

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

Université A. MIRA-BEJAIA

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



Mémoire de Fin d'étude

En vue l'obtention du diplôme de master en électrotechnique

Filière : Electrotechnique

Spécialité : électrotechnique Industrielle

Thème

*Etude d'une ferme éolienne avec et
sans compensateur synchrone statique*

Réalisé par : OUKALA SALEM

Encadré par : Mr Abdellah MEDJDOUB

Année Universitaire : 2022/2023

REMERCIEMENTS

Merci Allah, de m'avoir donné la capacité d'écrire et de réfléchir, la force d'y croire la patience d'aller jusqu'au bout du rêve et le bonheur de lever mes mains vers le ciel et de dire «ya hayou yaKayoum »

J'exprime ma reconnaissance à mes parents, qui m'ont tout donné et qui, par leurs précieux conseils, ont su m'inspirer le sens de la dignité, du courage et du travail.

J'espère qu'ils trouveront ici l'accomplissement de tous leurs vœux...

*Je remercie vivement Monsieur **Abdellah MEDJDOUB**, pour avoir accepté d'encadrer ce travail et pour tous les conseils qu'il m'a donnés, ainsi que les membres de jury, merci d'avoir accepté d'examiner et juger mon travail*

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à une personne qui me manque tellement qu'il n'est plus avec nous maintenant, mon oncle

LYAZID ALLAH YRAHMOU

Je dédie ce travail aux deux personnes qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère. Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur. Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

*A mes adorables sœurs **TITOU et SALIMA***

*A mes chers frères **MASSI et ZIDANE***

A toute ma famille

A tous mes proches, A mes chers ami (e)s

A tous ce qui m'ont porté leur soutien moral

Je dédié ce modeste travail Avec mes sincères salutations à

Vous tous.

Liste des symboles

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine;

Ω : la vitesse mécanique de la génératrice

w_s : Pulsation des courants statoriques ;

λ : Coefficient de vitesse relative ;

λ_{opt} : Coefficient de vitesse relative optimale ;

σ : Coefficient de dispersion ;

ρ : Densité volumique de l'air ;

Q : Angle de calage des pales de la turbine ;

$\varphi_{sa}\varphi_{sb}\varphi_{sc}$: Flux créés par les enroulements statoriques ;

$\varphi_{ra}\varphi_{rb}\varphi_{rc}$: Flux créés par les enroulements rotoriques ;

θ : Position angulaire de la phase rotorique par rapport à la phase statorique ;

θ_m : Position angulaire mécanique du rotor par rapport au stator;

θ_r : Position angulaire du vecteur champ tournant rotorique par rapport au rotor ;

θ_s : Position angulaire du vecteur champ tournant statorique par rapport au stator ;

$\theta_{s,r}$: Position angulaire du vecteur de tension de référence statorique ou rotorique dans le plan dq

V_v : Vitesse du vent

$V_{s,d}, V_{s,q}$: Tension simple aux bornes des enroulements rotoriques dans le plan dq;

$V_{m,s,r}$: Amplitude maximale du vecteur de tension de référence;

V_{sd}, V_{sq} : Tensions simples aux bornes des enroulements statoriques dans le plan dq;

V_{std}, V_{tsd} : Tensions intermédiaires statoriques dans le plan dq;

P_s, P_r : Puissances actives statoriques et rotoriques ;

I_s : Inductance propre des enroulements statoriques ;

I_r : Inductance propre des enroulements rotoriques ;

L_s : Inductance cyclique des enroulements statoriques ;

L_r : Inductance cyclique des enroulements rotoriques ;

M_s : Inductance mutuelle entre phases statoriques ;

M_r : Inductance mutuelle entre phases rotorique ;

Msr: Inductance mutuelle stator-rotor;

M : Valeur maximale de l'inductance mutuelle stator-rotor;

$\dot{i}_{sa}, \dot{i}_{sb}, \dot{i}_{sc}$: Courants des enroulements statoriques dans le plan abc;

$\dot{i}_{ra}, \dot{i}_{rb}, \dot{i}_{rc}$: Courants des enroulements rotoriques dans le plan abc;

$\dot{i}_{sd}, \dot{i}_{sq}$: Courants des enroulements statoriques dans le plan dq

$\dot{i}_{rd}, \dot{i}_{rq}$: Courants des enroulements rotoriques dans le plan dq

Acronymes

SEE	Systeme electro-energetique
CCT	Le critique d'alimentation de defaut
FACTS	Flexible AC Transmission System
STATCOM	Static synchronous compensator
SVC	Static Var Compensators
MAS	Machine Asynchrone
MADA	Machine Asynchrone a Double Alimentation
PFC	Power Factor compensator
UPFC	Unified Power Flow Controller
SPS	Static PhaseShifter
EPRI	Electric Power Research Institute
IGBT	InsulatedGateBipolar Transistors
IGCT	InsulatedGateCommutated Thyristors
TCSC	Thyristor ControlledSeriesCapacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSR	Thyristor Switched Reactor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
DVR	Dynamic Voltage Restorer
GTO	Gate Turn Off thyristor (thyristor commande a l'ouverture)
MPPT	Maximum Power Point Tracking

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I. Généralités sur l'énergie éolienne	2
I.1. INTRODUCTION.....	2
I.2. Situation énergétique mondiale	2
I.3. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne.....	3
I.3.a. Définition de l'énergie éolienne	3
I.3.b. Principaux composants d'une éolienne	4
I.4. Différents types d'éoliennes.....	5
I.4.a. Eoliennes axe vertical	6
I.4.b. Eoliennes axe horizontal.....	7
I.4.c. Différentes technologies d'éoliennes	8
I.6. Système d'orientation des pales « pitch »	11
I.7. Types de conversions électromécanique	13
I.7.a. Machines asynchrones à cage d'écureuil	13
I.7.b. Machine asynchrone {double alimentation (rotor bobiné)}.....	15
I.7.c. Générateur synchrone	18
I.8. IMPACTS DE L'ENERGIE EOLIENNE.....	19
I.8.a. Couplage au réseau	19
I.8.b. Fluctuations de puissance	20
I.9. Conclusion.....	20
Chapitre II. Modélisation de la chaîne de conversion dans le système éolien	21
II.1. INTRODUCTION	21
II.2. Description de l'éolienne.....	21
II.3. Modélisation des éoliennes	22
II.3.a. Modèle du multiplicateur	24
II.3.b. Équation dynamique de l'arbre	25
II.3.c. Schéma bloc du modèle de la turbine	25
II.4. Stratégies de commande de la turbine éolienne	26
II.4.a. Caractéristique puissance - vitesse d'une éolienne (grande puissance) ...	26
II.4.b. Bilan des puissances.....	27
II.4.c. Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse	28
II.5. Modélisation de la machine asynchrone :	30
II.5.a. Model de la machine asynchrone :	30
II.5.b. Hypothèses simplificatrices.....	30

II.5.c. Conventions de signes	31
II.5.d. Mise en équation de la machine asynchrone	31
II.5.e. Transformation de Park :	34
II.5.f. Équations de la machine asynchrone dans les axes d et q.....	35
II.5.g. Choix de référentiel :	36
II.6. La stratégie de commande de la machine asynchrone : [36]	37
II.6.a. Commande en boucle ouverte :	37
II.6.b. Commande vectorielle (ou commande en boucle fermée) :.....	37
II.6.c. Commande prédictive :	37
II.7. Conclusion	38
Chapitre III. Stabilité des réseaux électriques.....	39
III.1. Introduction.....	39
III.2. Définition de la stabilité.....	39
III.3. Classification de la stabilité	39
III.3.a. Stabilité de tension	41
III.3.b. Stabilité de fréquence.....	42
III.3.c. Stabilité angulaire.....	42
III.4. Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive	44
III.5. Différents moyens d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique	45
III.5.a. Moyens classique	46
III.6. Moyens modernes (FACTS).....	48
III.7. Conclusion	49
Chapitre IV. Simulation d'une ferme éolienne avec et sans STATCOM.....	50
IV.1. INTRODUCTION	50
IV.2. STATCOM	50
IV.3. Description du réseau étudié.....	52
IV.4. RÉSULTATS DE LA SIMULATION	55
IV.4.a. Sans défaut et sans compensation	56
IV.4.b. Avec défaut triphasé et sans STATCOM.....	58
IV.4.c. Avec STATCOM avec un défaut triphasé.....	62
IV.5. CONCLUSION.....	65
Conclusion générale.....	66

Liste des figures

Figure I-1 Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	4
Figure I-2 Principaux composants d'une éolienne.....	5
Figure I-3 les aérogénérateurs à axe vertical.....	6
Figure I-4 Les aérogénérateurs à axe horizontal.....	7
Figure I-5 Éolienne à vitesse fixe directement connectée au réseau.....	8
Figure I-6 Eoliennes à vitesse variable	9
Figure I-7 Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique [11]	10
Figure I-8 Variation de l'angle de calage d'une pale [17 ; 18 ; 19]	11
Figure I-9 Système d'orientation des pales	12
Figure I-10 Éolienne directement connectée au réseau. [27].....	13
Figure I-11 Machine asynchrone avec liaison indirecte au réseau.	14
Figure I-12 MADA avec contrôle du glissement par dissipation d'énergie.	15
Figure I-13 Structure de KRAMER.....	16
Figure I-14 Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur.....	17
Figure I-15 Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI.....	18
Figure I-16 Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau. [29].....	20
Figure II-1Schéma d'un système éolien	23
Figure II-2Coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse λ [30]	24
Figure II-3Schéma bloc du modèle de la turbine	26
Figure II-4 Caractéristique puissance vitesse typique d'une éolien de grande puissance [21,22]	26
Figure II-5Diagramme de conversion de puissance.....	27
Figure II-6Coefficient de puissance en fonction de ratio de vitesse	29
Figure II-7Repérage angulaire des axes magnétiques d'une MAS triphasée	30
Figure III-1Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	40
Figure III-2Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	44
Figure III-3 Modèle considéré.	45
Figure III-4Moyens d'amélioration de la stabilité.	45
Figure III-5Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système.....	47
Figure III-6Structure générale d'un système d'excitation statique avec AVR.[48]...	47
Figure IV-1Le diagramme schématique de STATCOM [52]	51
Figure IV-2Caractéristiques de STATCOM [11]	52
Figure IV-3 Modèle Simulink d'une ferme éolienne avec STATCOM.....	53
Figure IV-4Modèle détaillé d'une ferme éolienne lorsque le défaut est au niveau du générateur '2'	54
Figure IV-5Modèle détaillé de STATCOM.....	55
Figure IV-6La puissance active de la ferme éolienne.....	56
Figure IV-7La puissance réactive de la ferme éolienne.....	56
figure IV-8La vitesse rotorique de ferme éolienne	57
figure IV-9La puissance active au jeu de barre B25	57
figure IV-10La puissance active au jeu de barre B25	58
figure IV-11 la tension au jeu de barre B25	58
figure IV-12 Puissance active de trois turbines.....	59
figure IV-13Puissance réactive de trois turbines	59

figure IV-14	Vitesse rotorique de trois turbines	60
figure IV-15	Tension au jeu de barre B25	60
figure IV-16	Puissance active de jeu de barre B25	61
figure IV-17	Puissance réactive de jeu de barre B25	61
figure IV-18	La puissance active des trois turbines	62
figure IV-19	La puissance réactive des trois turbines	62
figure IV-20	La vitesse rotorique des trois turbines	63
figure IV-21	La tension de jeu de barre B25	63
figure IV-22	La puissance active de jeu de barre B25	64
figure IV-23	La puissance réactive de jeu de barre B25	64

INTRODUCTION

GÉNÉRALE

L'utilisation des énergies renouvelables est ancienne. Depuis longtemps, l'homme utilise des sources d'énergie comme l'eau, le vent et les animaux. Cela a contribué au développement de l'humanité, notamment dans les régions rurales. Cependant, notre consommation d'énergie ne cesse d'augmenter, principalement en utilisant des combustibles fossiles qui épuisent nos réserves et nuisent à l'environnement. Les énergies renouvelables sont une solution, mais elles ont un défi, leur disponibilité varie. Pour les intégrer au réseau électrique, il faut stocker l'électricité produite.

Parmi celles-ci L'énergie éolienne est une source renouvelable intéressante, mais sa connexion au réseau peut être complexe. Elle ne participe pas à la régulation du réseau, et son énergie fluctue, Cela peut perturber la stabilité du réseau. De plus, les éoliennes changent la structure du réseau et posent des problèmes d'intégration.

Un dispositif appelé STATCOM a été développé pour la compensation d'énergie réactive et améliorer la stabilité du réseau. Le but de ce travail est l'étude la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique en présence d'un STATCOM.

Cette étude implique plusieurs étapes, qui sont divisées en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous discutons des bases du système éolien. Nous expliquons les différents types d'éoliennes (verticales et horizontales), leurs caractéristiques techniques, leurs régulateurs et leurs dispositifs de protection. Nous présentons également les divers types de générateurs utilisés dans l'énergie éolienne.

Le second chapitre porte sur la modélisation de la chaîne de conversion dans le système éolienne (turbine + générateur).

Le troisième chapitre présente les généralités sur la stabilité de réseau électrique au quel est connecté une ferme éolienne en présentant les différents types de la stabilité de système électrique avec les moyens d'amélioration. Moyens classiques (Compensateurs synchrones, Batteries de condensateurs etc...) et Moyens modernes via les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) comme le SVC, STATCOM, SSSC, TCSC et UPFC... etc.

Le quatrième chapitre, est réservé aux résultats de la simulation dans les trois situations suivantes: Sans défaut et sans STATCON, Avec défaut et sans STATCOM et Avec et avec STATCOM. Des défauts ont été considérés pour étudier l'impact des éoliennes sur la stabilité des systèmes électriques à partir de l'analyse des résultats obtenus.

Chapitre I. Généralités sur l'énergie éolienne

I.1. INTRODUCTION

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [3]. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

Dans ce chapitre, on décrit le système éolien. On montre ses éléments et son principe de fonctionnement, on présente les principaux types du système et leurs applications, leurs systèmes de régulation mécanique utilisés pour avoir un meilleur rendement, puis l'impact de l'énergie éolienne. Ainsi que les différents types des machines utilisées dans l'éolienne.

I.2. Situation énergétique mondiale

La consommation énergétique ne peut que croître, pour deux raisons : l'une est l'accroissement accéléré de la population, qui devrait atteindre huit milliards d'individus en 2050, l'autre réside dans le fait que les pays en développement ne peuvent élever leur niveau de vie qu'en augmentant notablement leur consommation énergétique. Cela laisse supposer une demande fortement croissante en énergie électrique dans les prochaines années. [4 ; 5]

Les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolienne, géothermique...) ne représentent actuellement qu'environ 20 % de la production mondiale d'électricité ; en excluant l'hydroélectricité, ce taux tombe à 2 %. [2]

Dans un contexte de crise énergétique mondiale sous-tendue par l'impératif d'un développement durable (problèmes environnementaux, épuisement des ressources fossiles, ...), les défis du futur énergétique nécessiteraient le développement des énergies renouvelables comme sources de substitution, propres et inépuisables.

Dans ce contexte, la filière éolienne représente le créneau à plus forte croissance dans la production d'électricité. Parallèlement au marché de la génération éolienne de forte puissance, se développent de plus en plus des systèmes de petite taille en site isolé. Ces derniers s'adapteraient bien aux spécificités de notre pays, l'Algérie [6].

I.3. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est générée par le mouvement des masses d'air, qui est indirectement causé par l'effet de chauffage solaire sur la Terre. Les différences de température entre différentes zones de la planète créent une variation de pression, entraînant ainsi un déplacement constant des masses d'air. Bien que cette source d'énergie ait été utilisée depuis l'Antiquité, elle a été négligée pendant un certain temps. Cependant, au cours des 30 dernières années, elle a connu un développement considérable, en grande partie en raison des premiers chocs pétroliers.

