude d'un générateur à retrouver son régime de fonctionnement normal après avoir subi une perturbation importante.

Ces perturbations se manifestent sous forme d'oscillations, résultant de l'interaction entre le couple accélérateur, lié à la puissance mécanique de la turbine, et le couple de freinage, associé à la puissance électrique délivrée par le générateur, comme l'illustre la figure (II.7) .

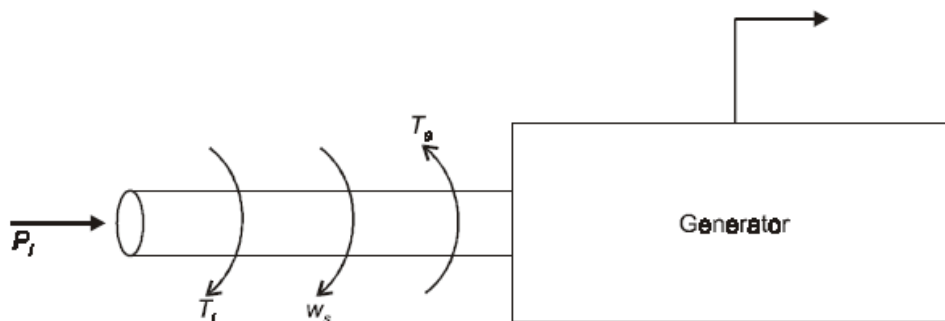


Figure II.7 : Interactions entre puissances mécanique de la turbine et électrique du générateur .

Les perturbations susceptibles d'altérer la stabilité dynamique d'un réseau électrique peuvent avoir plusieurs causes, parmi lesquelles :

- Les variations brusques de charge, appelées sauts de charge .
- Le débranchement inattendu d'une ligne de transport ou d'un transformateur .
- La mise hors service d'un générateur .
- Les courts-circuits, qui constituent les perturbations les plus sévères.

Parmi ces événements, les courts-circuits triphasés sont les plus critiques, car ils provoquent une chute brutale de la tension, pouvant aller jusqu'à zéro au point de défaut. Le niveau de cette chute de tension est un indicateur clé pour évaluer l'impact du défaut sur la stabilité dynamique. En effet, plus la tension chute fortement au point de court-circuit, plus le risque de désynchronisation des générateurs est élevé. C'est pour cette raison que l'étude de la

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

stabilité dynamique se concentre principalement sur le cas des courts-circuits triphasés, qui représentent le scénario le plus défavorable.

II.6.1 Caractéristiques de puissance pour le cas d'un court-circuit

II.6.1.1 Types des courts-circuits

Dans un réseau électrique, on distingue principalement trois types de courts-circuits :

- Court-circuit monophasé : impliquant une seule phase en contact avec la terre ou une autre phase ;
- Court-circuit biphasé, avec ou sans mise à la terre ;
- Court-circuit triphasé, également avec ou sans mise à la terre.

Parmi ces types, le court-circuit triphasé est le moins fréquent en exploitation réelle, mais il est souvent utilisé dans les études de stabilité et de dimensionnement car il est plus simple à modéliser et à calculer. En revanche, les courts-circuits monophasés et biphasés sont plus courants dans les réseaux électriques. Dans certaines configurations, ils peuvent engendrer des courants de court-circuit plus élevés que les défauts triphasés, en raison notamment des déséquilibres créés dans le système.

Ainsi, même si les courts-circuits triphasés sont privilégiés pour les analyses de stabilité dynamique, il est essentiel de considérer les autres types de défauts dans les études de protection et de coordination des équipements du réseau.

II.6.1.2 Caractéristiques de puissances

Considérons le réseau de transport de la (figure II.8)

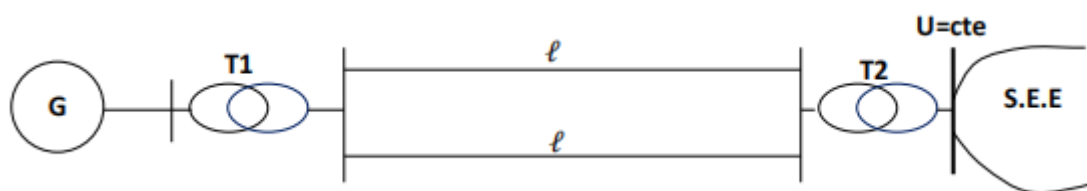


Figure II.8 : Exemple d'un réseau de transport .

Considérons le cas où un court-circuit se produit sur l'une des deux lignes parallèles du système électrique. Les caractéristiques de puissance correspondant aux différents régimes de fonctionnement avant, pendant et après la perturbation sont représentées par la Figure (II.9).

Avant l'apparition du défaut, le système fonctionne dans un régime stable. La caractéristique de puissance est alors représentée par la courbe (1). Le générateur délivre une puissance POP_{0PO} au réseau, correspondant au point de fonctionnement initial stable noté point a.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

Au point a, un équilibre est établi entre :

- la puissance mécanique fournie par la turbine P_T .
- la puissance électrique évacuée par le générateur P_e .

Cet équilibre est régi par l'équation de mouvement mécanique du rotor, qui s'écrit comme suit

$$P_T - P_e = P_T - P_{m1} \sin \delta_0 = M \cdot \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) = 0$$

$$\text{Avec } P_T = P_{m1} \sin \delta_0 = P_0 = 0$$

M : moment d'inertie.

Ce qui donne $\left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) = 0$, donc une vitesse de rotation constante.

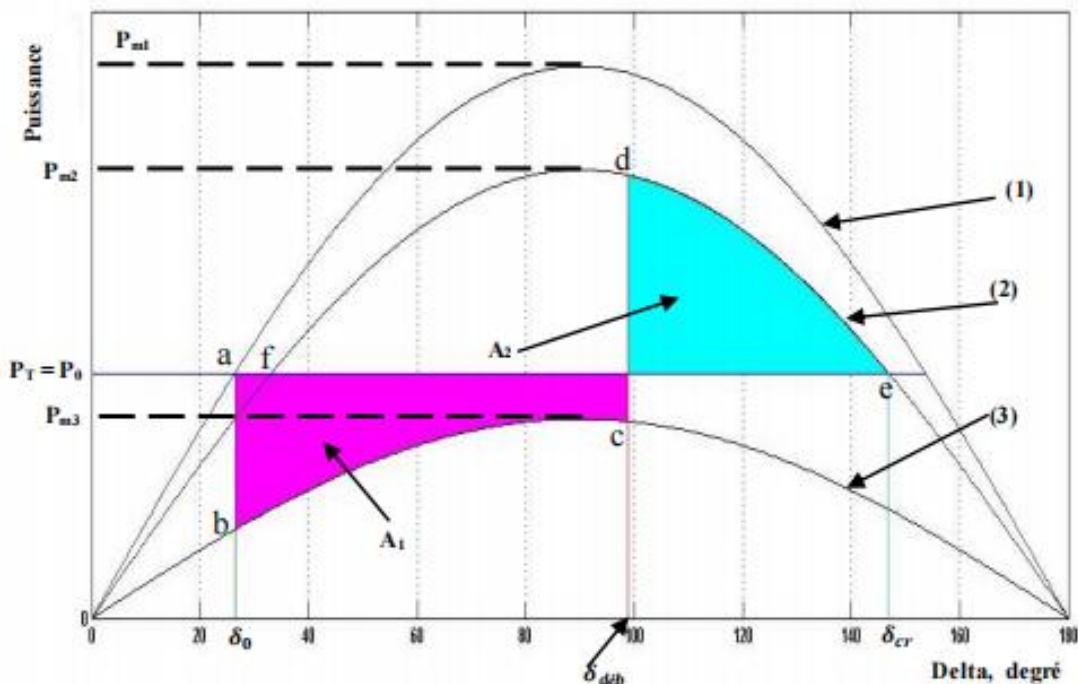


Figure II.9 : Caractéristiques de puissances dans le cas d'un court-circuit.

Dans la figure (II.9), On a :

- (1) Durant le régime normal (avant le défaut).
- (2) Durant le régime après avarie (après élimination post- défaut).
- (3) Durant le régime d'avarie (durant du défaut).

On peut ainsi conclure que, avant l'apparition du défaut, le système est dans un état de fonctionnement stable. Le point de fonctionnement stable (a), situé sur la caractéristique de

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

puissance (1), reflète un équilibre parfait entre la puissance mécanique fournie par la turbine P_T et la puissance électrique P_e évacuée par le générateur vers le réseau.

Dans cette condition d'équilibre :

- Le rotor tourne à la vitesse de synchronisme ;
- Il n'y a aucune accélération ou décélération, ce qui signifie que l'angle rotorique δ reste constant ;
- Les vecteurs de force électromotrice \vec{E} du générateur et de tension \vec{U} du réseau tournent à la même vitesse synchrone, assurant ainsi un couplage stable entre le générateur et le réseau (voir Figure II.10).

Ce fonctionnement stable constitue le point de référence à partir duquel seront analysées les réactions du système à une perturbation, comme un court-circuit.

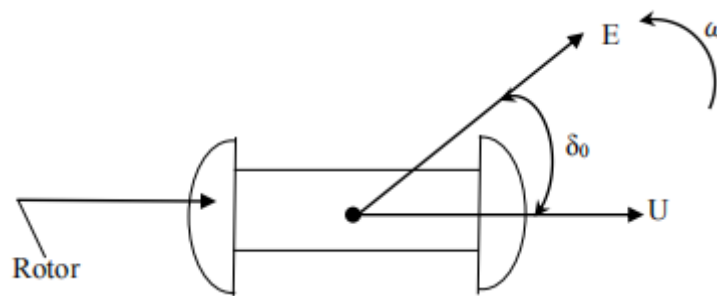


Figure II.10 : Rotation à la vitesse du synchronisme des vecteurs E et U en régime de fonctionnement stable .

À l'instant de l'apparition du court-circuit, le système subit une perturbation brutale. Toutefois, en raison de l'inertie mécanique du rotor, l'angle rotorique δ (l'angle entre les vecteurs \vec{E} et \vec{U}) ne varie pas instantanément. Ainsi, juste après le défaut, on a toujours : $\delta = \delta_0$.

Cependant, bien que l'angle reste initialement constant, le régime de fonctionnement change immédiatement : le système passe du point de fonctionnement stable "a" (sur la caractéristique de puissance 1) au point "b" (sur la caractéristique 3, modifiée par le court-circuit).

Dans ce nouveau point "b" :

- La puissance mécanique fournie par la turbine P_T , supposée constante, ne dépend pas des conditions électriques instantanées .
- En revanche, la puissance électrique P_b fournie par le générateur diminue considérablement en raison de la chute de tension causée par le défaut ;
- On a donc un déséquilibre :

$$P_T > P_b$$

l'équation de mouvement du rotor (équation II.1) dans le point b devienne :

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

$$P_T - P_e = P_T - P_{m3} \sin \delta = M. \left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \neq 0$$

II.2

Donc au point b, il apparaît une accélération $\left(\frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \neq 0$, et le rotor commence à accélérer.

Une fois le court-circuit apparu, le vecteur f.é.m. \vec{E} du générateur, qui tournait jusqu'alors en synchronisme avec le vecteur tension \vec{U} du réseau, commence à accélérer. Cette accélération résulte du déséquilibre entre la puissance mécanique constante P_T et la puissance électrique réduite P_b , injectée dans le réseau pendant le défaut.

Ce phénomène induit une vitesse relative de rotation v entre les deux vecteurs \vec{E} et \vec{U} , comme représenté sur la Figure (II.10). Autrement dit, le vecteur \vec{E} tourne plus rapidement que \vec{U} , et l'angle rotorique δ augmente continuellement.

Ce processus d'accélération se poursuit jusqu'au moment de la coupure du défaut, c'est-à-dire le débranchement de la ligne défectueuse, qui intervient lorsque l'angle atteint une valeur limite δ_{\max} , au point "c". À cet instant, le système passe :

- de la caractéristique de puissance (3) (réseau affecté par le défaut),
- à la caractéristique (2) (réseau modifié : la ligne défectueuse est isolée, le système fonctionne désormais avec une seule ligne de transport).

À la nouvelle position "d" sur la caractéristique (2), la puissance électrique P_d est supérieure à la puissance mécanique constante P_T :

$$P_d > P_T$$

Ce déséquilibre engendre alors un couple de freinage, amorçant un processus de ralentissement du rotor. La vitesse relative diminue progressivement jusqu'à s'annuler, lorsque l'énergie cinétique accumulée durant la phase d'accélération est totalement dissipée. Cette condition est atteinte à un angle critique δ_{cr} au point "e" (voir Figure II.11).

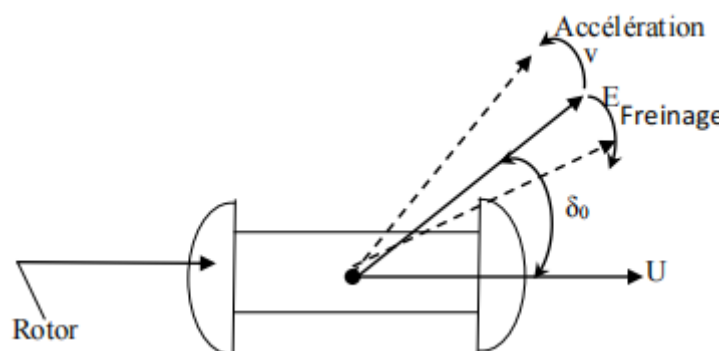


Figure II.11 : Processus d'accélération et de freinage.

Au point "e", l'accumulation d'énergie cinétique due à l'accélération précédente s'est totalement dissipée : la vitesse relative v entre le vecteur f.é.m. \vec{E} et la tension réseau \vec{U}

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

devient nulle, et l'angle rotorique δ atteint alors une valeur maximale δ_{cr} appelée angle critique.

Cependant, à ce moment-là, le couple électromagnétique développé par la machine (proportionnel à la puissance électrique délivrée P_e reste supérieur au couple mécanique P_T . Cela entraîne un ralentissement du rotor, et donc une inversion progressive de la vitesse relative. En conséquence, l'angle δ commence à décroître à partir de δ_{cr} vers une valeur moyenne δ_{moy} .

Ce phénomène marque le début d'un régime oscillatoire autour de la position d'équilibre : le système entre dans une phase de balancement (oscillation électromécanique) qui se prolonge jusqu'à ce que l'équilibre énergétique soit atteint, c'est-à-dire :

$$v=0 \text{ et } \delta=\delta_{moy}$$

au point "f" sur la courbe. Si l'amortissement du système est suffisant, ces oscillations décroissent avec le temps, et le système retrouve le synchronisme, attestant de sa stabilité dynamique.

II.6.2 La loi des aires (des surfaces)

La loi des aires repose sur le principe que l'énergie emmagasinée durant l'accélération du rotor (aire A1 de la figure II.9) doit être égale à l'énergie dissipée durant la phase de freinage (aire A2).

II.6.2.1 Détermination de l'angle limite de débranchement

Grâce à la loi des aires, on peut calculer l'angle limite de débranchement δ_{deb} . L'égalité entre l'énergie gagnée lors de l'accélération et celle perdue lors du freinage se traduit par :

$$A1 + A2 = 0$$

II.3

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (P_0 - P_{m3} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (P_0 - P_{m2} \sin \delta) d\delta = 0$$

$$\text{Où : } \delta_{cr} = 180^\circ - \delta_2 = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_{m2}}$$

$$\Rightarrow P_0 (\delta_{deb} - \delta_0) + P_0 (\delta_{deb} - \delta_0) + P_{m3} (\cos \delta_{deb} - \cos \delta_0) + P_0 (\delta_{cr} - \delta_{deb}) + P_{m2}$$

$$(\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{deb}) = 0$$

$$\cos \delta_{deb} = \frac{P_0(\delta_{cr} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + P_{m2} \cos \delta_{cr} - P_{m3} \cos \delta_0}{P_{m2} - P_{m3}}$$

II.4

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

Avec δ_0 et δ_{cr} sont exprimées en degrés

II.6.3 Méthode des intervalles successifs

La méthode consiste à diviser l'intervalle de temps du régime transitoire en éléments de durée Δt , au cours desquels on évalue successivement la variation de l'angle δ et de la puissance PPP. Le régime permanent avant la perturbation est représenté par le point « a » de la Figure II.6.

À l'instant initial $t_0=0$, une perturbation provoque une variation de la puissance du générateur, créant un écart $\Delta P(0)$ par rapport à P_0 (ou P_T).

Si les intervalles Δt sont suffisamment petits, on peut considérer que $\Delta P(0)$ reste constant pendant l'intervalle de variation $\Delta\delta(1)$ correspondant à Δt .

La détermination du temps de débranchement repose alors sur l'équation du mouvement du rotor.

$$\Delta P = P_0 - P_{m3} \sin \delta_0 = M. \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) \quad \text{II.5}$$

M : moment d'inertie.