À l'échelle mondiale, l'énergie éolienne maintient une croissance annuelle d'environ 30% depuis une dizaine d'années. En Europe, principalement grâce aux initiatives de l'Allemagne, des pays scandinaves et de l'Espagne, la puissance éolienne installée atteignait environ 15 000 MW en l'an 2000. Ce chiffre a presque doublé en 2003, avec une puissance éolienne installée d'environ 27 000 MW dans le monde entier. [1]

I.3.a. Définition de l'énergie éolienne

Un système éolien ou avec un autre terme 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 [7]. La plupart des aérogénérateurs commerciaux, surtout les grands, sont à axe horizontal. La part de marché représentée par les systèmes à axe vertical est minuscule. 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. [8]

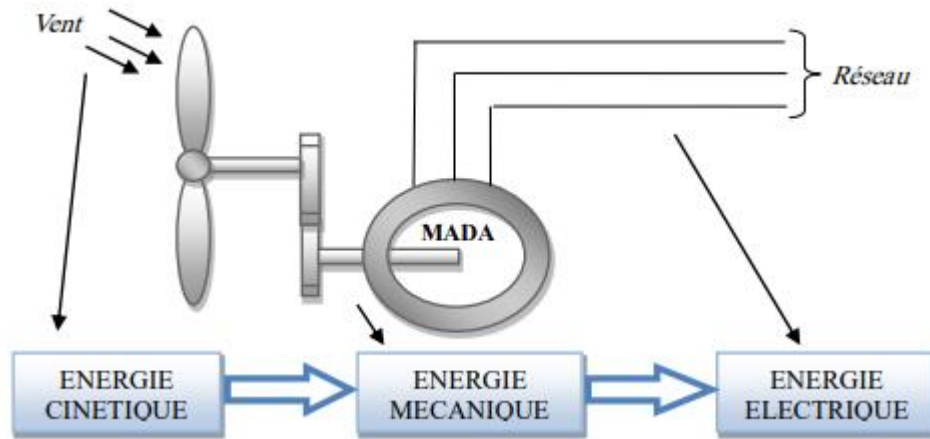


Figure I-1 Conversion de l'énergie cinétique du vent

I.3.b. Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles pour les aérogénérateurs, et ces configurations peuvent présenter des différences significatives. Cependant, une éolienne "classique" se compose généralement de quatre éléments principaux. [8]:

A. Le mât

En général, la structure de support de la nacelle et du rotor de la turbine est constituée d'un tube d'acier ou éventuellement d'un treillis métallique. Il est essentiel que cette structure soit suffisamment élevée (entre 40 et 60 mètres de hauteur pour une éolienne de 500 kW) afin de capter les vents les plus puissants en altitude. À l'intérieur de cette structure, il y a une échelle permettant d'accéder à la nacelle pour les opérations d'entretien.

B. Les pales

Dans le cas des éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie généralement de 1 à 3. Le concept de rotor tripale, originaire du Danemark, est de loin le plus couramment utilisé. Il offre un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

C. La nacelle

La nacelle de l'éolienne regroupe tous les éléments mécaniques nécessaires pour connecter le rotor éolien au générateur électrique. Cela comprend les arbres, le multiplicateur, les roulements, le frein à disque qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge, ainsi que le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone. De plus, on

trouve les systèmes hydrauliques ou électriques responsables de l'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle. Cette dernière est nécessaire pour maintenir la surface balayée par l'éolienne perpendiculaire à la direction du vent.

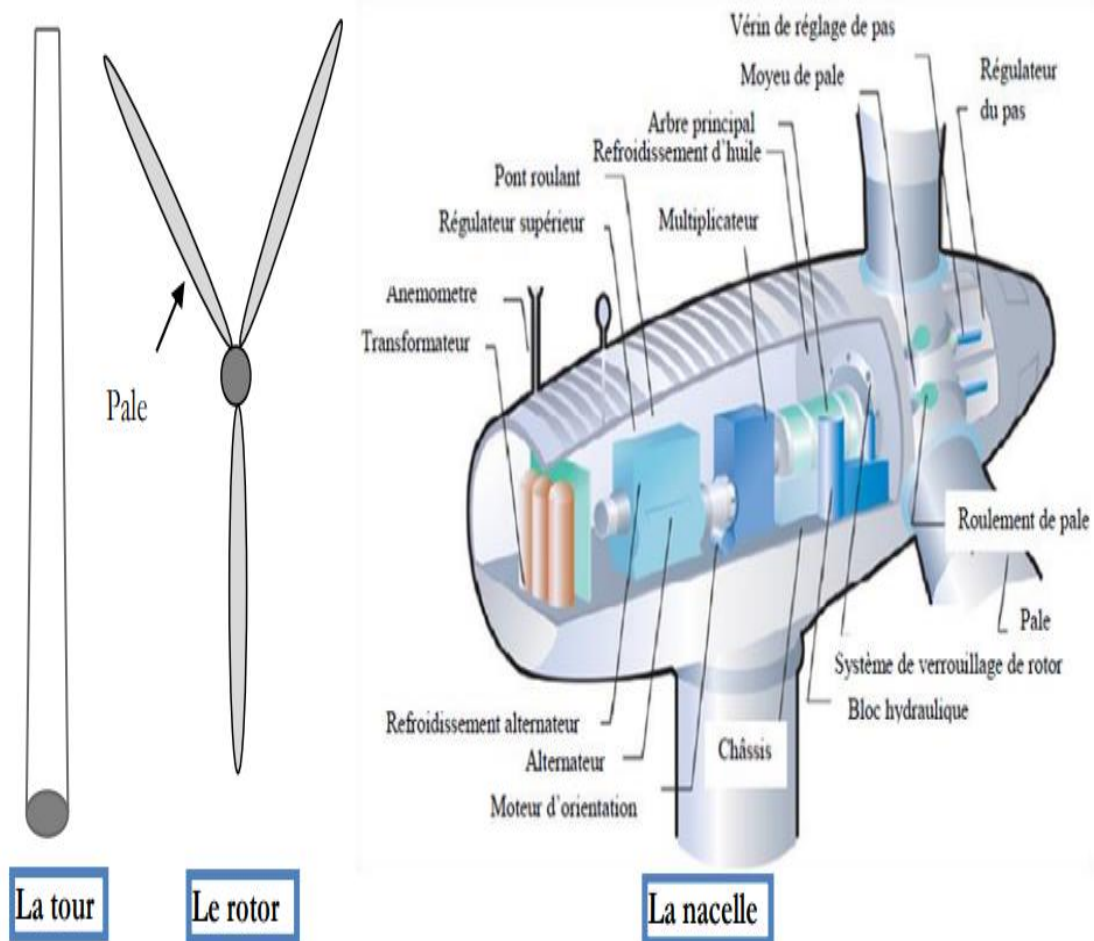


Figure I-2 Principaux composants d'une éolienne

I.4. Différents types d'éoliennes

Dans la littérature, on classe les éoliennes en deux types sur le plan de structure, le premier type regroupe les éoliennes à axe vertical et le second regroupe les éoliennes à axe horizontal :

I.4.a. Eoliennes axe vertical

Les aérogénérateurs sont axe horizontal ou vertical. Aujourd'hui, pratiquement les seules éoliennes commerciales sont à axe horizontal. Les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au années 90, mais leur plus faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations élevées de la puissance électrique générée les ont écartées du marché. [9]



Figure I-3les aérogénérateurs à axe vertical.

- Le rotor de SAVONIUS (du nom de son inventeur, breveté en 1925) ;
- Les éoliennes de DARRIEUS la plus répandue.

Les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. Les avantages théoriques d'une éolienne à axe vertical sont :

- Elle permet de placer la génératrice, le multiplicateur, et on n'a pas besoin de munir la machine d'une tour. [10]
- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent. Les inconvénients principaux d'une éolienne à axe vertical sont :
- Les vents sont assez faibles à proximité de la surface du sol.

L'éolienne ne démarre pas automatiquement. (Ainsi, il faut par exemple pousser les éoliennes de DARRIEUS pour qu'elles démarrent. Cependant, ceci ne constitue qu'un

inconvenient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est alors possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne).

- Pour Remplacer le palier principal du rotor, il faut enlever tout le rotor.
- Les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses, mais elles sont très vite disparues du marché du fait de leur faible rendement et des fluctuations importantes de puissance provoquées. [11]
- Des 1988 Naqra et Dubé [12] étudient le cas des turbines pour les éoliennes à axe vertical associés à des machines à rotor bobiné. Les simulations montrent que l'ondulation de la puissance électrique est sensiblement réduite et que le fonctionnement est stable lorsque la vitesse du vent varie.

I.4.b. Eoliennes axe horizontal

Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables. Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent. [10]



Figure I-4 Les aérogénérateurs à axe horizontal.

A. 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 de sol.

B. Inconvenient

- Coût de construction très élevé.
- L'emplacement des appareillages au sommet de la tour 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 son encore utilisé 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.4.c. Différentes technologies d'éoliennes

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles à vitesse constante et celles à vitesse variable.

A. Fonctionnement à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau.

Sa vitesse Ω_{mec} est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. Le couple mécanique entraînant tend à accélérer la vitesse de la génératrice. Cette dernière fonctionne alors en hyper synchrone et génère de la puissance électrique sur le réseau.

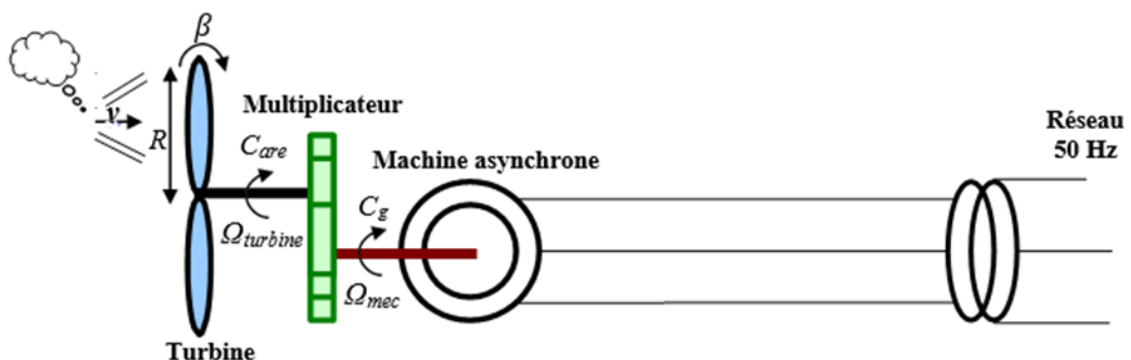


Figure I-5 Éolienne à vitesse fixe directement connectée au réseau

1. Avantages

- Simplicité d'implantation [13 ; 11].
- Plus grande fiabilité [13].

- Pas besoin de système de commande [11].
- Moins cher [13].

2. Inconvénient

En vitesse fixe, le maximum théorique de puissance n'est pas atteint [11].

- Le modèle est développé sous environnement Matlab / Simulink sous forme d'une structure modulaire.
- Le système de commande de pas est utilisé pour la stabilisation de l'éolienne à de pannes du réseau.
- De cette façon, la stabilité de la tension du système avec des éoliennes raccordées au réseau peut être améliorée en utilisant une commande angle de la lame pour une réduction temporaire de la puissance éolienne lors d'un défaut de court-circuit dans la grille.

B. Fonctionnement à vitesse variable

Les deux structures existantes des éoliennes à vitesse variable sont présentées sur la figure (I-6) La configuration de la figure (I-6. A), est basée sur une machine asynchrone à cage, pilotée au stator de manière à fonctionner à vitesse variable, par des convertisseurs statiques.

La configuration de la figure(I-6-b), est basée sur une machine asynchrone à double alimentation et à rotor bobiné (MADA). La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance, situés au circuit rotorique.

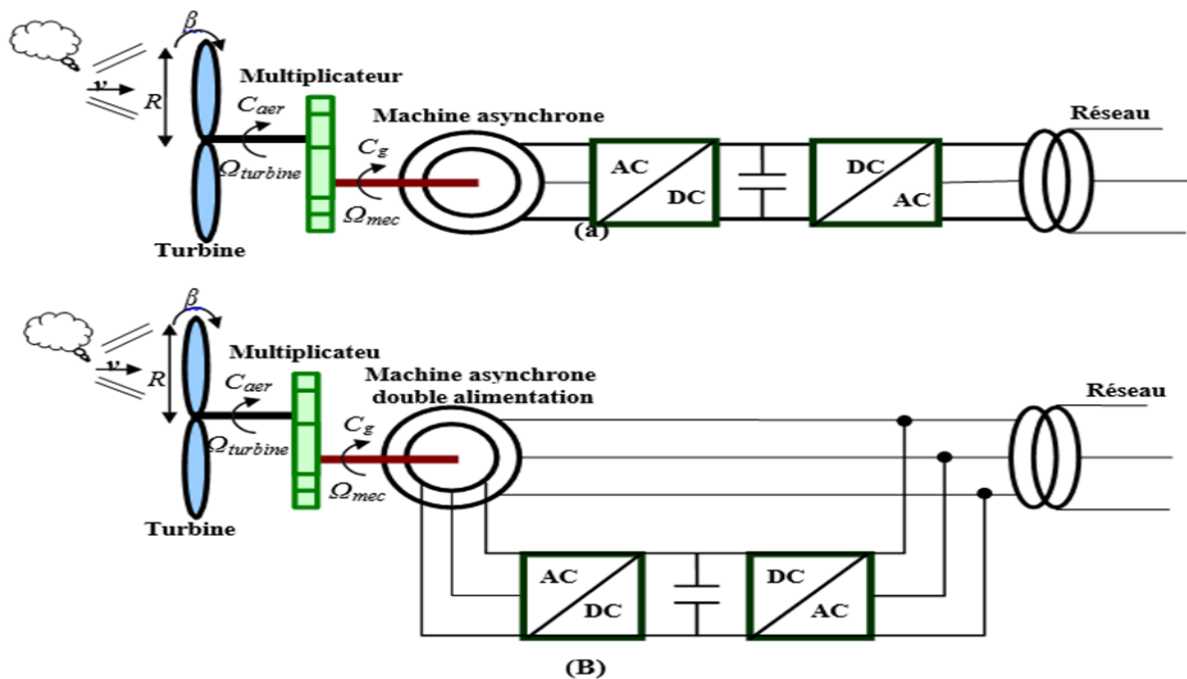


Figure I-6Eoliennes à vitesse variable

1. *Avantages*

- Une meilleure exploitation de l'énergie du vent
- Une réduction des oscillations du couple et des efforts mécaniques

Il est possible d'augmenter la vitesse de rotation du rotor lors de rafales, tout en stockant l'énergie supplémentaire en forme d'énergie rotative jusqu'à la fin de la rafale.

Cela requiert évidemment un système de contrôle très intelligent qui est en mesure de distinguer entre une vraie rafale et simplement des vitesses élevées du vent. De cette manière, on arrive à réduire le couple maximal. [11]

2. *Inconvénients de la vitesse variable*

- Coût élevé.
- Convertisseur de puissance « complexe » [11]
- Perte énergétique lors du processus de conversion CA-CC-CA.

I.5. Intérêt de la vitesse variable

La caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de sa vitesse est représentée sur la Figure (I-7).

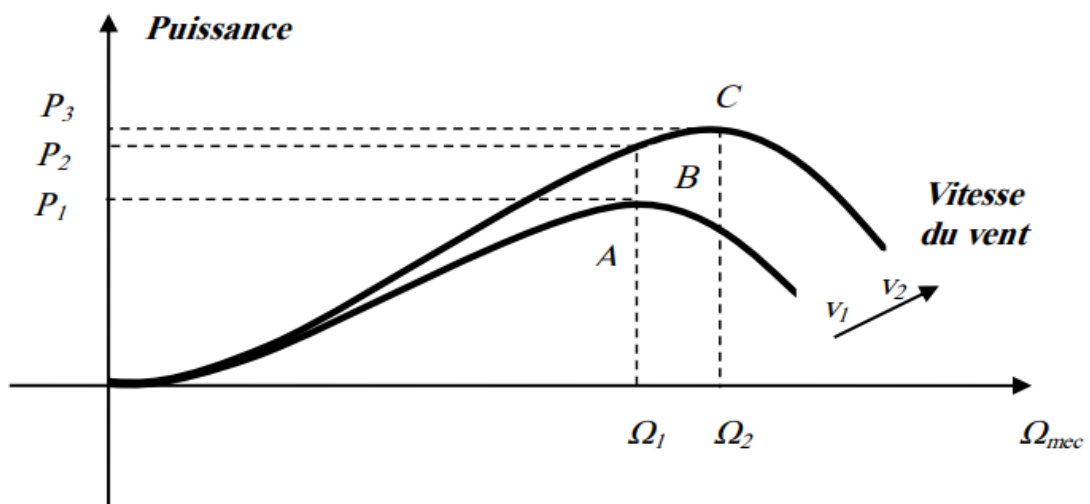


Figure I-7 Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique [11]

Pour une vitesse de vent V_1 et une vitesse mécanique de la génératrice Ω_1 , on obtient une puissance nominale P_1 (point A).