Ce qui donne :

$$\left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) = \left(\frac{1}{M} \right) \Delta P = \left(\frac{\pi f}{H} \right). \Delta P \quad \text{II.6}$$

Avec :

$$M = \left(\frac{H}{\pi f} \right) \quad \text{II.7}$$

H : est la constante d'inertie

En raison du caractère de l'équation (équation différentielle du second ordre), sa résolution directe en fonction de l'angle δ est complexe. Pour cette raison, on emploie des méthodes numériques comme la méthode des intervalles successifs, qui consiste à :

Soit :

$$K = \frac{\pi f (\Delta t)^2}{H} \quad \text{II.8}$$

L'écart de la puissance au début de l'intervalle (1) est :

$$\Delta P(0) = P_0 - P(0) = P_0 - P_{m3} \sin \delta_0 \quad \text{II.9}$$

L'angle correspond à la fin du premier intervalle (1) :

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta\delta(1) \quad \text{II.10}$$

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

Où $\Delta\delta(1)$: écart de δ correspond au premier intervalle (1) qui est égale à :

$$\Delta\delta(1) = K \frac{\Delta P(0)}{2} \quad \text{II.11}$$

En insérant la valeur de $\delta(1)$ dans l'expression de ΔP , on obtient :

$$\Delta P(1) = P(0) - P_{m3} \sin \delta(1) \quad \text{II.12}$$

Où $\Delta P(1)$: écart entre les puissances du générateur et de la turbine au début du deuxième intervalle.

$$\Delta\delta(2) = \Delta\delta(1) + K\Delta P(1) \quad \text{II.13}$$

On peut constater que les écarts de δ correspondant à des intervalles de temps ne sont pas égaux $\Delta\delta(2) > \Delta\delta(1)$, dues à l'accélération initiale au deuxième intervalle.

L'angle δ correspond sera donc :

$$\delta(2) = \delta(1) + \Delta\delta(2) \quad \text{II.14}$$

La valeur de l'écart $\Delta P(2) = P_0 - P_{m3} \sin \delta(2)$

La valeur de l'écart $\Delta P(2)$ définit l'accélération qui à son tour permet de déterminer :

$$\delta(3) = \delta(2) + K\Delta\delta(2) \quad \text{II.15}$$

Et ainsi de suite

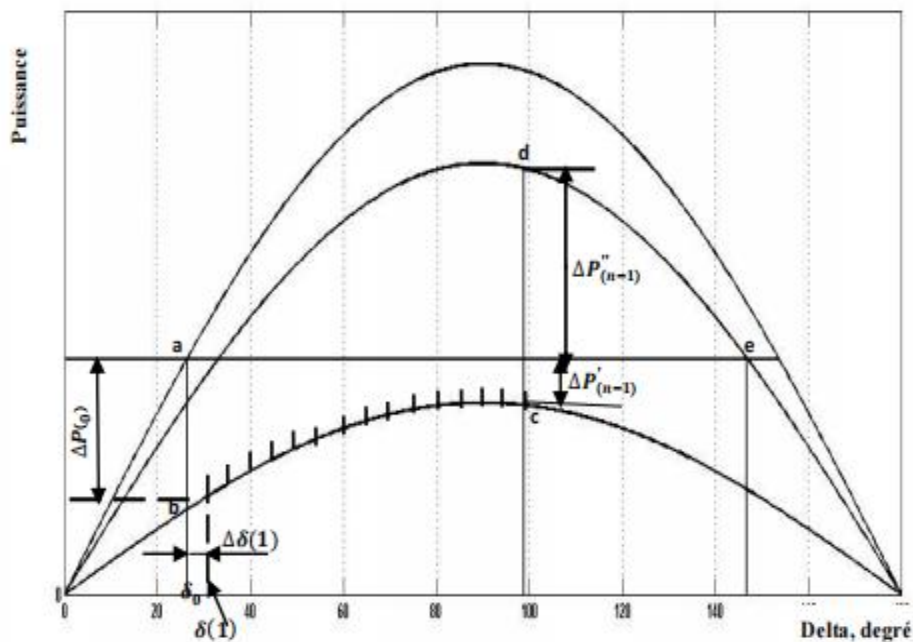


Figure II.12 : Méthode des intervalles successifs.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

Au moment de l'apparition ou de l'élimination du défaut (c-à-d lors du passage d'un régime de fonctionnement à un autre), il est nécessaire de prendre la valeur moyenne de l'écart de puissance juste avant et juste après cet instant.

Par exemple, lors de l'apparition du défaut, correspondant au passage du point (a) au point (b) sur les caractéristiques de la figure (II.12), on calcule :

$$\Delta\delta(1) = K \frac{\Delta P'(0) + \Delta P''(0)}{2}$$

Avec $\Delta P'(0)$: écart de puissance juste avant l'apparition du défaut (point a) donc :

$$\Delta P'(0) = P_0 - P_0 = 0$$

Et $\Delta P''(0)$: écart de puissance juste après l'apparition du défaut (point b) donc :

$$\Delta P''(0) = P_0 - P_{m3} \cdot \sin(\delta_0)$$

Même chose dans le cas de l'élimination du défaut (passage du point c au point d), dans ce cas on a :

$$\Delta(n) = \Delta\delta(n-1) + K \frac{[\Delta P'(n-1) + \Delta P''(n-1)]}{2}$$

Avec $\Delta P'(n-1)$: écart de puissance juste avant l'élimination du défaut (point c) donc :

$$\Delta P'(n-1) = P_0 - P_{m3} \cdot \sin((n-1))$$

Et $\Delta P''(n-1)$: écart de puissance juste après élimination du défaut (point d) donc :

$$\Delta P''(n-1) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin((n-1))$$

Et d'une manière générale, sauf le cas de discontinuité (ci-dessus) on a :

$$\Delta(m) = \Delta(m-1) + K\Delta P(m-1)$$

Le calcul se poursuit jusqu'à ce que l'angle δ commence à décroître, indiquant que la machine reste stable, ou bien jusqu'à ce que δ augmente continuellement, signe que la machine perd le synchronisme.

De la courbe et après déterminer l'angle limite de débranchement δ_{deb} , en fait correspondre cet angle et on détermine graphiquement le temps limite de débranchement correspondant à t_{deb} (Figure II.13).

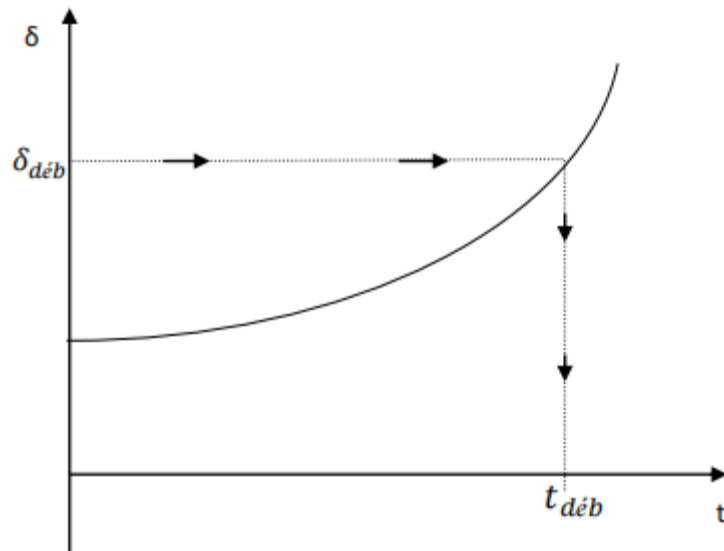


Figure II. 13 : Détermination du temps limite de débranchement.

Chapitre II : Stabilité dynamique du réseau électrique

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté les notions de stabilité des réseaux d'énergie électrique ainsi que ses différents types, suivis d'une brève exposition et de la modélisation des principaux éléments du réseau électrique.

On a étudié la stabilité dynamique des réseaux électriques, c'est-à-dire l'influence des grandes perturbations sur leur stabilité. Les courts-circuits triphasés, étant les plus critiques, ont fait l'objet d'une attention particulière.

Plusieurs paramètres caractérisent cette stabilité, notamment l'angle limite de débranchement δ_{deb} , déterminé par la loi des aires, et le temps limite de débranchement t_{deb} , obtenu par la méthode des intervalles successifs.

Ce dernier est un paramètre essentiel pour l'analyse et l'exploitation des réseaux.

Chapitre III

Résultats et discussion.

III.1. Introduction

L'objectif de cette simulation est d'analyser les effets de l'intégration de l'énergie éolienne sur la stabilité globale ainsi que sur le comportement du réseau électrique. Elle permet d'étudier les fluctuations de la tension et de la fréquence, les oscillations du système et d'autres aspects clés. En outre, cette simulation permet d'évaluer la performance de diverses stratégies de contrôle et de gestion afin de garantir une intégration efficace et stable de l'énergie éolienne.