Si la vitesse du vent passe de V_1 à V_2 et que la vitesse de la génératrice reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance P_2 se trouve sur la 2ème caractéristique (point B).

La puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point C).

Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse de la génératrice à une vitesse supérieure à Ω_2 . Il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée. [11]

L'intérêt de la vitesse variable est montré par A. MILLER dans [16], il propose un contrôle avec la machine asynchrone, en utilisant des convertisseurs standards.

Les simulations réalisées montrent que l'ondulation de la puissance électrique est sensiblement réduite et que le fonctionnement est stable lorsque la vitesse du vent varie.

Ce contrôle montre une augmentation de l'énergie totale générée, avec la comparaison d'autres systèmes à vitesse fixe.

I.6. Système d'orientation des pales « pitch »

L'utilisation d'un système d'orientation des pales permet, par une modification aérodynamique, de maintenir constante la puissance de la machine en fonction de la vitesse du vent et pour une vitesse du vent supérieur à la vitesse nominale. Le système d'orientation des pales à un coût très élevé par rapport au système à décrochage aérodynamique. La figure (I-8) illustre la variation de l'angle de décalage d'une pale.

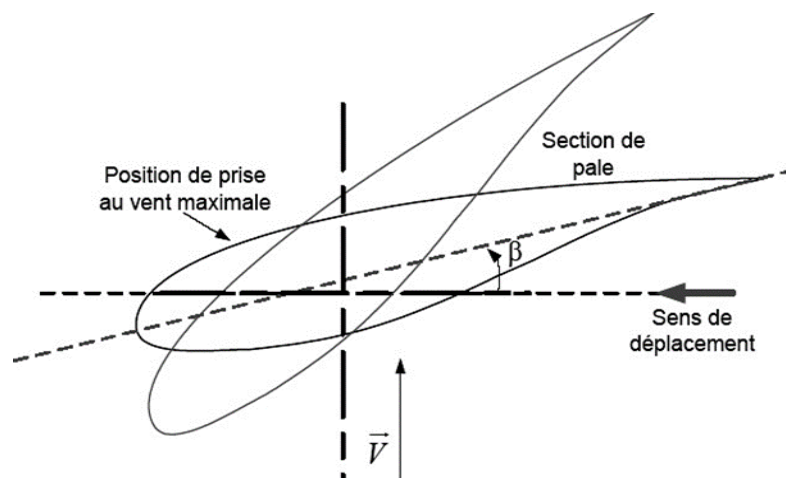


Figure I-8 Variation de l'angle de calage d'une pale [17 ; 18 ; 19]

En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basses vitesses, puis, pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour de grader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position "en drapeau" à la vitesse maximale V_{MAX} .

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède les avantages suivants:

Il permet d'effectuer un contrôle actif de la puissance pour de larges variations du vent (bien sûr en dessous de la limite de sécurité).

Il offre une production d'énergie plus importante que les éoliennes à décrochage STALL pour la plage de fonctionnement correspondant aux fortes vitesses de vent.

Il facilite le freinage de l'éolienne, en réduisant la prise du vent des pales, ce qui limite l'utilisation de freins puissants.

Ce type de régulation réduit les efforts mécaniques lors des fonctionnements sous puissance nominale et sous grandes vitesses.

L'entrée de commande du système d'orientation des pales est la puissance électrique mesurée (figure. I-9).

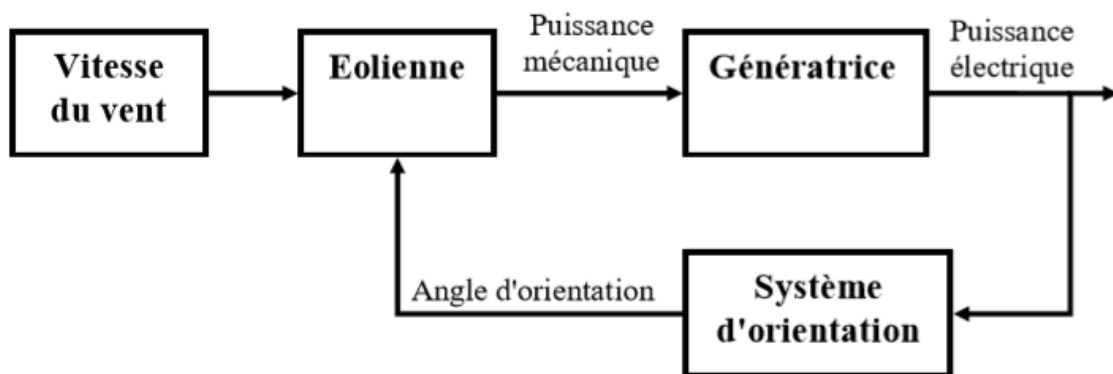


Figure I-9 Système d'orientation des pales

I.7. Types de conversions électromécanique

Le marché propose différents types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système éolien, répondant à des caractéristiques spécifiques. Le cahier des charges d'une génératrice éolienne varie en fonction du type et des dimensions géométriques des pales. Voici une brève description de certaines machines couramment utilisées dans les éoliennes, en tenant compte de leurs spécificités.

I.7.a. Machines asynchrones à cage d'écureuil

Ces machines sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. [1]

Une topologie consiste à relier directement une MAS à cage d'écureuil au réseau Figure (I-11). Un multiplicateur est associé à la machine et une batterie de condensateurs assure sa magnétisation. La vitesse de rotation peut alors être faiblement variable, limitée par le glissement maximum de la MAS. Son principal inconvénient est d'une part l'impossibilité de fonctionnement à vitesse variable, ce qui réduit la puissance pouvant être puisée du vent et d'autre part les problèmes d'accrochage / décrochage au réseau.

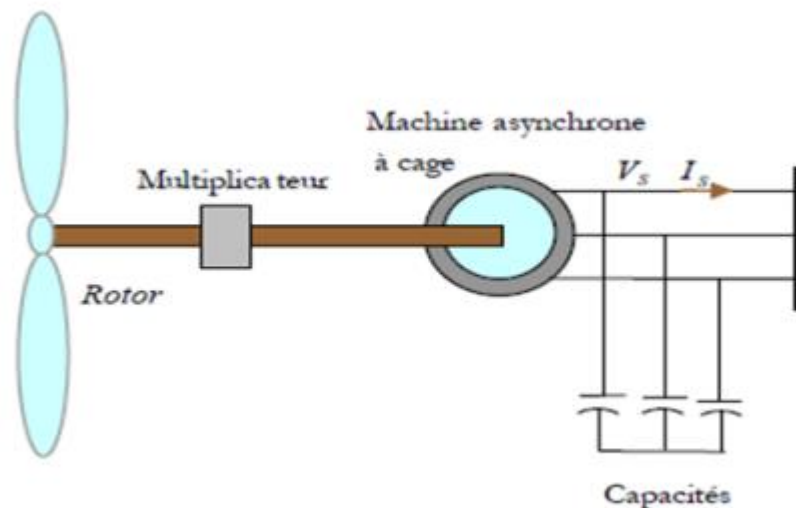


Figure I-10 Éolienne directement connectée au réseau. [27]

Dans les années 90, les Danois ont introduit une configuration à deux machines électriques pour exploiter les éoliennes à deux vitesses, ce qui a permis d'augmenter l'efficacité énergétique de leurs aérogénérateurs. Cette configuration combine deux fonctions en une seule, à savoir la génération d'électricité. Elle est utilisée sur certaines

éoliennes pour proposer deux régimes de rotation : un régime rapide pendant la journée et un régime plus lent pendant la nuit.

Cette solution permet d'optimiser la performance de l'éolienne en adaptant sa vitesse de rotation aux conditions du vent. Cependant, elle entraîne une augmentation du poids et de l'encombrement de l'ensemble de l'éolienne en raison de la présence d'une deuxième machine électrique.

L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau permet de découpler la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine, et ainsi de faire fonctionner l'aérogénérateur à vitesse variable. Le dispositif de base est représenté sur la Figure (I-11).

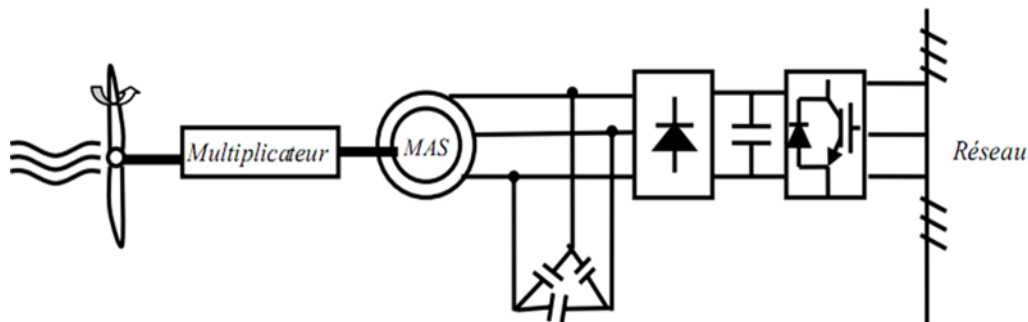


Figure I-11 Machine asynchrone avec liaison indirecte au réseau.

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes éoliens sont dimensionnés pour gérer l'ensemble de la puissance échangée entre la machine et le réseau électrique. Cependant, ils représentent un coût important, entraînent des pertes d'énergie significatives (pouvant atteindre jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et génèrent des perturbations qui affectent le rendement et la qualité de l'énergie produite. De plus, la présence de condensateurs est nécessaire pour fournir l'énergie réactive requise pour la magnétisation de la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau électrique car le redresseur utilisé dans le système est unidirectionnel. Ces inconvénients ont ralenti le développement industriel de cette configuration. [23]

Plusieurs travaux ont été effectués, ayant pour objectif l'étude du régime transitoire de la machine asynchrone à cage. Lors d'un défaut sur les réseaux électrique, d'autres travaux ont été effectués par les auteurs [25 ; 26] sur le générateur asynchrone, en fonctionnement autonome, visant de maintenir stable la tension et la fréquence.

I.7.b. Machine asynchrone {double alimentation (rotor bobiné)}

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Intégrée dans un système éolien, la machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes décrits ci-dessous. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur.

Le contrôle de puissance de la MADA par la commande des deux convertisseurs de puissance permet l'optimisation de l'énergie extraite pendant les vents faibles et moyens d'une part, et le contrôle de l'angle de calage des pales de la turbine permet de limiter la puissance extraite, donc la protection du système, pour les vents forts, d'une autre part.

A. Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée

Cette structure utilise une machine asynchrone à rotor bobiné dont le stator est connecté directement au réseau électrique et le rotor connecté à un redresseur alimentant une charge [27]. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO. Le contrôle de l'IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage rotorique ET de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la machine asynchrone. Le glissement est ainsi modifié en fonction de la vitesse de rotation de la machine. [17 ; 18]

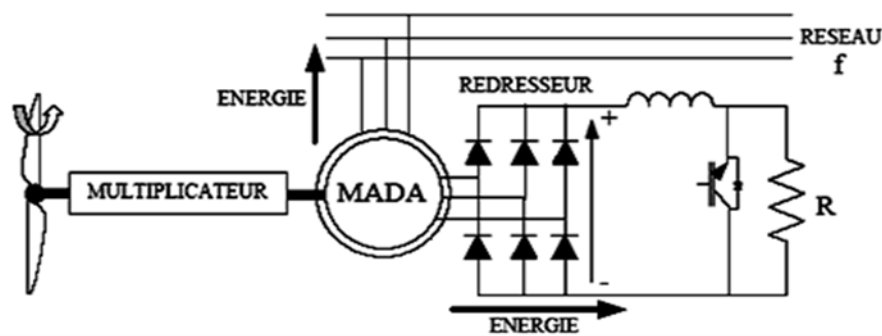


Figure I-12 MADA avec contrôle du glissement par dissipation d'énergie.

Si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et elle est entièrement dissipée dans la résistance R , ce qui nuit au rendement du système. De plus

cela augmente la puissance transmise dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance.

B. Machine asynchrone à double alimentation- structure de KRAMER

Dans le but de réduire les pertes d'énergie associées à la configuration précédente, une solution consiste à remplacer l'hacheur et la résistance par un onduleur qui permet de renvoyer l'énergie de glissement vers le réseau. Cette configuration est souvent appelée la (Structure de KRAMER) Figure (I-13).

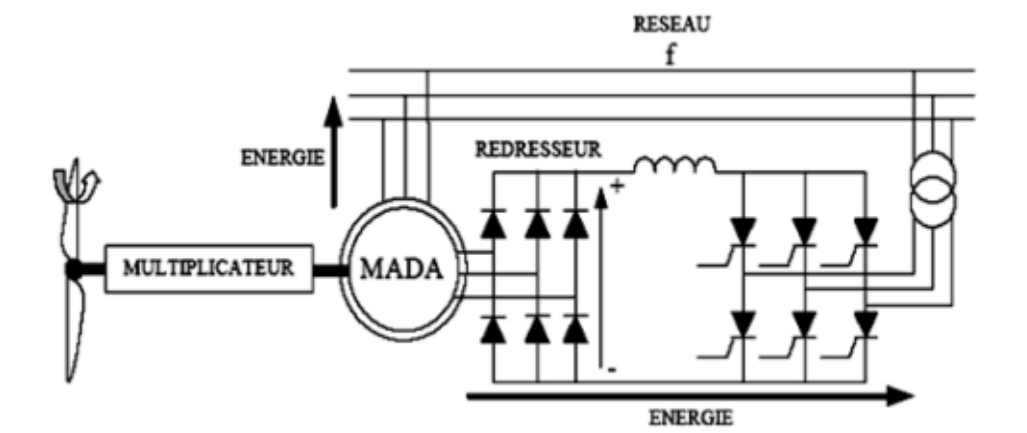


Figure I-13 Structure de KRAMER.

Dans cette configuration, l'ensemble redresseur-onduleur est dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine éolienne. L'objectif est de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. Pour respecter cette contrainte, le glissement (différence de vitesse entre le rotor et le champ magnétique tournant) est maintenu inférieur à 30%.

Cependant, l'utilisation de thyristors dans l'onduleur peut avoir un impact négatif sur le facteur de puissance, ce qui entraîne une moins bonne qualité de l'énergie délivrée. De plus, le redresseur est unidirectionnel, ce qui signifie qu'il ne permet le transfert d'énergie que du rotor de la machine vers le réseau. Par conséquent, ce système ne peut générer de l'énergie que lorsque la vitesse de rotation est supérieure à la vitesse de synchronisme.

Afin de surmonter ces limitations, la configuration de Scherbius avec des convertisseurs à IGBT (transistors bipolaires à grille isolée) est préférée. Cette solution offre une meilleure qualité d'énergie, un meilleur facteur de puissance et la possibilité de produire de l'énergie à des vitesses de rotation inférieures au synchronisme. Ainsi, la structure de Scherbius avec des convertisseurs à IGBT a remplacé la configuration précédente pour améliorer les performances globales du système éolien.[23].

C. Machine asynchrone à double alimentation- Structure de SCHERBIUS

Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association redresseur- onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur (Figure I-15), l'ensemble est alors appelé structure de SCHERBIUS [18]. La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la figure (I-14). En effet si la variation du glissement doit rester inférieure à 30% pour maintenir l'efficacité du système, cette variation peut être positive (fonctionnement hypo synchrone) ou négative (fonctionnement hyper synchrone).

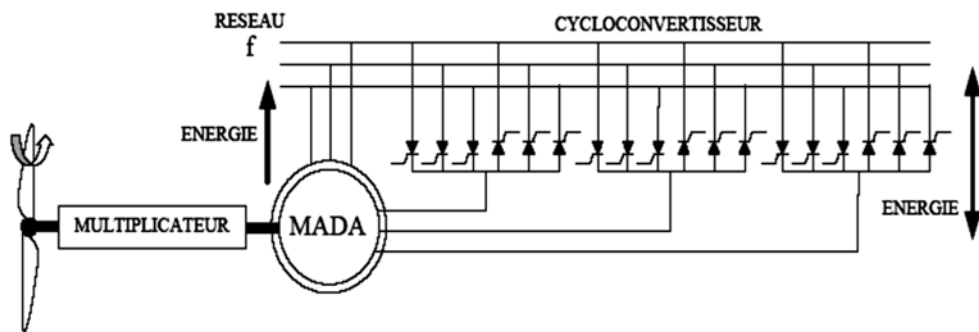


Figure I-14 Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur.