Dans cette simulation, un modèle représentatif d'un réseau électrique réel sera utilisé, incluant des générateurs classiques, des lignes de transmission, des transformateurs ainsi que des charges. Des éoliennes seront intégrées dans ce modèle en tenant compte du changement qui se produit lorsque la vitesse des éoliennes change.

En modifiant certains paramètres de calcul, comme la vitesse du vent qui est principalement la cause des changements dans la vitesse de rotation des éoliennes et dans l'énergie produite et les méthodes de contrôle et de gestion, il sera possible d'observer les impacts de l'intégration de cette énergie sur la stabilité du réseau électrique. Les résultats issus de cette simulation offriront des données utiles pour identifier les éventuels défis et suggérer des pistes de solutions en vue d'une exploitation optimale et fiable de cette source d'énergie renouvelable.

En résumé, cette simulation adopte une approche par étapes successives sur le réseau interarea, où l'énergie issue de source éolienne sera intégrée une ferme d'éoliennes, avec la variation de vitesse d'éoliennes par une variation de la vitesse du vent par les scénarios de (8.4m/s, 12m/s, 14.4m/s, 16m/s) est d'observer l'influence des systèmes stabilisateurs de puissance (PSS) sur la réponse des machines du réseau, suite aux variations induites par cette intégration progressive.

III.2. Simulation et résultats

Les étapes suivies pour effectuer cette simulation sont ordonnées tels que :

- Une première exécution par simulation du système avant l'intégration d'éoliennes, après en introduisant la source éolienne dans la centrale G4 avec une vitesse du vent égal à 8.4m/s et varier en 12m/s, 14.4m/s et 16m/s .
- Un court-circuit front est appliqué à l'instant 1s jusqu'à 1.2s au milieu de la ligne entre les deux zones.
- Des PSSs sont placés aux niveaux de chaque machine.
- Trois types différents de PSSs sont adaptés au système pour voir l'effet sur le comportement des machines vis-à-vis les oscillations électromécaniques dans la présence de la production éolienne.
- Une comparaison des performances du système électrique en variant par augmentation de la variation de la vitesse du vent de la production éolienne et en changeant les types des PSSs.
- Des conclusions seront tirées suite aux discussions et aux commentaires liés aux calculs et simulations présentées.
- Des recommandations seront données à la fin du chapitre.

Chapitre III: Résultats et discussion

III.3. Applications et étude de cas par MATLAB/Simulink

La simulation est un outil puissant pour évaluer l'intégration des éoliennes dans le réseau électrique inter-régions.

III.3.1. Description du système réseaux utilisé

Le schéma représente un système de test à deux zones interconnectées, conçu pour l'étude des oscillations électromécaniques basse fréquence dans les grands réseaux électriques.

- Il est composé de deux zones symétriques (Zone 1 et Zone 2), reliées par deux lignes de transmission de 220 km à 230 kV.
- Chaque zone comprend deux alternateurs synchrones identiques (20 kV, 900 MVA), avec des régulateurs de vitesse thermiques et des excitateurs statiques rapides (gain = 200).
- Les charges sont représentées par des impédances constantes.
- Le système simule une exportation de 413 MW de la zone 1 vers la zone 2, dans une situation de fonctionnement légèrement tendue.
- Les inerties des générateurs sont :
 - Zone 1 : $H = 6,5$ s
 - Zone 2 : $H = 6,175$ s
- Des condensateurs (187 Mvar) ont été ajoutés pour améliorer le profil de tension.

Ce système, bien que de petite taille, reproduit fidèlement le comportement dynamique d'un réseau réel, ce qui le rend idéal pour des études de stabilité et de contrôle des oscillations interzones.

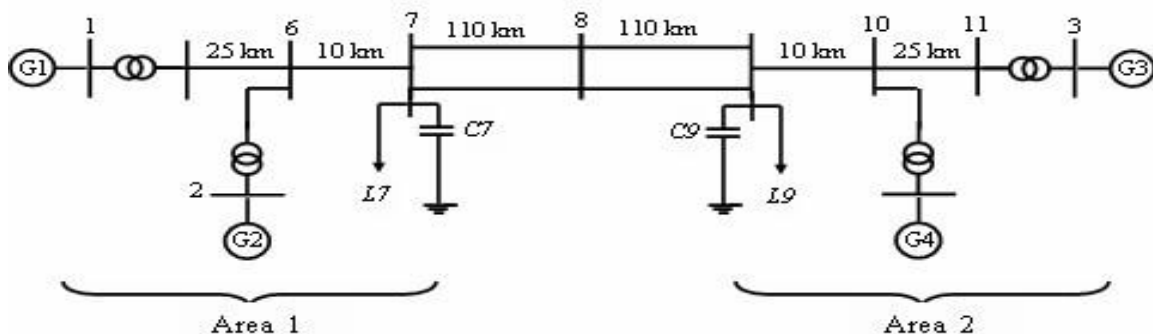


Figure III. 1 : Représentation schématique des deux régions du système étudié.

Chapitre III: Résultats et discussion

La représentation du système multi-machine été faite en utilisant l'environnement MATLAB-Simulink, comme présenté par la figure III.1 :

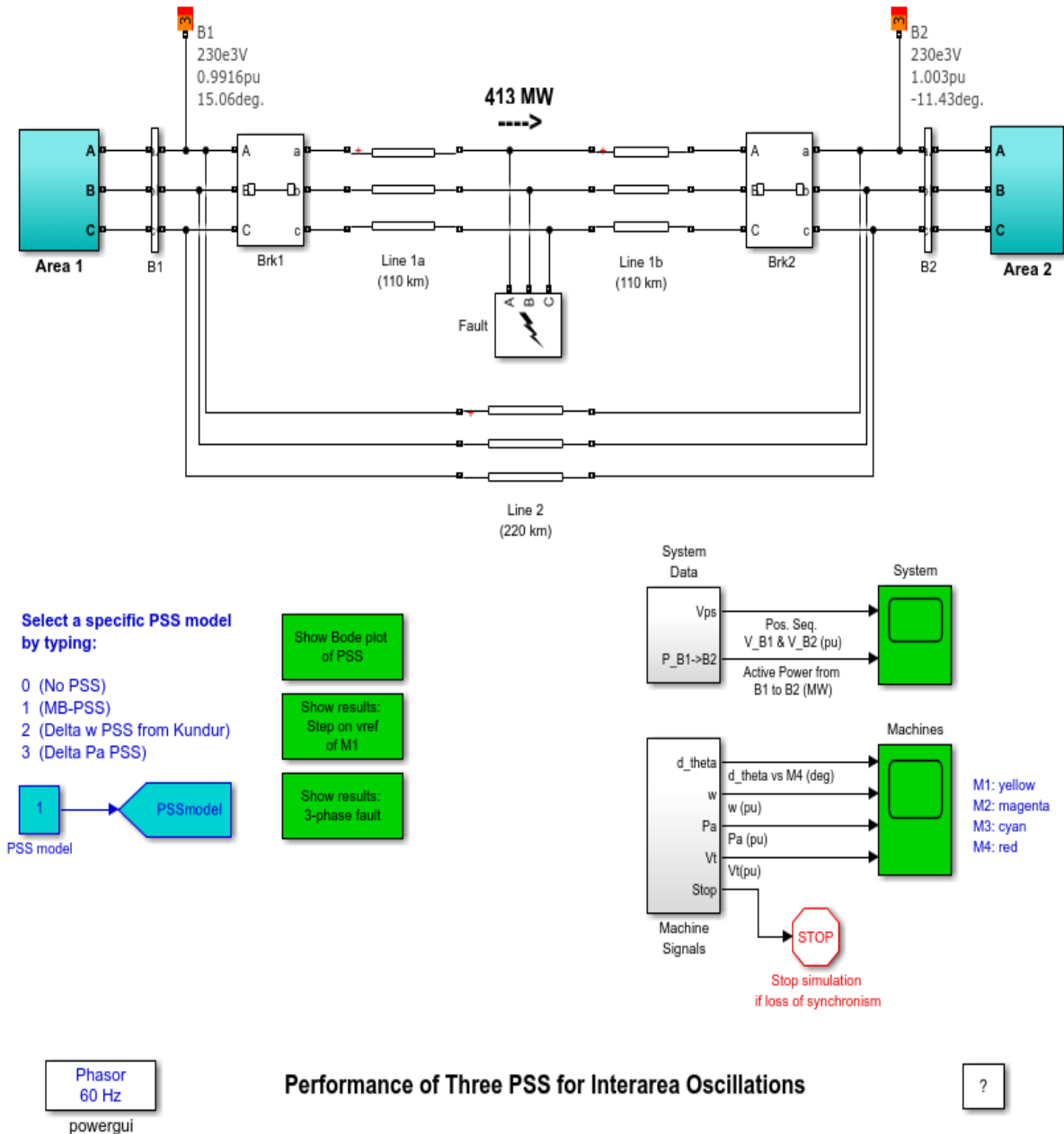


Figure III. 2 : Système multi-machine étudié par MATLAB-SIMULINK.