Le principe du cycloconvertisseur est de prendre des fractions des tensions sinusoïdales du réseau afin de reproduire une onde de fréquence inférieure. Son utilisation génère par conséquent des perturbations harmoniques importantes qui nuisent au facteur de puissance du dispositif. Les progrès de l'électronique de puissance ont conduit au remplacement du cycloconvertisseur par une structure à deux convertisseurs à IGBT commandés en MLI.

D. MADA -Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

Cette configuration dans la figure (I-16) aux mêmes caractéristiques que la structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur. Toutefois, les interrupteurs utilisés ici (transistors IGBT) peuvent être commandés à l'ouverture et à la fermeture et leur fréquence de commutation est plus élevée que celle des GTO. L'utilisation de ce type de convertisseur permet d'obtenir des allures de signaux de sortie en Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) dont la modularité permet de limiter les perturbations en modifiant le spectre fréquentiel du signal. [27]

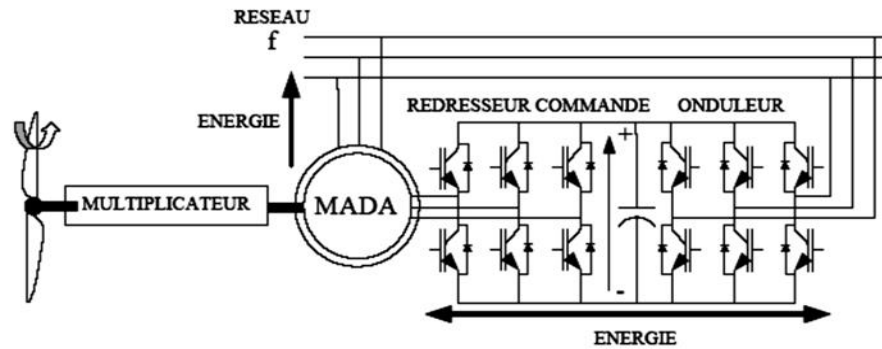


Figure I-15 Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

Plusieurs études récentes, confirmées par des réalisations industrielles, montrent la viabilité de ce dispositif dans un système éolien à vitesse variable. La bi-directionnalité du convertisseur rotorique autorise les fonctionnements hyper et hypo synchrone et le contrôle du facteur de puissance côté réseau. [18]

I.7.c. Générateur synchrone

La machine synchrone peut être à inducteur bobiné ou à excitation par aimants permanents. Les deux structures associées à la production éolienne exploitent des interfaces d'électronique de puissance pour le raccordement au réseau ou pour le fonctionnement autonome. Elle est considérée comme une solution concurrente à la GADA, en raison des nombreux avantages qu'elle possède:

- Suppression du multiplicateur de vitesse ou réduction considérable de sa taille (cas de la MSAP);
- Vitesse variable à 100 % ;
- Puissance massique importante (cas de la MSAP);
- Réglage du circuit d'excitation (MS à rotor bobiné), ce qui procure un moyen supplémentaire de contrôle,
- Couplage rigide au réseau de distribution via un convertisseur.

Cependant, quelques contraintes limitent l'utilisation de la MS à inducteur bobiné :

- Entretien des contacts glissants (balais-bagues) ;

- Nécessité d'une alimentation auxiliaire en continu pour le circuit d'excitation ;

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation [1].

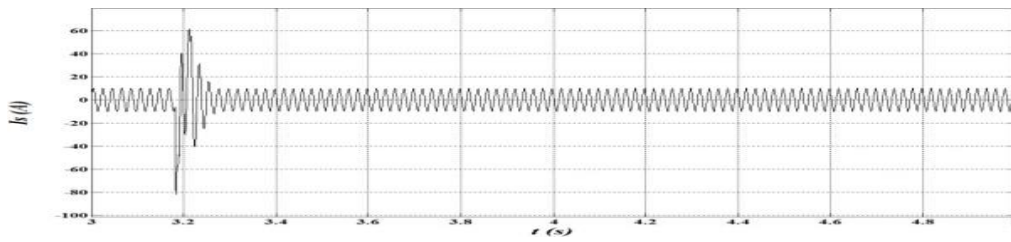
1.8. IMPACTS DE L'ENERGIE EOLIENNE

Les parcs éoliens n'avaient qu'une seule contrainte : produire quand il était possible de produire. De plus, le plan de protection était fait de telle sorte qu'en cas de défaut, le parc était déconnecté du réseau puis arrêté [28]. Ceci avait comme conséquence pour l'opérateur de réseau de subir un défaut entraînant la déconnexion du parc, donc d'une source de production considérable ce qui pose de vrais problèmes surtout aux heures de pointes. Pour contourner ce problème, des normes spécifiques à la production éolienne sont imposées pour la connexion des parcs éoliens aux réseaux électriques. [29]

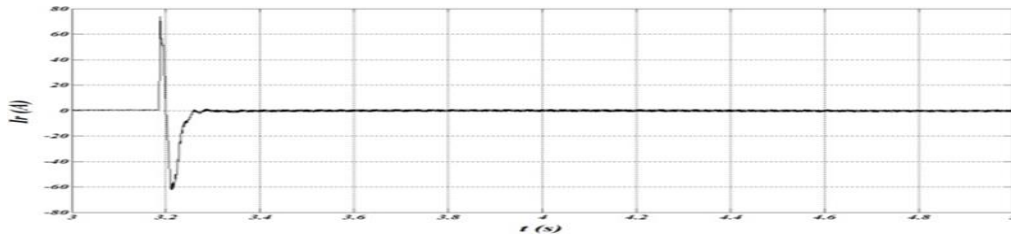
1.8.a. Couplage au réseau

Le couplage au réseau est spécifique à la génération éolienne puisqu'il peut intervenir plusieurs fois par jour. De plus, il pose problème pour les systèmes sans interface de l'électronique de puissance (machine asynchrone à cage). La figure (I-16) montre l'évolution des courants statorique et rotorique d'une machine asynchrone de 3 kW lors d'un couplage brutal au réseau (la machine est entraînée à 1500 tr/min puis connectée au réseau).

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



(a)



(b)

Figure I-16 Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau.
[29]

I.8.b. Fluctuations de puissance

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

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des bases du système éolien. Nous expliquons les différents types d'éoliennes (verticales et horizontales), leurs caractéristiques techniques, leurs régulateurs et leurs dispositifs de protection. Nous présentons également les divers types de générateurs utilisés dans l'énergie éolienne.

Chapitre II

*Modélisation de la chaîne de conversion
dans le système éolien*

Chapitre II. Modélisation de la chaîne de conversion dans le système éolien

II.1. INTRODUCTION

La modélisation des éoliennes consiste à créer des représentations mathématiques et informatiques qui décrivent leur comportement dynamique dans différentes conditions de fonctionnement. Ces modèles permettent d'analyser et de prédire le fonctionnement des éoliennes, d'optimiser leur conception, d'améliorer leur efficacité énergétique et de garantir leur stabilité et leur fiabilité.

La modélisation de la machine asynchrone implique la création d'un modèle mathématique qui représente son comportement électromagnétique, mécanique et thermique. Ce modèle permet d'étudier les caractéristiques de performance de la machine, telles que son couple de démarrage, sa vitesse de rotation, son rendement et sa réponse aux variations de charge.

En combinant la modélisation des éoliennes avec celle de la machine asynchrone, les ingénieurs peuvent simuler le fonctionnement global du système éolien et optimiser sa performance. Cela comprend la gestion de la production d'électricité en fonction des variations de la vitesse du vent, l'optimisation de la régulation de la puissance, la prévision de la production énergétique et la prise en compte des contraintes mécaniques pour assurer la sécurité et la durabilité des éoliennes.

II.2. Description de l'éolienne

La turbine éolienne est équipée de pales fixes ou orientables et tourne à une vitesse nominale de 25 à 40 tours par minute. Lorsque le nombre de pales est plus élevé, le couple au démarrage est plus important, mais la vitesse de rotation est plus faible. Les turbines à une ou deux pales ont l'avantage d'être plus légères, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques. Elles ont un rendement énergétique plus faible et sont plus bruyantes car elles tournent plus rapidement. Selon les paysagistes, elles créent une perturbation visuelle plus importante. De plus, il est recommandé d'éviter un nombre pair de pales pour des raisons de stabilité. Lorsque la pale supérieure atteint son point le plus éloigné, elle capture la puissance maximale du vent, tandis que la pale inférieure passe à travers la zone protégée du vent par la tour. Cette disposition a tendance à faire fléchir l'ensemble de la turbine vers l'arrière. C'est pourquoi 80 % des fabricants produisent des éoliennes à trois pales. [30]

Lorsque des pales fixes sont utilisées, un dispositif de freinage aérodynamique est employé pour réduire le rendement de la turbine au-delà d'une certaine vitesse (appelé décrochage aérodynamique ou contrôle de la stalle). Sinon, un mécanisme d'orientation des pales

permet la régulation de la puissance et agit également comme frein (appelé ajustement aérodynamique).

Un arbre, appelé "arbre lent", relie le moyeu de la turbine au multiplicateur et contient un système hydraulique qui permet le freinage aérodynamique lorsque nécessaire.

Un multiplicateur est utilisé pour ajuster la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique, qui fonctionne généralement à environ 1500 tours par minute. Ce multiplicateur est équipé d'un frein mécanique à disque qui est activé en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique est défaillant ou lorsqu'une maintenance de l'éolienne est effectuée.

Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice, ainsi qu'un refroidisseur à huile pour le multiplicateur. Dans certains cas, des éoliennes peuvent utiliser un système de refroidissement à l'eau.

La génératrice, ou alternateur, est généralement de type asynchrone, et sa puissance électrique peut varier de 600 kW à 2,5 MW.

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

Le système de contrôle-commande est composé d'un ordinateur qui surveille en permanence l'état de l'éolienne tout en contrôlant le dispositif d'orientation. En cas de défaillance, telle qu'une surchauffe du multiplicateur ou de la génératrice, le système arrête automatiquement l'éolienne et envoie un signal à l'ordinateur de l'opérateur via un modem téléphonique.

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes : celles à vitesse constante et celles à vitesse variable. La partie suivante décrit de manière générale le fonctionnement de ces deux approches. [31]

II.3. Modélisation des éoliennes

Dans cette partie, nous nous concentrons exclusivement sur les éoliennes à axe horizontal à trois pales. De nos jours, la grande majorité des éoliennes utilisées sont de ce type, car bien que les éoliennes à axe vertical aient suscité de l'intérêt dans les années 80 et au début des années 90, leur faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations importantes de la puissance électrique produite les ont écartées du marché. [32]

Le dispositif, qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de gain G de vitesse (figureII-1).

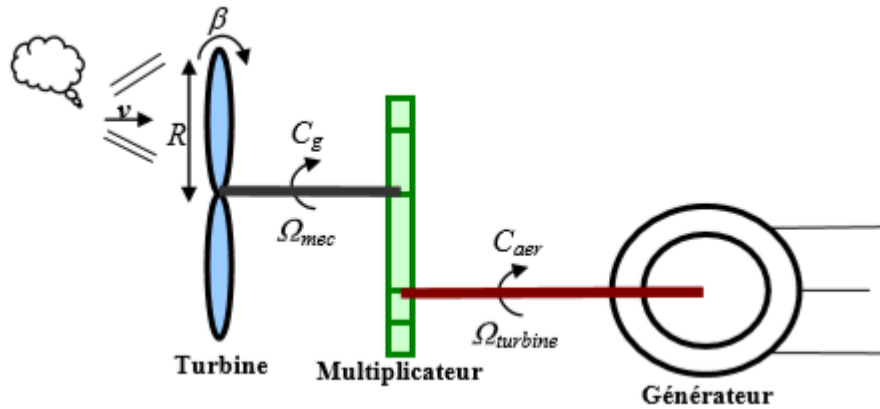


Figure II-1 Schéma d'un système éolien

La puissance du vent ou la puissance éolienne est définie de la manière suivante :

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

Avec:

ρ : est la densité de l'air (approx. 1.22kg/m à la pression atmosphérique à 15°C).

S : est la surface circulaire balayée par la turbine [m²] de rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale R[m].

V : est la vitesse du vent [m/s].

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors:

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = C_p \cdot (\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \quad (II - 2)$$

Le coefficient de puissance Cp représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne, il dépend de la caractéristique de la turbine. La figure (II-2) représente la variation de ce coefficient en fonction du ratio de λ vitesse et de l'angle de l'orientation de la pale β. [30]

La ration de vitesse est définie comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent:

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{v} \quad (II - 3)$$

Où $\Omega_{turbine}$ est la vitesse de la turbine.

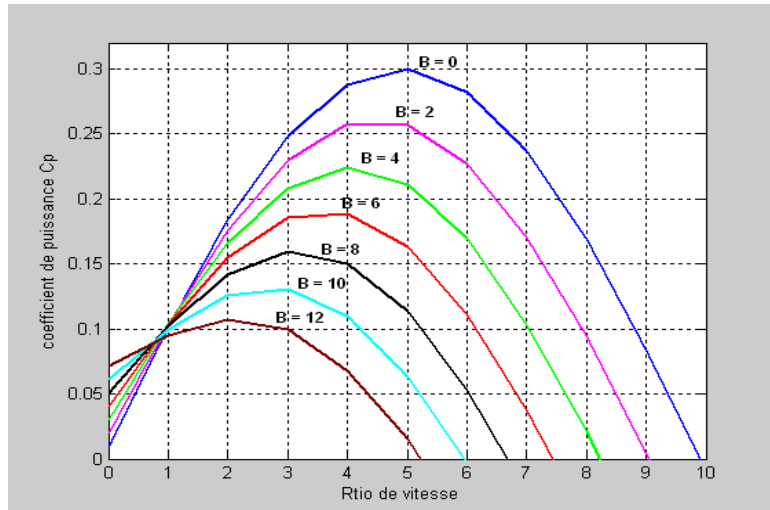


Figure II-2 Coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse λ [30]

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (II - 4)$$

II.3.a. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice (figure II-1).

Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes:

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (II - 5)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{méc}}{G} \quad (II - 6)$$

II.3.b. Équation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est transférée à l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie appelée J turbine. Cette inertie englobe à la fois la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé prend en compte l'inertie totale, notée J , qui est composée de l'inertie de la turbine transmise au rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice elle-même.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (II - 7)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe. A titre illustratif, pour une éolienne Vestas de 2MW, une pale a une longueur de 39 m et pèse 6.5 tonnes [33]. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor:

$$J \cdot \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = C_{mec} \quad (II - 8)$$

Où J est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issu du multiplicateur C_g

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (II - 9)$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f : [34]

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{méc} \quad (II - 10)$$

II.3.c. Schéma bloc du modèle de la turbine

Une représentation globale du modèle de cette turbine utilisant le schéma bloc correspondant à cette modélisation est représentée sur la figure(II-3).

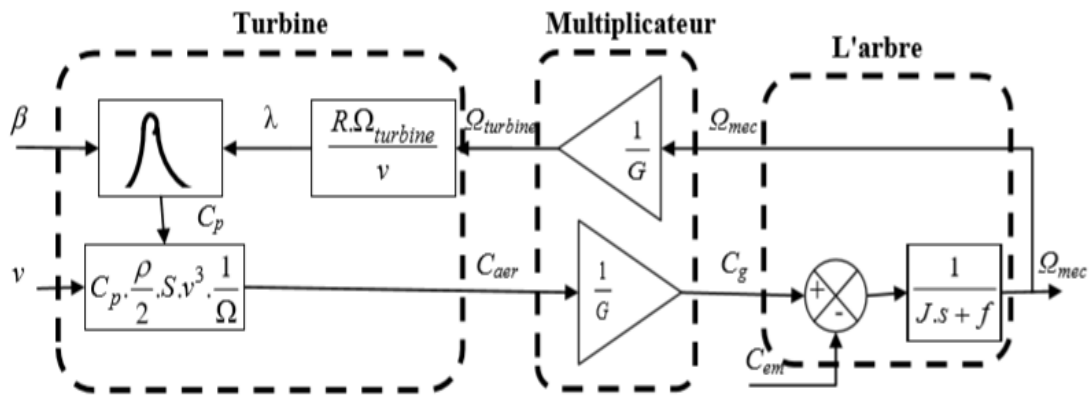


Figure II-3 Schéma bloc du modèle de la turbine

II.4. Stratégies de commande de la turbine éolienne

II.4.a. Caractéristique puissance - vitesse d'une éolienne (grande puissance)

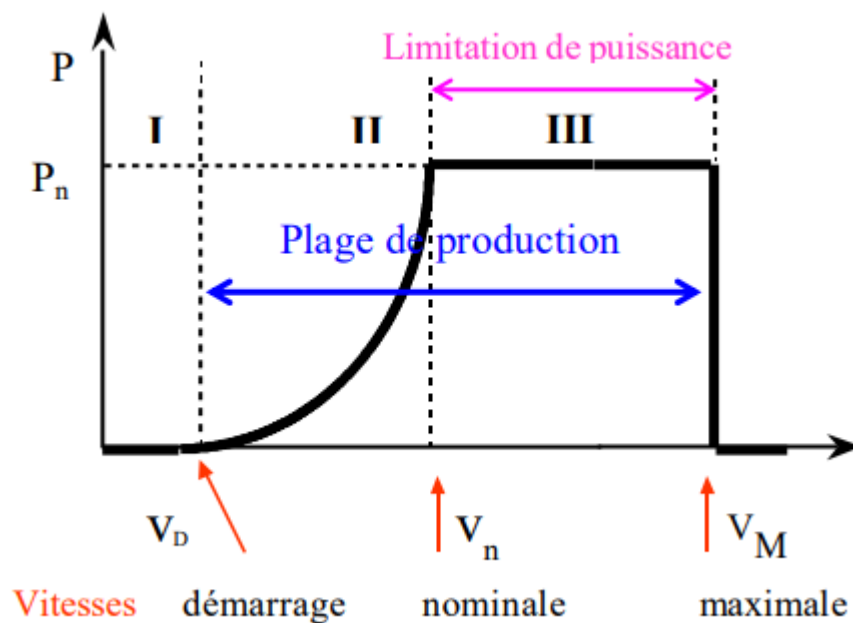


Figure II-4 Caractéristique puissance vitesse typique d'une éolienne de grande puissance [21,22]

On distingue trois types de fonctionnement: la phase de démarrage et le partial load ou fonctionnement à charge partielle et le full load ou fonctionnement à pleine charge.

-**Zone 1:** C'est la zone de démarrage de la machine,

- **Zone 2:** (λ_{opt} , $C_{p_{max}}$, $\beta = 0$) : dans cette zone que l'on nomme partial load1, on cherche à extraire le maximum de puissance du vent. Le contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de λ_{opt} . Comme l'angle de calage est fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale $C_{p_{max}}$.

- **Zone 3:** (N_{nom} , P_{nom}) : Pour le full load, on cherche à maintenir constante la puissance électrique produite à sa valeur nominale en agissant sur l'angle de calage, dans cette dernière zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale mais cette fois-ci la puissance délivrée par l'éolienne a atteint sa valeur nominale.

II.4.b. Bilan des puissances

L'équation (II – 2) quantifie la puissance capturée par la turbine éolienne. Cette puissance peut être essentiellement maximisée en ajustant le coefficient C_p . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice (ou encore du ratio de vitesse), l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux) est convertie directement en puissance électrique (fig. II-4).

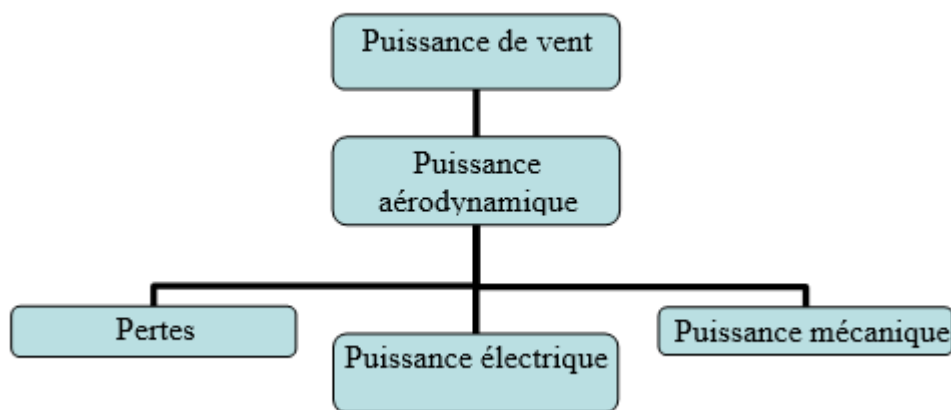


Figure II-5 Diagramme de conversion de puissance

Dans cette partie, nous présenterons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de

réglé la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T.) et correspond à la zone 2 de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne. On distingue deux familles de structures de commande

- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique;
- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

Dans notre travail nous nous intéressons au contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

II.4.c. Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

En pratique, il est difficile d'obtenir une mesure précise de la vitesse du vent, principalement pour deux raisons. Tout d'abord, l'anémomètre utilisé pour mesurer la vitesse du vent est généralement positionné en aval du rotor de la turbine, ce qui entraîne une lecture erronée en raison des perturbations causées par le rotor lui-même. De plus, étant donné que le diamètre de la zone balayée par les pales est important (environ 70 m pour une éolienne de 1,5 MW), il existe une variation significative de la vitesse du vent en fonction de la hauteur à laquelle se trouve l'anémomètre. En utilisant un seul anémomètre, on ne dispose donc que d'une mesure locale de la vitesse du vent, qui ne représente pas suffisamment la valeur moyenne du vent sur l'ensemble des pales.

Une mesure incorrecte de la vitesse du vent entraîne inévitablement une dégradation de la puissance captée selon la méthode d'extraction mentionnée précédemment. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans utiliser une régulation de la vitesse basée sur une mesure précise de la vitesse du vent. [31]

Cette structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine:

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (II - 11)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} \approx 0$), on obtient : $C_{mec} = C_g$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-estimé}}{G} \quad (II - 12)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation (II-4) :

$$C_{aer-estimé} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbin-estimé}} \cdot v_{estimé}^3 \quad (II - 13)$$

Une estimation de la vitesse de la turbine $\Omega_{turbin-estimé}$ est calculée à partir de la mesure de la vitesse Mécanique:

$$\Omega_{turbin-estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II - 14)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation (II-15) :

$$v_{estimé} = \frac{\Omega_{turbin-estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (II - 15)$$

On obtient une relation globale de contrôle:

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}}{G^3} \quad (II - 16)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur $\lambda_{C_{pmax}}$ qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} (figure II-5).

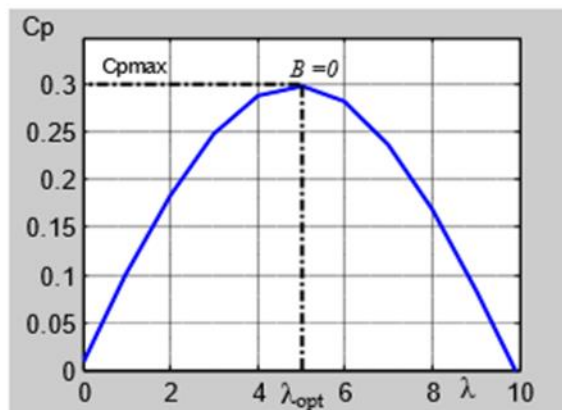


Figure II-6 Coefficient de puissance en fonction de ratio de vitesse

Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante : [34]

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda_{cp\ max}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G} \quad (II - 17)$$

L'expression du couple de référence devient alors proportionnelle au carré de la vitesse de la génératrice :

$$C_{em-ref} = A \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (II - 18)$$

Avec :

$$A = \frac{C_p}{\lambda_{cp\ max}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{1}{G^3} \quad (II - 19)$$

II.5. Modélisation de la machine asynchrone : [35]

II.5.a. Model de la machine asynchrone :

La représentation schématique de la machine asynchrone dans l'espace électrique est donnée par la figure (II-7).

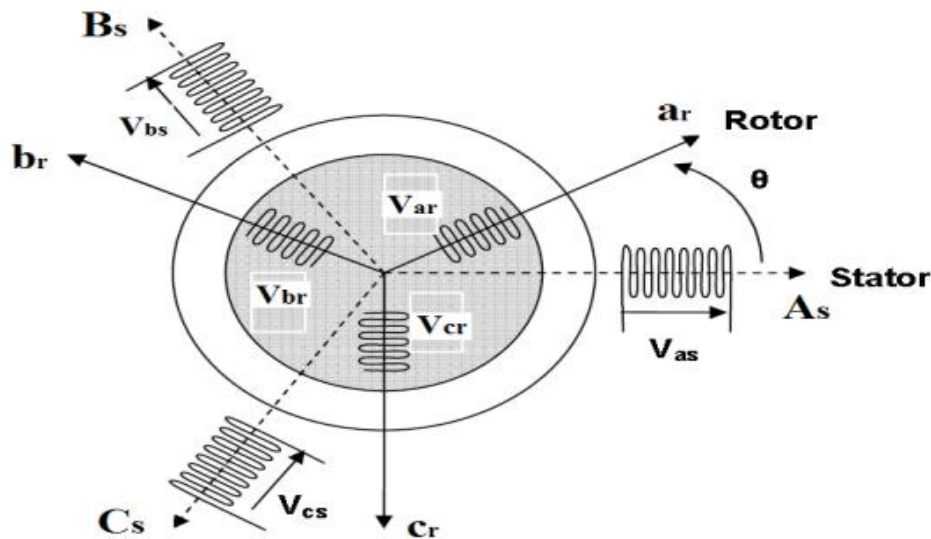


Figure II-7 Repérage angulaire des axes magnétiques d'une MAS triphasée

II.5.b. Hypothèses simplificatrices

Le modèle de la machine asynchrone que nous allons utiliser repose sur les hypothèses suivantes :

Le circuit magnétique n'est pas saturé, ce qui nous permet d'exprimer les flux magnétiques comme des fonctions linéaires des courants électriques.

Le circuit magnétique est considéré comme parfaitement feuilleté. Cela signifie que seuls les enroulements sont traversés par des courants. De plus, nous supposons que la densité de courant peut être considérée comme uniforme dans la section des conducteurs élémentaires, ce qui exclut tout effet de bord.

Troisièmement, la force magnétomotrice créée par chaque phase du stator et du rotor présente une distribution spatiale (le long de l'entrefer) sinusoïdale (on ne considère que la première harmonique). Par conséquent, les inductances propres sont constantes et les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales des angles que font les axes magnétiques. L'effet dû à la présence des encoches est négligé.

II.5.c. Conventions de signes

Voici une reformulation de ce paragraphe :

Les machines asynchrones sont principalement utilisées comme moteurs. Nous adopterons les conventions de signes suivantes :

Un courant positif qui traverse son propre enroulement crée un flux magnétique positif.

Une force électromotrice positive induit un courant positif.

Le stator est considéré comme le générateur et le rotor comme le récepteur.

Les angles et les vitesses de rotation sont comptés positivement dans le sens trigonométrique (sens antihoraire).

Ces conventions de signes seront utilisées pour établir les équations de la machine asynchrone. Elles visent à uniformiser le sens des vecteurs et à faciliter la compréhension de ces équations.

II.5.d. Mise en équation de la machine asynchrone

Le comportement de la machine peut être traduit par trois types de phénomènes régis par leurs équations respectives : équation électrique ; magnétique et mécanique

(a) Equations électriques

Soient (v_{sabc}) , (I_{sabc}) et (ϕ_{sabc}) , respectivement, le vecteur tension, courant et flux des trois phases statoriques de la machine.

$$[v_{sabc}] = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix}; [I_{sabc}] = \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix}; [\phi_{sabc}] = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (II - 20)$$

Les mêmes notations sont adoptées pour les grandeurs rotoriques en remplaçant l'indice 's' par l'indice 'r'.

On définit les tensions statoriques et rotoriques comme suit :

➤ **Phase statorique**

Pour l'ensemble des enroulements statoriques, on écrira les notations matricielles :

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (II - 21)$$

R_s : Résistance de la phase du stator

➤ **Phase rotorique**

Pour l'ensemble des enroulements rotoriques, on écrira en notation matricielle :

$$\begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \quad (II - 22)$$

R_r : Résistance de la phase du rotor.

(b) Équations magnétiques

Les hypothèses citées précédemment, entraînent les relations suivantes entre les flux (ϕ) et les courants (I) des phases statorique et rotorique.

$$\begin{bmatrix} \phi_{sabc} \\ \phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sabc} \\ I_{rabc} \end{bmatrix} \quad (II - 23)$$

Avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_{sa} & M_s & M_s \\ M_s & L_{sa} & M_s \\ M_s & M_s & L_{sa} \end{bmatrix} \quad (II - 24)$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} L_{ra} & M_r & M_r \\ M_r & L_{ra} & M_r \\ M_r & M_r & L_{ra} \end{bmatrix} \quad (II - 25)$$

Les mutuelles inductances stator-rotor dépendent de l'angle α (position du rotor) et ont pour valeur crête M_{sr} .

$$[M_{sr}] = [M_{sr}]^t = \begin{bmatrix} M_1 & M_3 & M_2 \\ M_2 & M_1 & M_3 \\ M_3 & M_2 & M_1 \end{bmatrix} \quad (II - 26)$$

$$[M_{sr}] = \begin{bmatrix} \cos \alpha & \cos \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \alpha & \cos \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \alpha \end{bmatrix} \quad (II - 27)$$

Avec : $\alpha = \omega t$

On aura finalement les équations magnétiques sous forme matricielle des phases statorique et rotorique comme suit :

$$\begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \\ \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{sa} & M_s & M_s & M_1 & M_3 & M_2 \\ M_s & L_{sa} & M_s & M_2 & M_1 & M_3 \\ M_s & M_s & L_{sa} & M_3 & M_2 & M_1 \\ M_1 & M_2 & M_3 & L_{ra} & M_r & M_r \\ M_3 & M_1 & M_2 & M_r & L_{ra} & M_r \\ M_2 & M_3 & M_1 & M_r & M_r & L_{ra} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \\ i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (II - 28)$$

Avec :

L_{ra} : Inductance propre d'une phase statorique.

L_{ra} : Inductance propre d'une phase rotorique.

M_s : Inductance mutuelle d'une phase statorique.

M_r : Inductance mutuelle d'une phase rotorique.

M_{sr} : Inductance mutuelle maximale entre deux phases statorique et rotorique.

A partir des relations (II.27) ; (II.28) et (II.29) les équations électriques deviennent :

$$[v_{sabc}] = [R_s][i_{sabc}] + \frac{d}{dt} \{ [L_s][i_{sabc}] + [M_{sr}][i_{rabc}] \} \quad (II - 29)$$

$$[v_{rabc}] = [R_r][i_{rabc}] + \frac{d}{dt} \{ [M_{rs}][i_{sabc}] + [L_r][i_{rabc}] \} \quad (II - 30)$$

(c) Équation mécanique

L'équation mécanique régissant la vitesse de rotation de la machine est donnée par

$$J \frac{d}{dt} \omega = C_{em} - C_r - f \cdot \omega \quad (II - 31)$$

Avec :

J : Moment d'inertie ramené sur l'arbre de la machine.

C_{em} : Couple électromagnétique développé par la machine.

C_r : Couple résistant de la charge.

f: Coefficient de frottement visqueux.

II.5.e. Transformation de Park :

La transformation de Park est un procédé qui consiste à effectuer un changement de variables sur les courants, les tensions et les flux, en prenant en compte l'angle entre l'axe des enroulements et les axes d et q. L'angle θ est utilisé pour les grandeurs du stator, tandis que l'angle δ est utilisé pour les grandeurs du rotor.

L'objectif de la transformation de Park est de convertir un système de grandeurs triphasées équilibré en un système équivalent de grandeurs diphasées d'axe (d, q).

En utilisant la matrice de Park, on effectue cette transformation en calculant les nouvelles grandeurs d et q à partir des courants, tensions et flux triphasés. Cette transformation facilite l'analyse et le contrôle des machines électriques, notamment des machines asynchrones.

Les composantes relatives et réelles sont liées par l'équation :

$$[X_{dq0}] = [P_{(\theta)}] \cdot [X_{abc}] \quad (II - 32)$$

Où : d, q, o sont respectivement des composantes directe, quadratique et homopolaire.

La matrice de Park de changement de base $[P_{(\theta)}]$ est définie comme suit :

$$[P_{(\theta)}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (II - 33)$$

Où θ est l'angle de transformation, il dépend du choix du référentiel ainsi que des grandeurs statoriques et rotoriques.