Chapitre III: Résultats et discussion

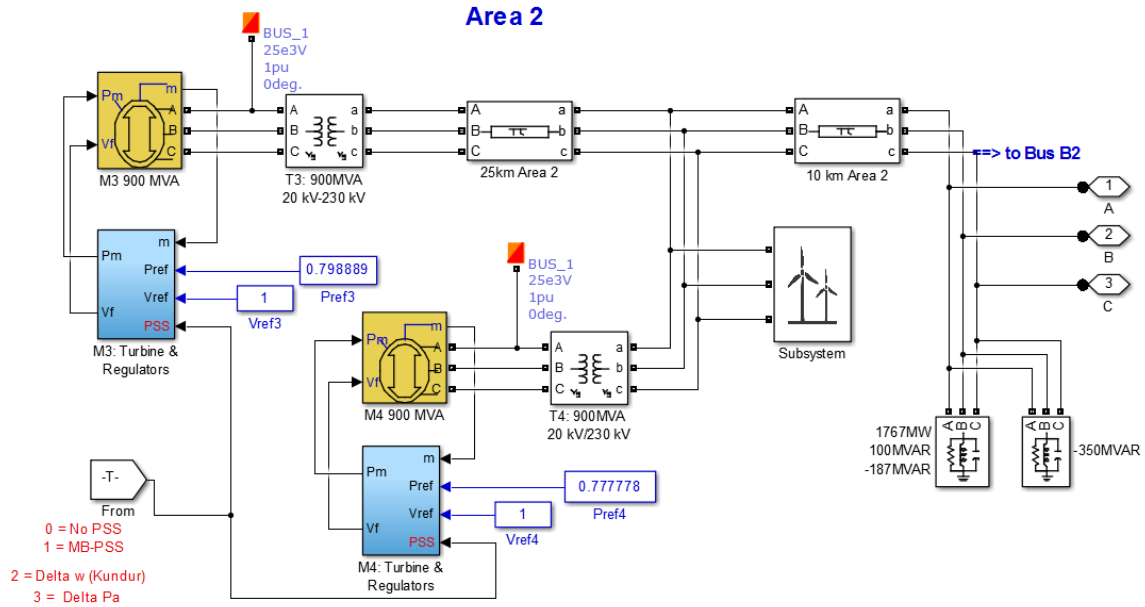


Figure III. 3 : Intégration d'une éolienne dans zone 2.

Les choix des PSSs :

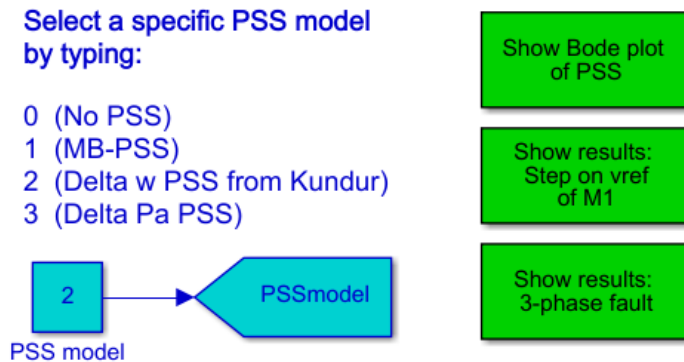


Figure III. 4 : Choix de PSSs .

1. MB-PSS (Model-Based PSS) – IEEE Type PSS4B :

Le MB-PSS est un stabilisateur de puissance basé sur un modèle simplifié et conforme au standard IEEE PSS4B défini dans IEEE Std 421.5 .

Il est conçu pour générer un signal de stabilisation à partir de la fréquence mesurée ou de sa variation, tout en utilisant plusieurs étages de compensation pour couvrir un large spectre de modes d'oscillations, Il est souvent utilisé pour traiter des oscillations interzones et locales avec une plus grande flexibilité et adaptabilité.

Chapitre III: Résultats et discussion

2. Conventional Delta ω PSS – PSS basé sur la variation de la vitesse :

Ce stabilisateur est le plus classique, proposé par P. Kundur. Il utilise le signal $\Delta\omega$ (variation de la vitesse du rotor) comme entrée principale.

Son but est de produire une modulation de l'excitation pour amortir les oscillations électromécaniques, en agissant sur les déphasages dus aux variations de vitesse, Il est généralement constitué d'un filtre passe-haut, d'un gain, et d'un système de compensation de phase.

3. Conventional Acceleration Power PSS (Delta Pa) – PSS basé sur la puissance d'accélération :

Ce type de PSS utilise le signal ΔPa (variation de la puissance d'accélération) comme variable d'entrée, La puissance d'accélération est définie comme la différence entre la puissance mécanique et la puissance électrique de la machine.

Ce PSS agit plus directement sur les oscillations résultant des déséquilibres dynamiques en énergie, et offre une réponse plus rapide que le PSS basé uniquement sur $\Delta\omega$.

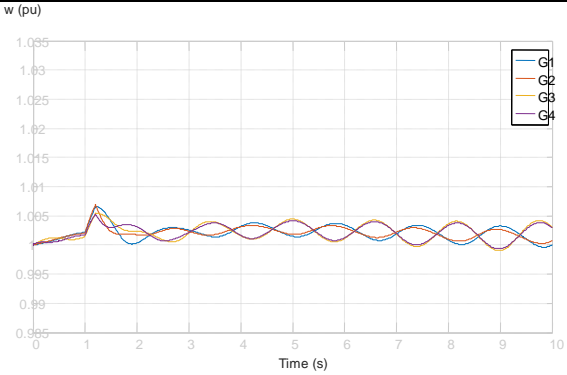
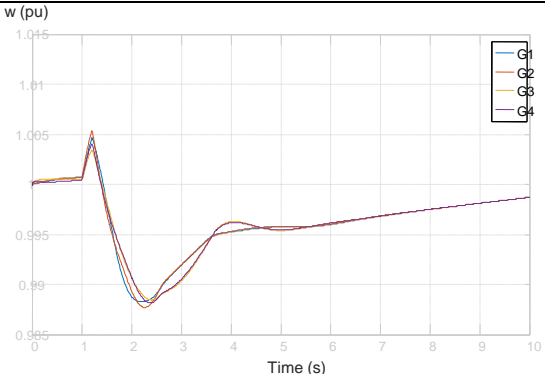
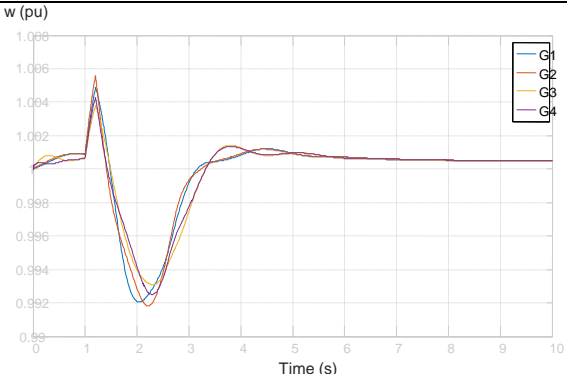
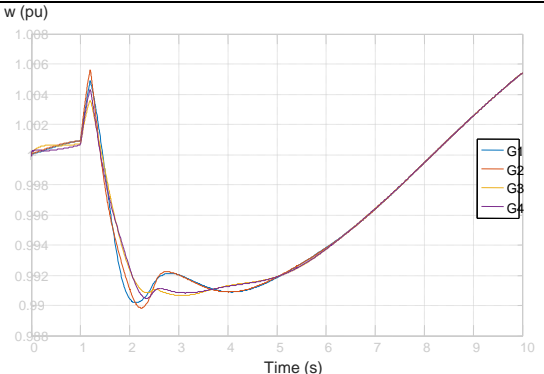
III.3.2. Description du système éolien utilisé

On étulisé une systéme basée sur de la machine asynchrone à double alimentation (MADA).