Voici une reformulation de ce paragraphe :

Le coefficient $\left(\sqrt{\frac{2}{3}}\right)$ a été choisi pour conserver la même puissance instantanée dans les deux représentations (triphasee et diphasée). La transformation de Park est appliquée de la même façon aux tensions, aux courants et aux flux dans les deux systèmes de représentation.

La matrice de passage inverse est donnée par :

$$[P_{(\theta)}]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (II - 34)$$

Le modèle de la machine est établi dans le repère des axes d et q solidaire au champ tournant
suit à la nullité des composantes homopolaires (système équilibré).

II.5.f. Équations de la machine asynchrone dans les axes d et q

(a) Equations électriques

$$V_{ds} = \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{qs} + R_s i_{ds} \quad (II - 35)$$

$$V_{qs} = \frac{d\phi_{qs}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{ds} + R_s i_{qs} \quad (II - 36)$$

$$V_{dr} = \frac{d\phi_{dr}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{qr} + R_r i_{dr} = 0 \quad (II - 37)$$

$$V_{qr} = \frac{d\phi_{qr}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{dr} + R_r i_{qr} = 0 \quad (II - 38)$$

Avec : $\omega_r = \omega_s - \omega_m$ et ω_r est la vitesse mécanique.

(b) Équations magnétiques

$$\phi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + M \cdot i_{dr} \quad (II - 39)$$

$$\phi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} + M \cdot i_{qr} \quad (II - 40)$$

$$\phi_{dr} = L_r \cdot i_{dr} + L \cdot i_{ds} \quad (II - 41)$$

$$\phi_{qr} = L_r \cdot i_{qr} + L \cdot i_{qs} \quad (II - 42)$$

Avec :

L_s : Inductance cyclique statorique.

L_r : Inductance cyclique rotorique.

$M = \frac{3}{2} M_{rs}$: Inductance mutuelle cyclique stator-rotor.

(c) Équation mécanique

$$C_{em} = p \frac{3}{2} (\phi_{dr} \cdot i_{qs} - \phi_{qr} \cdot i_{ds}) \quad (II - 43)$$

p : nombre de pair de pole.

II.5.g. Choix de référentiel :

- Référentiel lié au stator : $\omega_s=0$; $\omega_r = -\omega_m$
- Référentiel lié au rotor : $\omega_r=0$; $\omega_s=\omega_m$
- Référentiel lié au champ tournant : $\omega_r = \omega_s - \omega_m$

II.6. La stratégie de commande de la machine asynchrone : [36]

Est un ensemble de techniques utilisées pour contrôler les variables électriques et mécaniques de la machine afin de répondre aux exigences spécifiques de l'application. Voici une explication générale de la stratégie de commande de la machine asynchrone :

II.6.a. Commande en boucle ouverte :

La commande en boucle ouverte consiste à alimenter la machine asynchrone avec une tension et une fréquence fixes, sans rétroaction sur les variables internes de la machine. Cette méthode est généralement utilisée lorsque la charge est constante et prévisible, mais elle ne permet pas un contrôle précis de la vitesse ou du couple.

II.6.b. Commande vectorielle (ou commande en boucle fermée) :

La commande vectorielle est une stratégie de commande plus avancée qui permet un contrôle précis de la vitesse, du couple et du flux magnétique de la machine asynchrone. Elle utilise des boucles de rétroaction pour mesurer et réguler les courants statoriques et le flux magnétique. Cette stratégie permet un contrôle indépendant de la vitesse et du couple, ainsi qu'une meilleure réponse aux variations de charge.

La commande vectorielle peut être réalisée avec différentes techniques de commande, telles que la commande par champ orienté (FOC) ou la commande directe du couple (DTC). La FOC est basée sur la décomposition du courant statorique en deux composantes : une composante de flux et une composante de couple. Elle permet un contrôle précis et efficace de la machine asynchrone. La DTC, quant à elle, est basée sur la surveillance en temps réel du flux et du couple de la machine, permettant un contrôle rapide et dynamique de la machine asynchrone.

II.6.c. Commande prédictive :

La commande prédictive est une méthode avancée de commande utilisée pour prédire et ajuster les paramètres de commande afin de maintenir la machine à des valeurs de référence spécifiques. Elle utilise un modèle mathématique de la machine asynchrone pour estimer son comportement futur. En utilisant cette estimation, le régulateur prédictif calcule les valeurs de commande optimales pour atteindre les références souhaitées. Cette

stratégie de commande permet une réponse dynamique rapide et précise aux variations de charge.

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, on a expliqué les modèles mathématiques des différents composants de la turbine éolienne, Et par l'utilisation de la transformation de Park pour la modélisation de la partie électrique de la chaîne de conversion éolien.

Chapitre III

Stabilité des réseaux électriques

Chapitre III. Stabilité des réseaux électriques

III.1. Introduction

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité.

III.2. Définition de la stabilité

La stabilité est la caractéristique d'un système qui lui permet de revenir à son état d'équilibre, également appelé point de fonctionnement, après avoir été perturbé une ou plusieurs fois. Dans le contexte d'un réseau électrique, la stabilité globale se manifeste généralement par un équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées. [37]

III.3. Classification de la stabilité

Les différentes formes d'instabilité qui en résultent ne peuvent pas être correctement comprises et traitées de manière efficace en même temps. En raison de la complexité et de la haute dimensionnalité des problèmes de stabilité, la classification permet de simplifier les conditions pour analyser des types spécifiques en utilisant un niveau de détail approprié pour la représentation du système et des techniques analytiques. La classification de la stabilité proposée ici repose sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. Par conséquent, les types de stabilité peuvent être classés de la manière suivante :

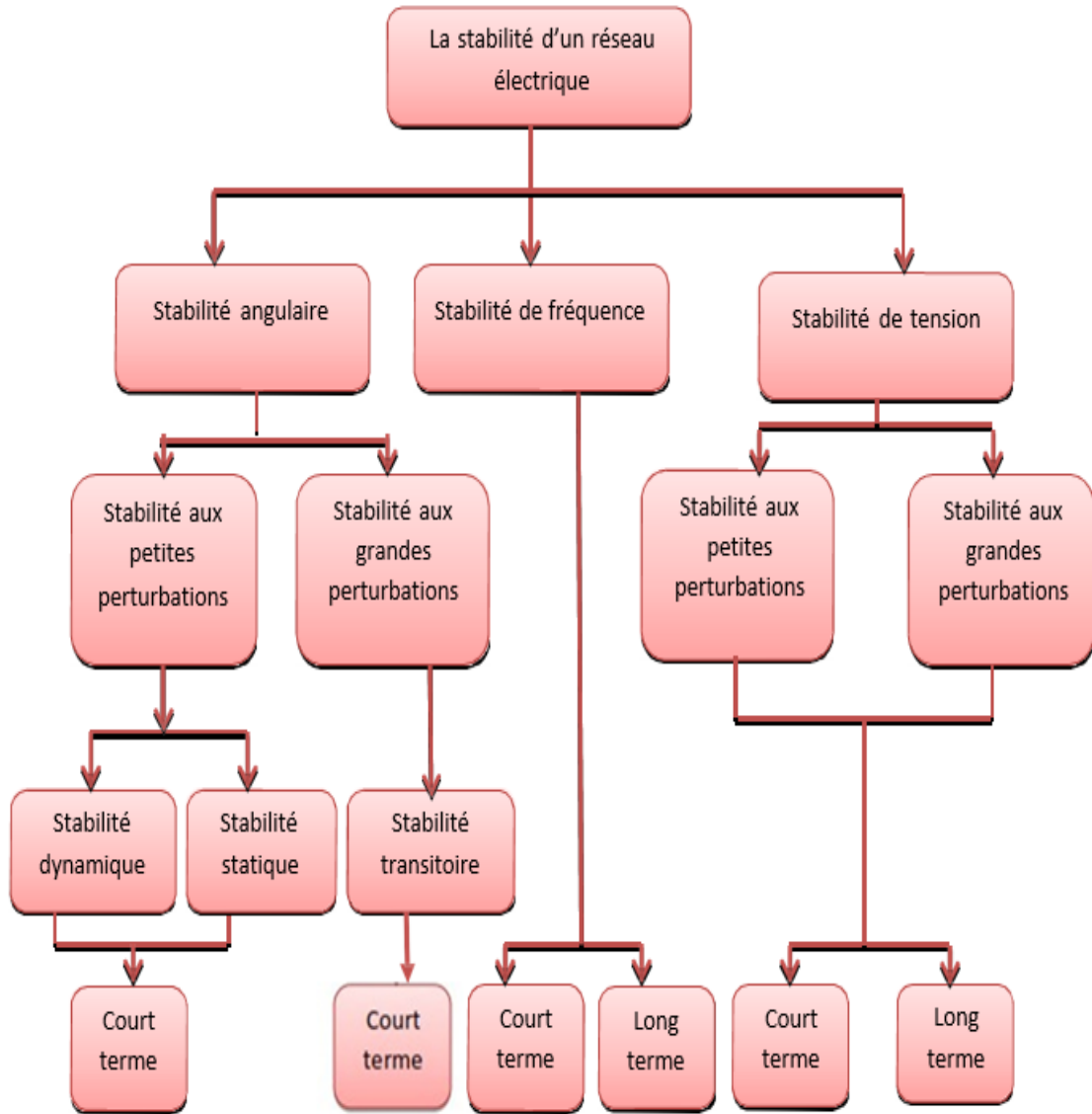


Figure III-1 Classification de la stabilité des réseaux électriques.

III.3.a. Stabilité de tension

La stabilité de tension fait référence à la capacité d'un réseau électrique à maintenir la tension de fonctionnement normale dans les limites acceptables pour tous les jeux de barres, même après avoir subi une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée. L'instabilité de tension est principalement causée par l'incapacité du système électrique à répondre à la demande de puissance réactive. Il a été démontré que la plupart des pannes de courant sont causées par l'instabilité de tension. Plusieurs facteurs dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, notamment :

Une augmentation de charge

Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,).

Une panne de générateur, une perte d'une charge ou un déclenchement de ligne

Des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVC qui atteignent les limites de puissance réactive

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 que:

Un contrôle automatique des condensateurs shunts ;

Un blocage des régulateurs en charge automatique ;

Une nouvelle répartition de la génération ;

Une re planification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande ;

Une régulation de tension secondaire ;

Un plan de délestage.

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre. [38]

Enfin, 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

Dans ce cas, l'objectif est de maintenir des tensions normales aux nœuds du réseau électrique après une perturbation majeure. La stabilité est déterminée par les caractéristiques du système et de la charge, ainsi que par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension du 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. [39]

III.3.b. Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence dans un système de puissance se réfère à la capacité de maintenir la fréquence du système proche de sa valeur nominale, même après une perturbation sévère qui crée un déséquilibre significatif entre la production et la consommation d'énergie. [40]

L'instabilité qui en résulte se manifeste par des oscillations de la fréquence soutenue, ce qui entraîne le déclenchement des unités de production et/ou des charges lors des variations de fréquence. Les intervalles de temps associés à ces processus et aux dispositifs actifs varient de fractions de seconde à plusieurs minutes. Ainsi, la stabilité de la fréquence peut être observée à court ou à long terme.[41]

III.3.c. Stabilité angulaire

La stabilité angulaire fait référence à la capacité des générateurs synchrones d'un réseau à maintenir leur synchronisme après avoir subi une ou plusieurs perturbations.

L'instabilité se manifeste par des oscillations angulaires de certains générateurs, entraînant leur désynchronisation par rapport aux autres générateurs.

On distingue généralement deux types de stabilité angulaire : la stabilité des angles de rotor face à de petites perturbations et la stabilité des angles de rotor face à de grandes perturbations, également appelée stabilité transitoire. [42]

III.3.c.a. Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor. Pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle. Des exemples typiques des petites perturbations peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge, ... L'analyse d'un tel système peut être accomplie par la linéarisation du

système d'équations différentielles non linéaires. La stabilité du système peut être évaluée par l'analyse des valeurs propres de la matrice d'état du système. [38]

a. Stabilité en régime statique

Le réseau a un Comportement stable, c'est-à-dire que, soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.

b. Stabilité en régime dynamique

Le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers fonction des perturbations envisagées.

Les études de stabilité dynamique consistent à :

Envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source électrique, variation de charge, contraintes de procès, prédire le comportement du réseau face à ces perturbations, préconiser les mesures à prendre en exploitation, telles que type de protection, réglage de relais, délestages, configurations... pour éviter les modes de fonctionnement indésirables.

Ces études permettent donc la maîtrise du comportement du réseau considéré, qu'il soit public ou privé, H.T. ou B.T. [43]

III.3.c.b. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

- Les court-circuit affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte d'ouvrages.
- La perte de groupes de production, etc. La stabilité transitoire dépend :
- Du type de perturbation.
- De la durée de perturbation.
- Du lieu de perturbation.

- De la performance des systèmes protection (relais, réenclenchement). Du point de fonctionnement avant défaut. [44]

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

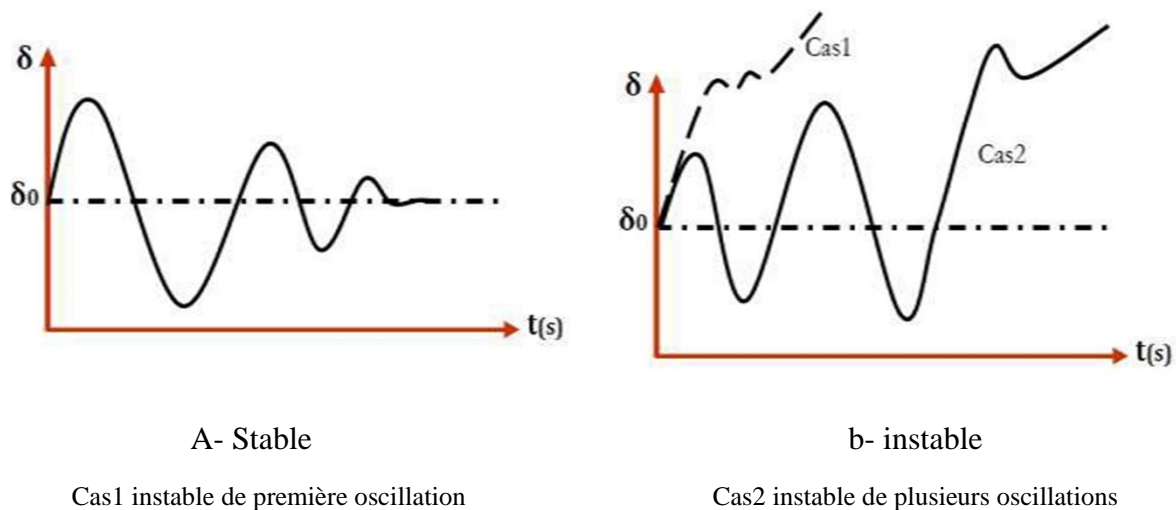


Figure III-2 Classification de la stabilité des réseaux électriques.

III.4. Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive

La puissance réactive Q liée par le déphasage φ entre le courant et la tension : $S = P + jQ = VI(\cos + j\sin)$.

L'énergie active est la seule forme de puissance qui peut être transformée en énergie mécanique, thermique et électrique une fois reçue par la charge.

En revanche, la puissance réactive est principalement utilisée pour l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs, moteurs) et de certains dispositifs tels que les lampes fluorescentes.

On considère deux nœuds connectés par une impédance Z ($X \gg R$), l'un comme générateur d'une tension V_s et un angle de phase δ et l'autre comme un nœud de puissance infinie d'une tension V_R et un angle de phase fixé à 0°

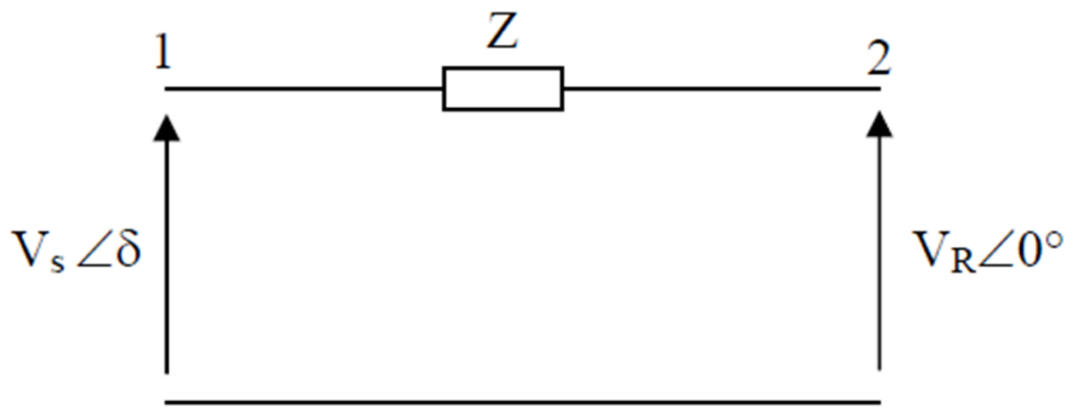


Figure III-3 Modèle considéré.