Les systèmes MADA utilisent une machine à rotor bobiné avec un stator connecté au réseau et un rotor alimenté via un convertisseur, permettant un fonctionnement à vitesse variable. Bien que plus complexes que les machines à cage, ils offrent une grande souplesse d'exploitation. Seule une partie de la puissance passe par le rotor, ce qui réduit la taille et le coût du convertisseur. Cela en fait une solution économique pour les éoliennes de grande puissance. De plus, la MADA permet de réguler efficacement la tension au point de connexion.

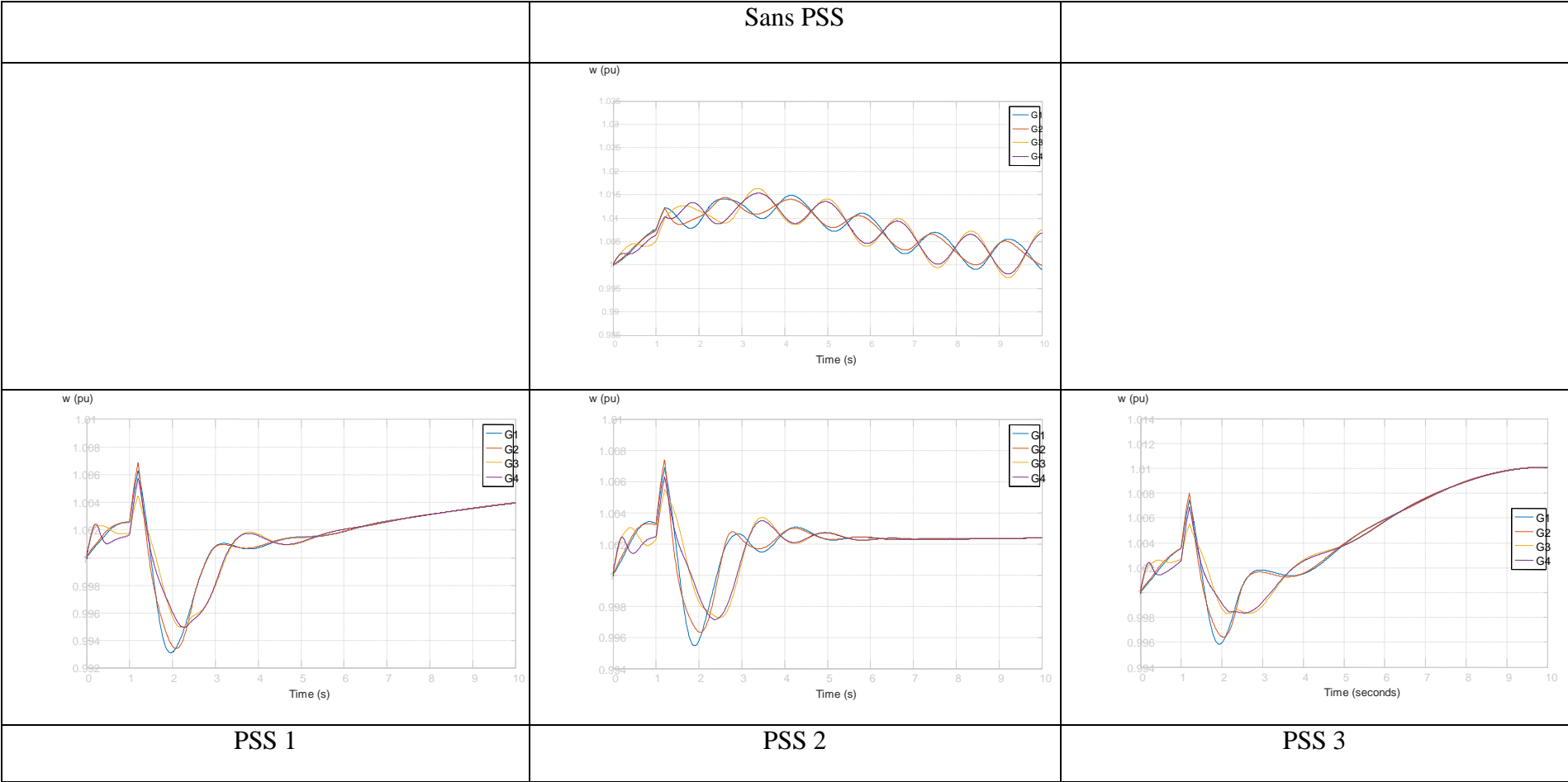
Chapitre III: Simulation et résultats

Tableau III.2: CAS 1(v= 8.4m/s)

	Sans PSS	
		
		
PSS 1	PSS 2	PSS 3

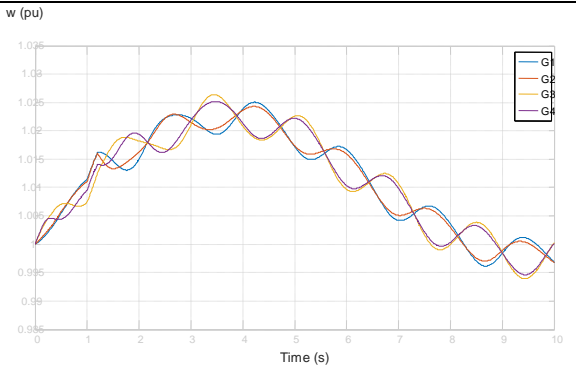
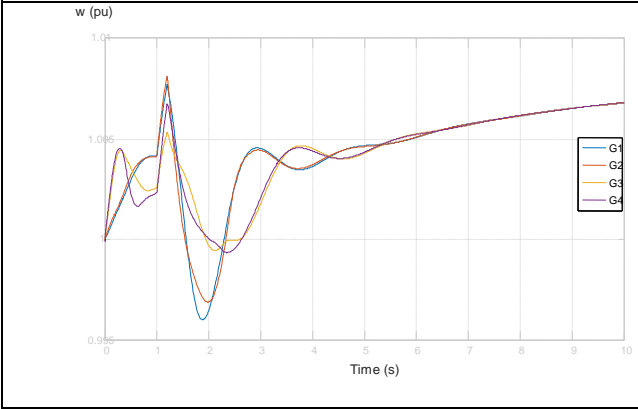
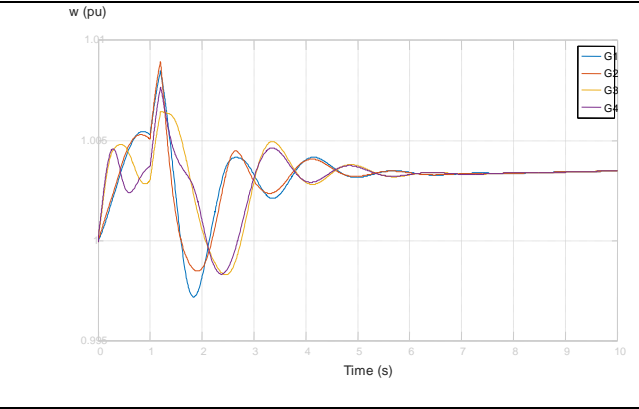
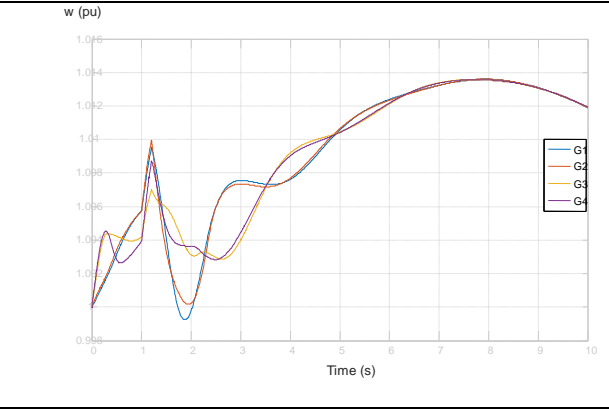
Chapitre III: Simulation et résultats

Tableau III.3: cas 2 (v= 12m/s)



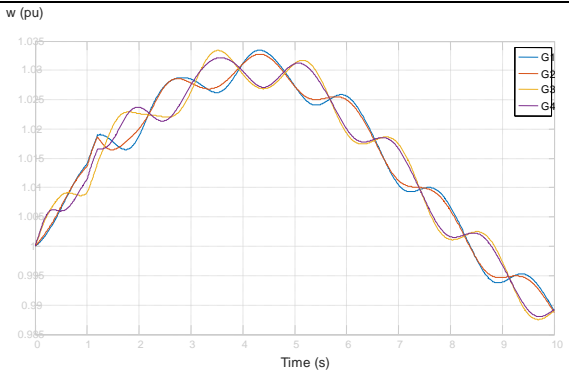
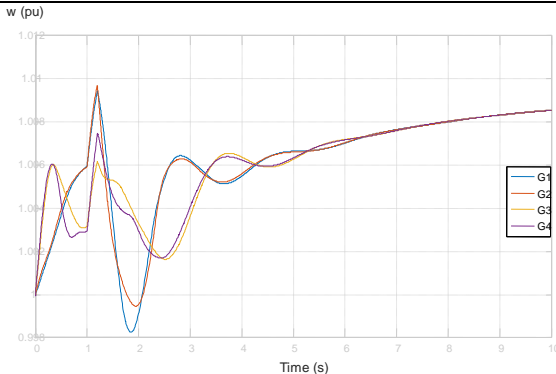
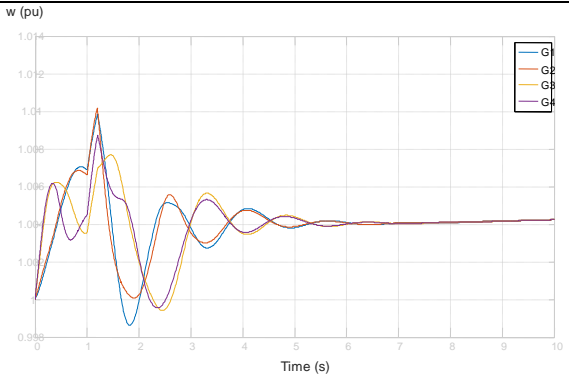
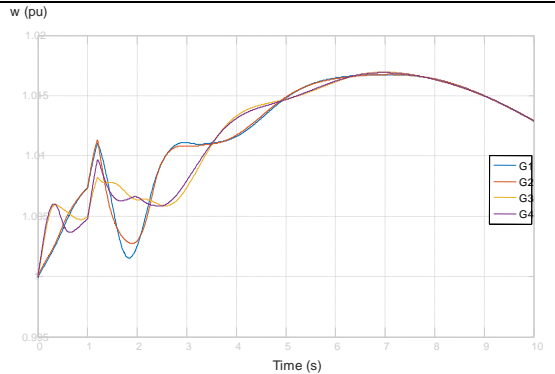
Chapitre III: Simulation et résultats

Tableau III.4: cas 3 (v= 14.4m/s)

	Sans PSS	
		
		
PSS 1	PSS 2	PSS 3

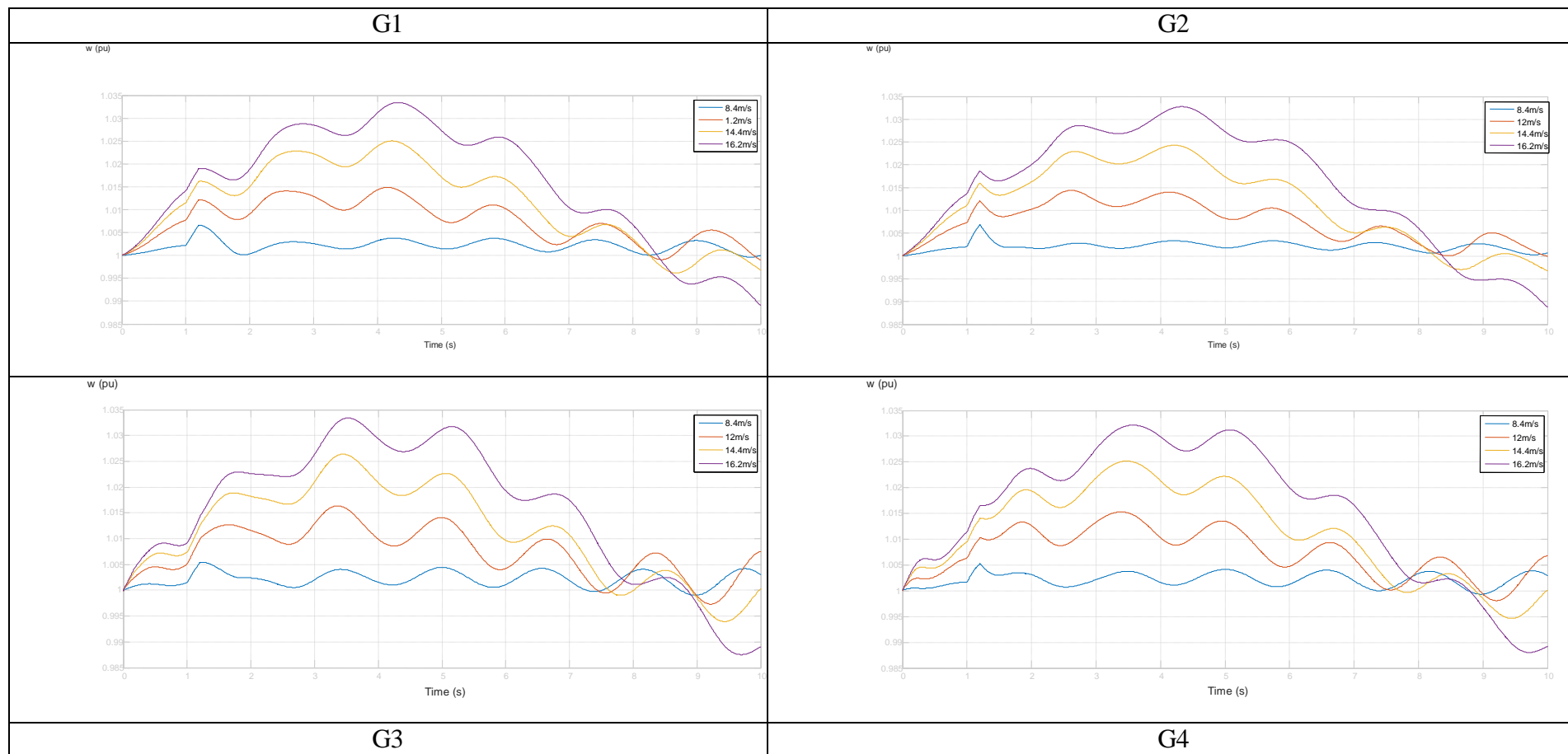
Chapitre III: Simulation et résultats

Tableau III.5: cas 4 (v= 16.2m/s)

	Sans PSS	
		
		
PSS 1	PSS 2	PSS 3

Chapitre III: Simulation et résultats

Tableau III.6: Effet de la variation de vitesse d'éolennes sur chaque machine .



Chapitre III: Simulation et résultats

III.4.1. Analyse des résultats

Sans le premier cas : À cette vitesse modérée, la puissance injectée par l'éolienne reste faible. On observe une légère déviation de la vitesse rotorique ($\Delta\omega$) et des oscillations continues, principalement au niveau des machines de la zone 2. Le PSS de type 2 (Kundur) s'est montré efficace pour amortir les oscillations et assurer un retour rapide à l'équilibre.

En l'absence de PSS, le système reste stable mais présente un retour plus lent à l'état stationnaire, soulignant l'importance du rôle des stabilisateurs, même à faible production éolienne.

- Pour cas 2 : vitesse du vent = 12 m/s :

Avec l'augmentation de la vitesse du vent, la puissance injectée devient significative. Les oscillations des angles des rotors s'amplifient, en particulier pour G4, directement couplée à l'éolienne.

Le PSS2 continue à démontrer une performance supérieure, tandis que le PSS1 offre un comportement satisfaisant mais légèrement moins efficace. En revanche, le PSS3 (basé sur ΔPa) montre des limites dans le contrôle des oscillations, surtout dans la phase transitoire.

- Pour cas 3 : vitesse du vent = 14.4 m/s :

Ce cas représente une situation critique où la production éolienne est très élevée. Le système subit des perturbations importantes après le court-circuit, avec une augmentation nette des oscillations.

Malgré cela, le PSS2 réussit à maintenir la stabilité du système, bien que le temps de retour à l'équilibre soit allongé. Le PSS1 devient moins performant dans ces conditions, tandis que le PSS3 n'arrive plus à assurer une atténuation efficace.

- Pour cas 4 : vitesse du vent = 16.2 m/s :

À cette vitesse maximale, l'impact de la ferme éolienne sur le réseau devient dominant. Sans PSS, le système montre une perte de synchronisme et une instabilité sévère, en particulier sur les machines G3 et G4 de la zone 2.

Même avec l'activation des PSSs, leur efficacité devient limitée, bien que le PSS2 parvienne encore à amortir partiellement les oscillations et à guider le système vers une stabilité relative.