III.5. Différents moyens d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique

L'utilisation de systèmes de contrôle adaptés est une solution pour améliorer la stabilité. Au cours des années, des recherches approfondies ont été menées pour concevoir des contrôleurs offrant des performances améliorées.

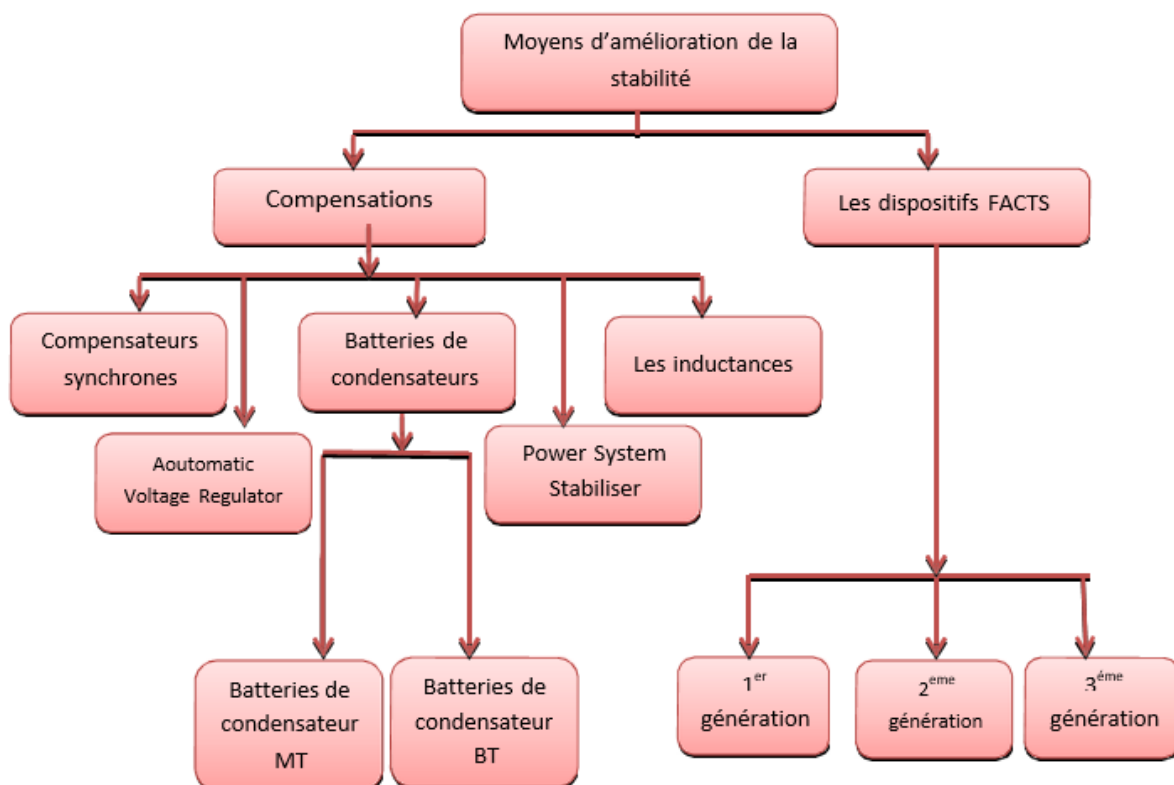


Figure III-4 Moyens d'amélioration de la stabilité.

III.5.a. Moyens classique

III.5.a.a. Compensation traditionnelles

a. Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT qui peut fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique.

Ces machines qui sont constituées de 20 à 60 MVAR posent des problèmes de maintenance et leur installation nécessite des ouvrages de génie civil important et le coût est élevé tant en investissement qu'en exploitation. Leur emploi est de plus en plus abandonné principalement à cause de leur entretien trop onéreux.

b. Batteries de condensateurs

Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

Batteries de condensateurs HT

Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charges. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.

Batteries de condensateurs MT

Raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Ces batteries sont fractionnées en gradins de 2.4 ou 3 MVAR (selon la puissance du transformateur HT/MT). Chaque gradin commandé séparément est dimensionné pour limiter à 5% la variation de la tension maximale sur le jeu de barre MT au moment de la manœuvre d'un gradin.

III.5.a.b. Les inductances

Ces inductances sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains pendant les périodes de faible demande. Elles peuvent être connectées directement au réseau ou être raccordées aux tertiaires des autotransformateurs. Cependant, ces inductances génèrent des harmoniques significatifs qui nécessitent des installations complexes pour les filtrer, ce qui peut entraîner des pertes non négligeables. En raison de ces problèmes, elles sont actuellement progressivement retirées de service.

III.5.a.c. Les PSS (Power System Stabiliser)

La structure d'un stabilisateur de puissance est basée sur une configuration classique comprenant un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase.

Ces stabilisateurs de puissance offrent une solution efficace et économique pour améliorer la stabilité dynamique d'un système électrique. En ajustant correctement les paramètres des stabilisateurs de puissance, on peut obtenir un amortissement approprié des oscillations causées par les perturbations, ce qui contribue à améliorer la stabilité globale du système. [45]

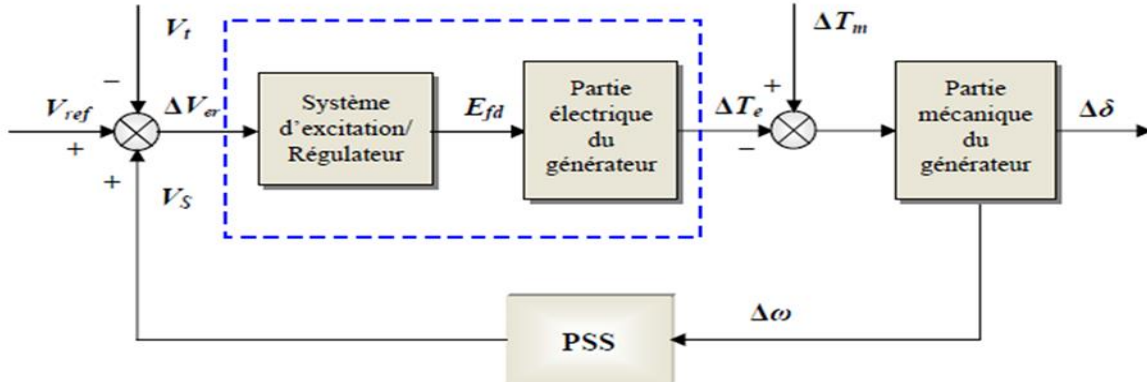


Figure III-5 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système

III.5.a.d. Les AVR (Automatic Voltage Regulator)

Les régulateurs automatiques de tension (AVR) sont extrêmement importants pour maintenir l'équilibre de la puissance réactive, en la fournissant ou en l'absorbant en fonction des besoins des charges. De plus, ces contrôleurs jouent un rôle crucial dans la garantie de la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit en ajustant le courant d'excitation de l'alternateur pour réguler le flux magnétique à l'intérieur de la machine et ramener la tension de sortie aux valeurs souhaitées. Une caractéristique clé d'un régulateur de tension est sa capacité à ajuster rapidement la tension d'excitation. [46]

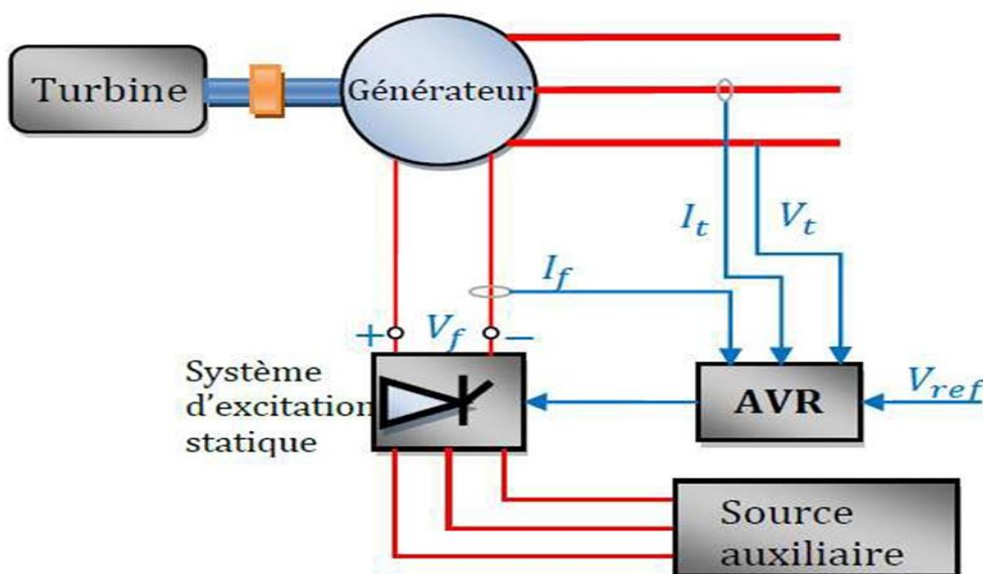


Figure III-6 Structure générale d'un système d'excitation statique avec AVR. [48]

III.6. Moyens modernes (FACTS)

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. [47]

Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont des moyens modernes utilisés pour améliorer la stabilité des réseaux électriques. Ils offrent des capacités de contrôle avancées et permettent de réguler rapidement et précisément les paramètres électriques tels que la tension, l'impédance et le déphasage. Voici quelques-uns des dispositifs FACTS les plus couramment utilisés pour améliorer la stabilité :

- ✓ SVC (Static Var Compensator) : Il s'agit d'un dispositif qui ajuste la réactance d'un système électrique pour maintenir la tension à des niveaux optimaux et compenser les variations de charge.
- ✓ STATCOM (Static Synchronous Compensator) : Ce dispositif utilise des convertisseurs électroniques pour fournir ou absorber de la puissance réactive de manière rapide et précise, aidant ainsi à maintenir la stabilité de la tension.
- ✓ TCSC (Thyristor-Controlled Series Compensator) : Il agit en ajustant l'impédance d'une ligne de transmission pour réguler le flux de puissance et améliorer la stabilité de la tension et de la fréquence.
- ✓ UPFC (Unified Power Flow Controller) : Ce dispositif permet de contrôler simultanément la tension, la puissance active et réactive sur une ligne de transmission, offrant ainsi une grande flexibilité dans le contrôle et l'optimisation du flux de puissance.
- ✓ SSSC (Static Synchronous Series Compensator) : Il est utilisé pour réguler la tension et le flux de puissance sur une ligne de transmission en injectant une impédance réactive variable.

Ces dispositifs FACTS sont des solutions modernes qui contribuent à améliorer la stabilité des réseaux électriques en permettant un contrôle précis et rapide des paramètres électriques. Ils jouent un rôle crucial dans la gestion des fluctuations de charge, le maintien de la tension et la réduction des perturbations transitoires. [49,50,51]

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un réseau électrique. Le concept global de stabilité a été divisé en trois groupes (la stabilité angulaire, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence). Nous avons également discuté des moyens d'améliorer la stabilité, et les dispositifs FACTS ont été mentionnés pour leur capacité à remplir différentes fonctions, notamment le maintien de la tension, le contrôle des flux de puissance et l'amélioration de la stabilité du réseau.

Dans le chapitre suivant nous allons étudier et simuler une ferme éolienne avec et sans STATCOM Sous l'environnement Matlab Simulink.

Chapitre IV

*Simulation d'une ferme éolienne avec et
sans STATCOM*

Chapitre IV. Simulation d'une ferme éolienne avec et sans STATCOM

IV.1. INTRODUCTION

L'étude et la simulation d'un parc éolien avec et sans STATCOM (Static Synchronous Compensator) sous l'environnement Matlab Simulink permet d'analyser et de comprendre le comportement du système électrique dans différentes conditions de fonctionnement.

Un parc éolien est composé de plusieurs éoliennes qui convertissent l'énergie éolienne en électricité. Cependant, la production d'électricité éolienne peut varier en raison de la nature intermittente et variable du vent. Cela peut entraîner des fluctuations de tension et de fréquence dans le réseau électrique, ce qui peut affecter la stabilité et la qualité de l'alimentation.

Le STATCOM est un dispositif de compensation réactive utilisé pour réguler la tension et la compensation réactive dans le système électrique. Il peut atténuer les variations de tension et de fréquence causées par les fluctuations de la production d'énergie éolienne, ce qui contribue à maintenir la stabilité du réseau.

En utilisant Matlab Simulink, il est possible de modéliser et de simuler un parc éolien avec des éoliennes, des convertisseurs d'énergie, un réseau électrique et éventuellement un STATCOM. On peut définir les caractéristiques des éoliennes, telles que leur puissance nominale, leur courbe de puissance-vitesse du vent, et leur modèle de conversion d'énergie.

Ensuite, on peut étudier le comportement du parc éolien dans différentes conditions, telles que des variations de vitesse du vent, des variations de charge, etc. On peut évaluer les fluctuations de tension et de fréquence, ainsi que la stabilité du système.

En comparant les résultats obtenus avec et sans STATCOM, on peut analyser l'impact de ce dispositif de compensation réactive sur la stabilité et la qualité de l'alimentation du parc éolien. On peut observer comment le STATCOM régule la tension, compense les fluctuations de puissance réactive et améliore la stabilité du système électrique.

IV.2. STATCOM

Les Statcom sont utilisés pour la régulation de la tension du bus par le biais de la fourniture ou de l'absorption d'une puissance réactive. Ils sont efficaces pour amortir les oscillations mécaniques des appareils. Il existe différents types de compensateurs shunt actuellement utilisés dans les systèmes électriques. Les plus courants sont Static Var Compensator (SVC) et STATCOM [52]. Au cours de ce travail, seul le STATCOM, qui a une topologie beaucoup plus sophistiquée que SVC, est étudié. Le STATCOM peut être un contrôleur de type FACTS basé sur la technologie du convertisseur de source de tension (VSC).

Un VSC génère une tension synchrone d'amplitude et d'angle de phase contrôlables. STATCOM peut être un contrôleur shunt principalement utilisé pour réguler la tension en

général/absorbant de la puissance réactive et STATCOM peut augmenter la fiabilité et la capacité du système de transmission AC [52]. Le diagramme schématique de STATCOM est illustré à la figure 1.