Chapitre III: Simulation et résultats

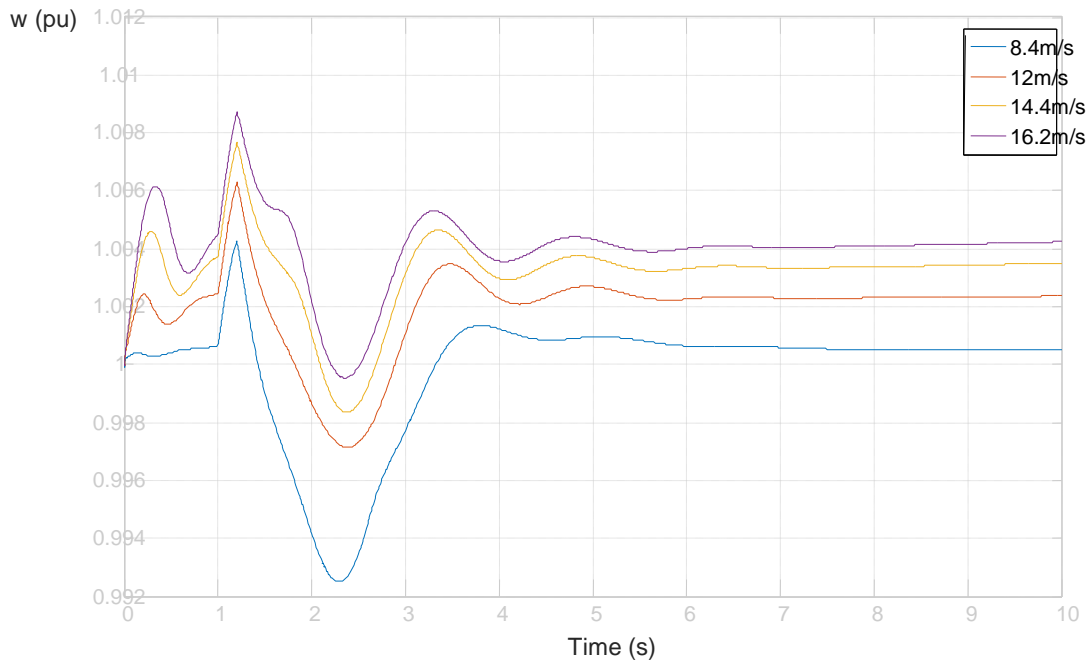


Figure III. 6 : Effet de la variation de la vitesse du vent dans G4 avec PSS2.

Une comparaison du comportement de la machine G4 pour l'ensemble des cas étudiés est illustrée dans la figure III.6. Cette figure met en évidence que l'intégration de l'éolienne a un effet direct sur l'apparition des oscillations électromécaniques, même en l'absence de perturbation externe.

Ce phénomène est particulièrement observable dans l'intervalle de temps entre 0s et 1s, période durant laquelle aucun défaut (court-circuit) n'est appliqué. L'augmentation progressive de la vitesse du vent provoque une excitation du système menant à des oscillations plus prononcées à mesure que la contribution de l'éolienne augmente.

Suite à l'application du court-circuit (entre 1s et 1.2s), la machine G4 réagit de manière similaire dans tous les cas, mais avec des amplitudes et des durées d'oscillation variables selon la vitesse du vent.

La présence du PSS de type 2 (Kundur) joue un rôle crucial dans l'atténuation de ces oscillations, en permettant un retour progressif à la stabilité. Bien que l'efficacité du stabilisateur diffère selon le niveau de perturbation, l'amortissement est assuré dans tous les cas avant 3 secondes, ce qui confirme la robustesse de ce type de PSS face aux variations induites par la production éolienne.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation, la simulation et l'analyse des effets de l'intégration de l'énergie éolienne à vitesse variable sur la stabilité dynamique d'un réseau électrique inter-régions. En utilisant l'environnement MATLAB/Simulink, différents scénarios ont été étudiés en faisant varier la vitesse du vent et en observant la réponse du système avec et sans l'utilisation de stabilisateurs de puissance (PSS).

Les résultats obtenus ont mis en évidence que la variation de la vitesse du vent influence fortement le comportement dynamique du réseau, notamment à travers l'apparition d'oscillations électromécaniques au niveau des machines synchrones. Ces oscillations deviennent plus importantes à mesure que la vitesse du vent augmente, compromettant ainsi la stabilité du système, surtout en cas de défauts.

La simulation a également montré que les systèmes PSS, en particulier le type 2 (Kundur), permettent d'amortir efficacement les oscillations et de favoriser le retour à un état stable,

Cette étude confirme l'importance d'une intégration maîtrisée de l'énergie éolienne, accompagnée de dispositifs de contrôle dynamiques, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau électrique face aux perturbations.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans ce mémoire, nous avons étudié l'effet de la variation de la vitesse du vent sur la stabilité dynamique d'un réseau électrique interconnecté, en simulant l'intégration d'une ferme éolienne de type MADA (machine asynchrone à double alimentation) dans une configuration de réseau à deux zones (Interarea).

L'approche adoptée repose sur la simulation de plusieurs scénarios de vent (8.4 m/s, 12 m/s, 14.4 m/s et 16.2 m/s), chacun associé à une situation perturbée par un court-circuit triphasé appliqué au milieu de la ligne reliant les deux zones. À chaque scénario, nous avons analysé la réponse du système avec et sans l'activation de différents types de stabilisateurs de puissance (PSS).

Les résultats obtenus à travers l'environnement MATLAB/Simulink ont permis de tirer les conclusions suivantes :

La vitesse du vent influence directement la stabilité du réseau : plus elle augmente, plus les oscillations électromécaniques deviennent importantes, en particulier sur les machines proches de la source éolienne.

En absence de contrôle, les vitesses élevées provoquent des instabilités sérieuses, parfois jusqu'à la perte de synchronisme après une perturbation.

L'utilisation des PSSs améliore considérablement le comportement transitoire du système. Parmi les trois types testés, le PSS de type 2 (basé sur $\Delta\omega$) s'est distingué par sa robustesse et son efficacité dans tous les cas de figure.

Les machines de la zone 2, notamment G3 et G4, sont les plus affectées par la variation de la vitesse du vent, ce qui est cohérent avec leur localisation proche de la ferme éolienne et la réduction de l'inertie globale du réseau.

Les résultats nous mènent à faire des constatations et tirer des conclusions ainsi que des perspectives, à conseiller aux chercheurs et au intéressés :

Développer des stratégies de commande adaptatives pour les PSS, tenant compte en temps réel de la variation de la vitesse du vent.

Optimiser le couplage entre la commande du convertisseur de l'éolienne et les dispositifs de stabilisation du réseau.

Élargir l'étude à des conditions de fonctionnement plus complexes, incluant par exemple la variation simultanée de la charge et des vents.

Conclusion Générale

Intégrer d'autres technologies de compensation (comme FACTS, systèmes de stockage) pour renforcer la flexibilité du système dans un contexte de forte pénétration éolienne.

Bibliographie

- [1] P Siham. Mana, «Innovation Technology in the renewable energies,» , Université Mohamed El Bachir El Ibrahimy de Bordj Bou Arréridj , 2024 .
- [2] U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.
- [3] Ackermann, T. (2005). Wind Power in Power Systems. Wiley.
- [4] O. BOUCHIBA, «Conception, Modélisation, et simulation d'une station hybride PV/éolienne connectée au réseau».
- [5] O. BOUCHIBA, «thèse de doctorat».2021.
- [6] Manwell, J.F., McGowan, J.G., & Rogers, A.L. (2009). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. Wiley.
- [7] ATHMANE Bouzidi, «Modélisation Et Simulation Des Réseaux Electriques,» Cours, Université De Abderrahmane Mira, , Bejaia, 2016/2017..
- [8] T. GHENNAM, «Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lill, 2011.
- [9] Hau, E. (2013). Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. Springer.
- [10] Gipe, P. (2004). Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm, and Business. Chelsea Green Publishing.
- [11] Heier, S. (2014). Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems. Wiley.
- [12] Anderson, P.M., & Fouad, A.A. (2003). Power System Control and Stability. IEEE Press.
- [14] P. Kundur, « Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994, Example 12.6, p. 813,» 1994. [En ligne].
- [15] R. Klein, «Moorty and Kundur: "Analytical investigation of factors influencing PSS performance," IEEE Trans. on EC, Vol. 7 , No 3, September 1992, pp.382-390,» 3 september 1992. [En ligne].
- [16] Machowski, J., Bialek, J.W., & Bumby, J.R. (2020). Power System Dynamics: Stability and Control. Wiley.
- [17] IEEE/CIGRE Joint Task Force. (2004). Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2.