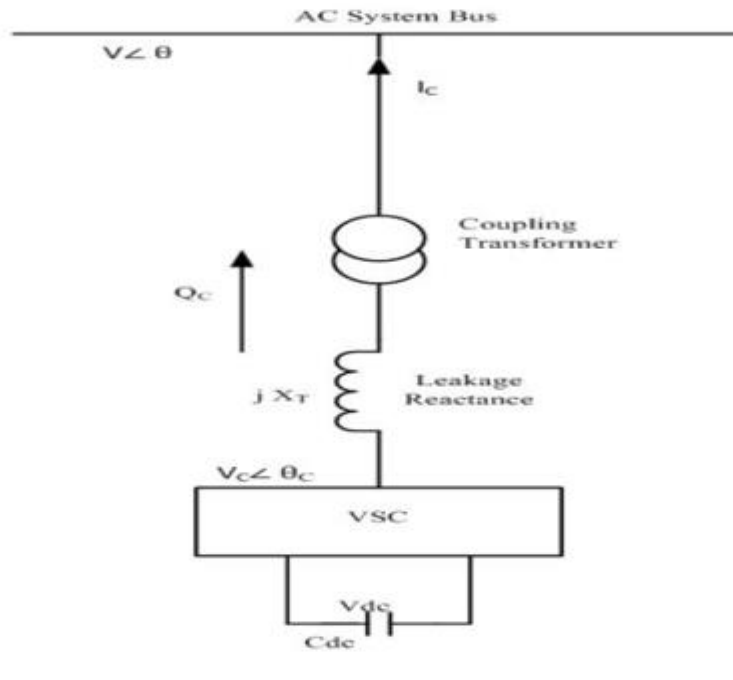


Figure IV-1 Le diagramme schématique de STATCOM [52]

Le STATCOM résultant peut injecter ou absorber de la puissance réactive vers ou depuis le bus auquel il est connecté et ainsi réguler les amplitudes de tension du bus [52]. Le principal avantage d'un STATCOM par rapport au SVC est sa taille réduite, qui résulte de l'élimination des batteries de condensateurs et des réacteurs à courant alternatif; de plus, la réponse de STATCOM est environ 10 fois plus rapide que celle de SVC en raison de ses capacités d'activation et de désactivation. L'échange de puissance active et réactive entre le VSC et le système est illustré à la Fig. 1 et la fonction de la tension de sortie du convertisseur est notée V_{out} dans [53], c'est-à-dire

$$P = \frac{V_1 V_2 \sin \delta}{X} \quad (IV - 1)$$

$$Q = \frac{V_1 (V_1 - V_2 \cos \delta)}{X} \quad (IV - 2)$$

Ici

V_1 = tension entre phase de la source V_1

V_2 = tension entre phase de V_2

X =Réactance d'interconnexion Transformateur et filtres

δ = angle de V_1 par rapport à V_2

Lorsqu'il effectue un fonctionnement en régime établi, la tension V_2 générée par le VSC est en phase avec V_1 ($=0$), de sorte que seule la puissance réactive circule ($P=0$). Si V_2 est inférieur à V_1 , Q circule de V_1 vers V_2 (STATCOM absorbe la puissance réactive). A l'inverse, si V_2 est supérieur à V_1 , Q circule de V_2 vers V_1 (STATCOM génère de la puissance réactive)

[53]. Tant que le courant réactif reste dans les valeurs de courant minimum et maximum (I_{max} , I_{min}) imposées par le calibre du convertisseur, la tension est régulée à la tension de référence V_{ref} . Cependant, un statisme de tension est généralement utilisé (généralement entre 1 % et 4 % à la sortie de puissance réactive maximale), et par conséquent la caractéristique VI a la pente indiquée sur la figure 2 [53].

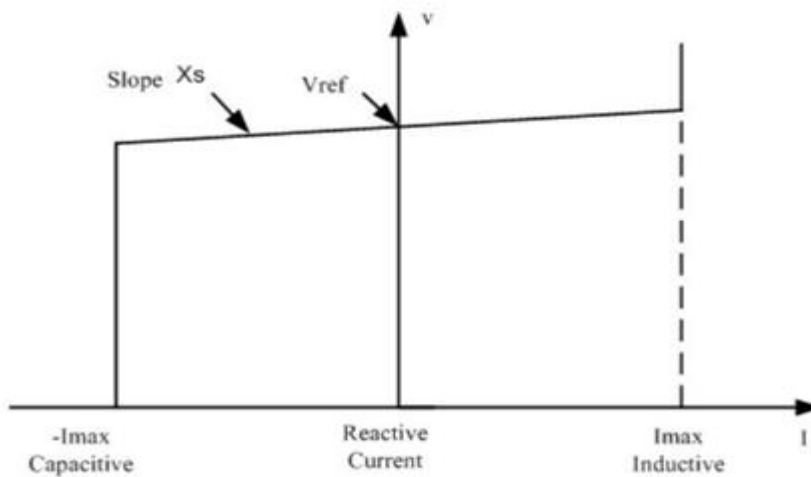


Figure IV-2Caractéristiques de STATCOM [11]

En mode régulation de tension, la caractéristique VI est décrite par l'équation suivante :

$$V = V_{ref} + X_s I \quad (IV - 3)$$

Où

V =Tension de séquence positive (Pu)

I =Courant réactif ($I>0$ indique un courant inductif)

X_s =pente ou réactance d'affaissement

IV.3. Description du réseau étudié

Le modèle Simulink du parc éolien dans MATLAB, comme illustré dans les Fig (3) et (4) et (5) pour vérifier le comportement de stabilité avec ou sans STATCOM. Tout d'abord, le défaut au

niveau de la turbine 2 comme montré dans la fig (IV-4), se produit et se termine entre la durée 16 et 16,09 (s), de la simulation.

Une ferme éolienne de 9 MW composé de trois éoliennes de 3 MW est connecté dans un réseau de distribution de 25 kV, à travers d'une ligne de 25 km par un transformateur élévateur de 25kV à 120kV

Les éoliennes sont raccordées via un transformateur de 575 V /25Kv comporte :

- Une ferme composée de trois éoliennes de 3 MW.
- Des générateurs asynchrones (machine asynchrone à cage d'écureuil) à vitesses fixes commandée par un angle de calage (pitch angle).
- Le STATCOM et connectés au jeu de barre B25 assuré le reste de la compensation réactive

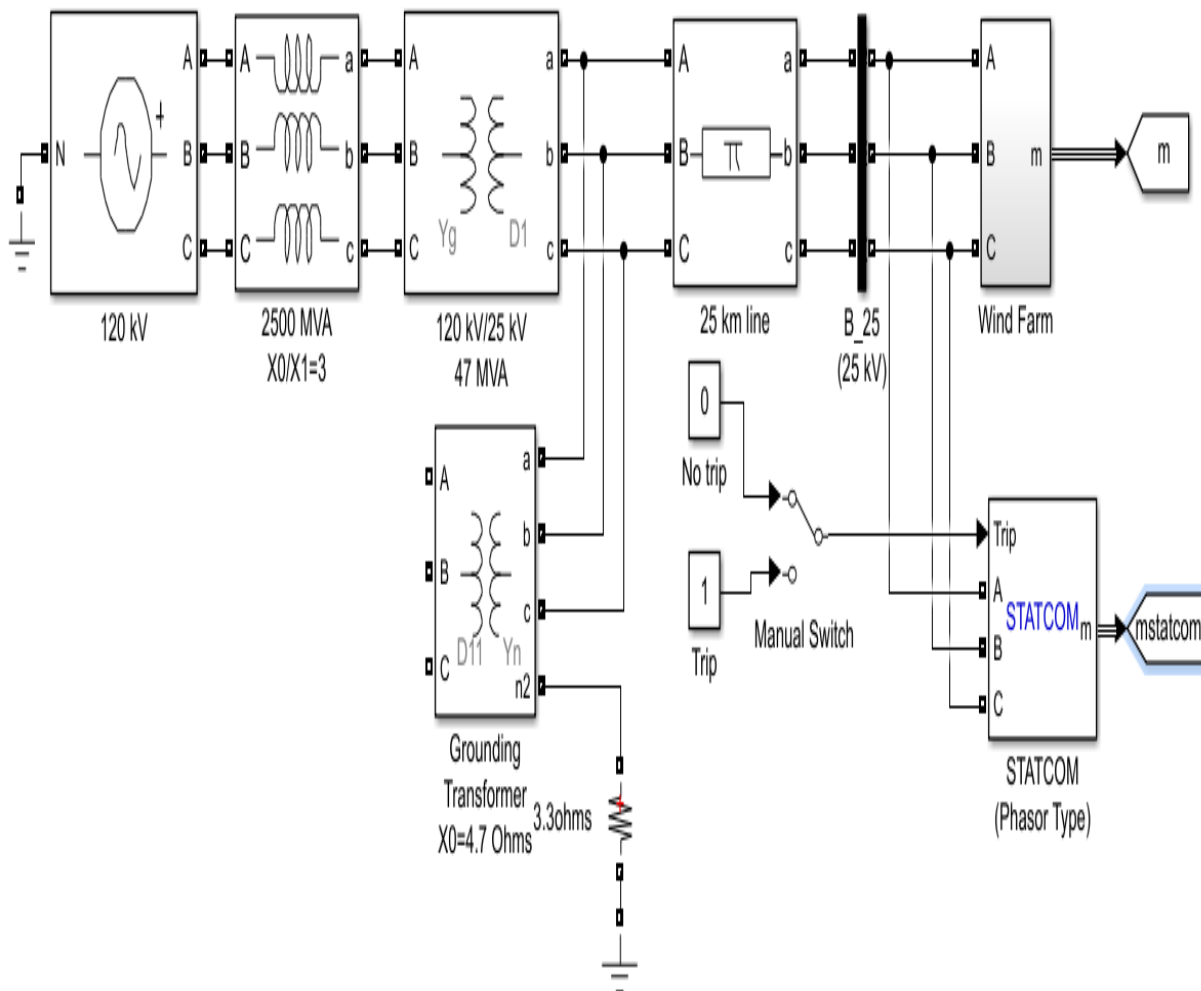


Figure IV-3 Modèle Simulink d'une ferme éolienne avec STATCOM

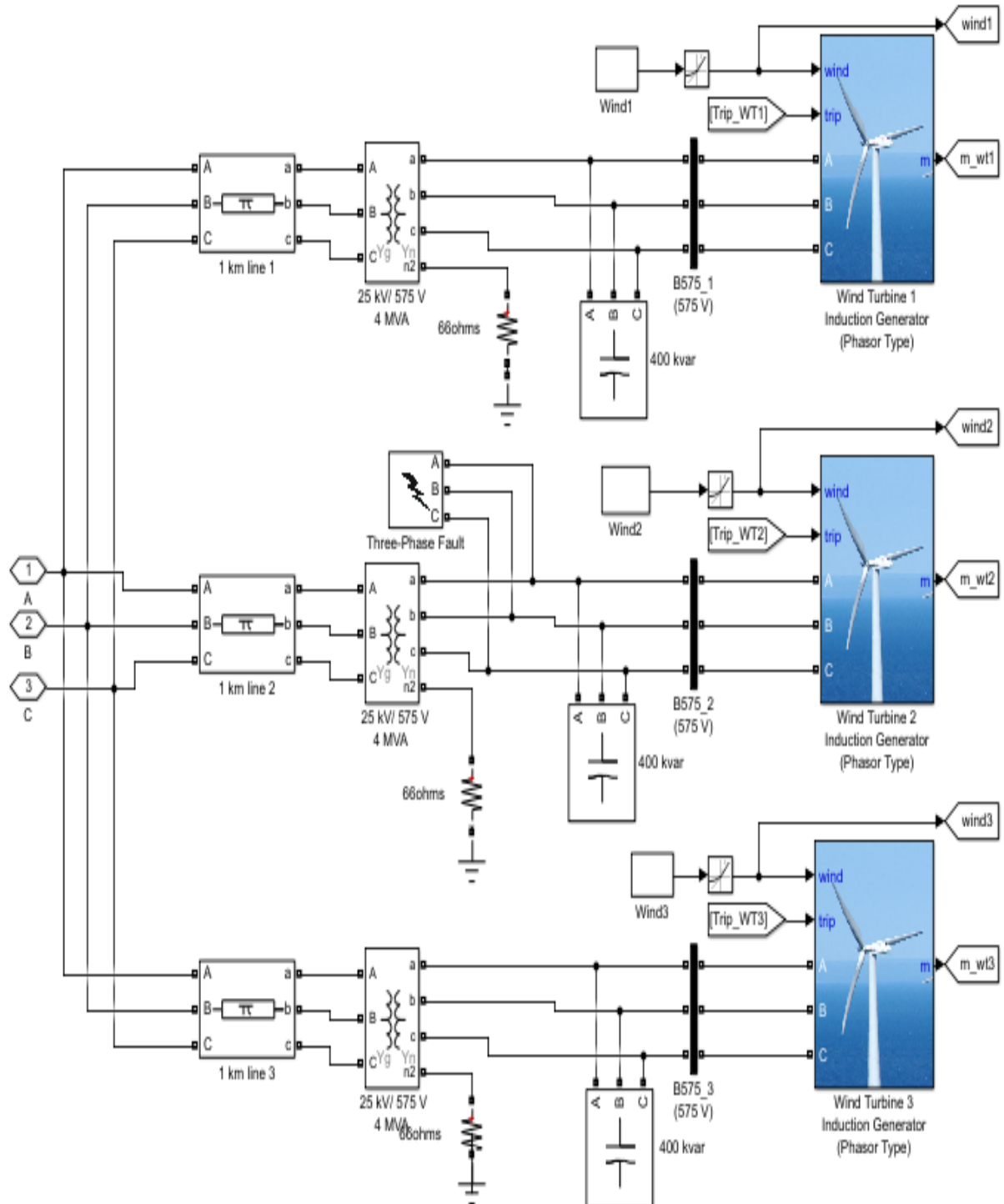


Figure IV-4 Modèle détaillé d'une ferme éolienne lorsque le défaut est au niveau du générateur

'2'

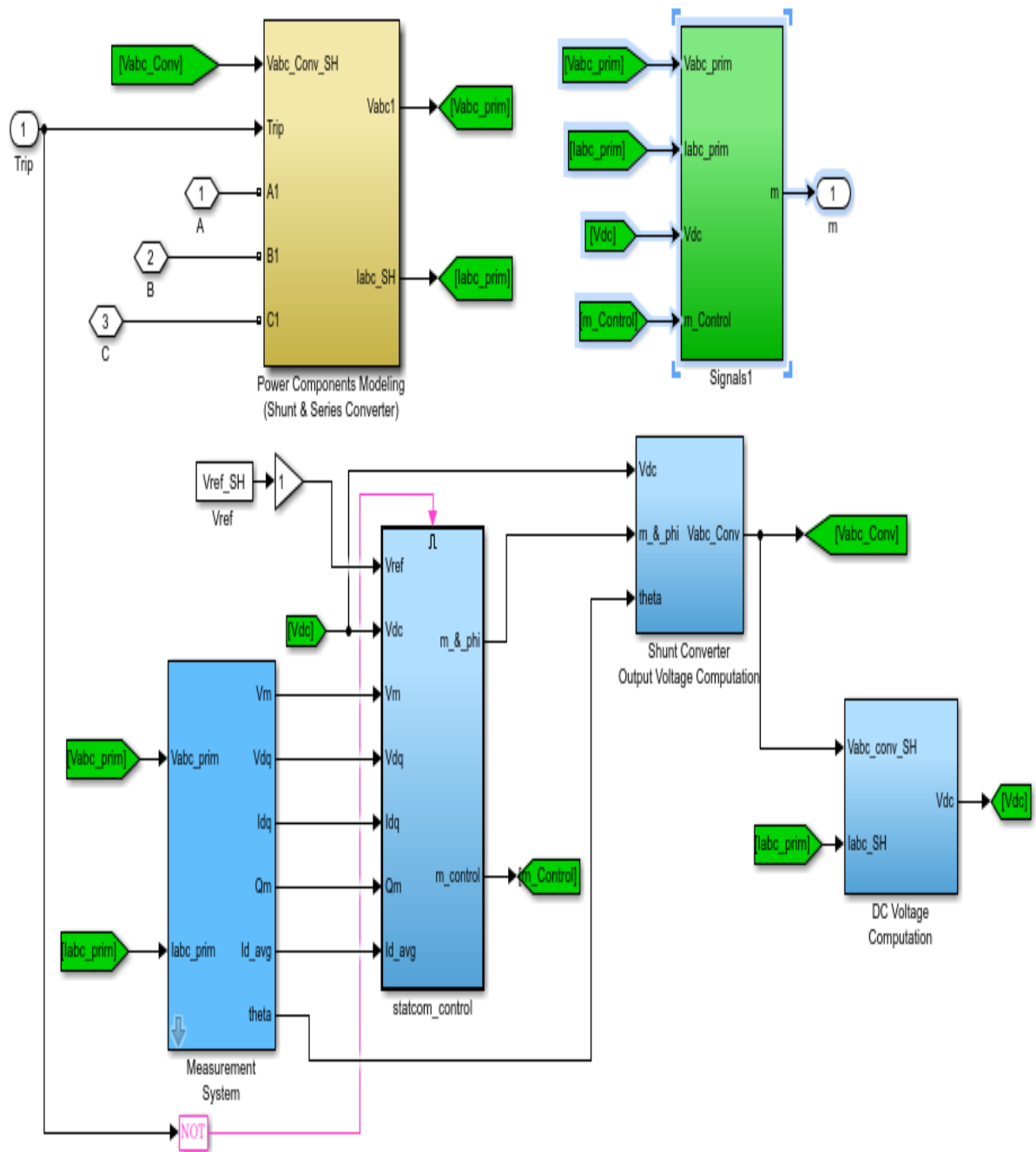


Figure IV-5 Modèle détaillé de STATCOM

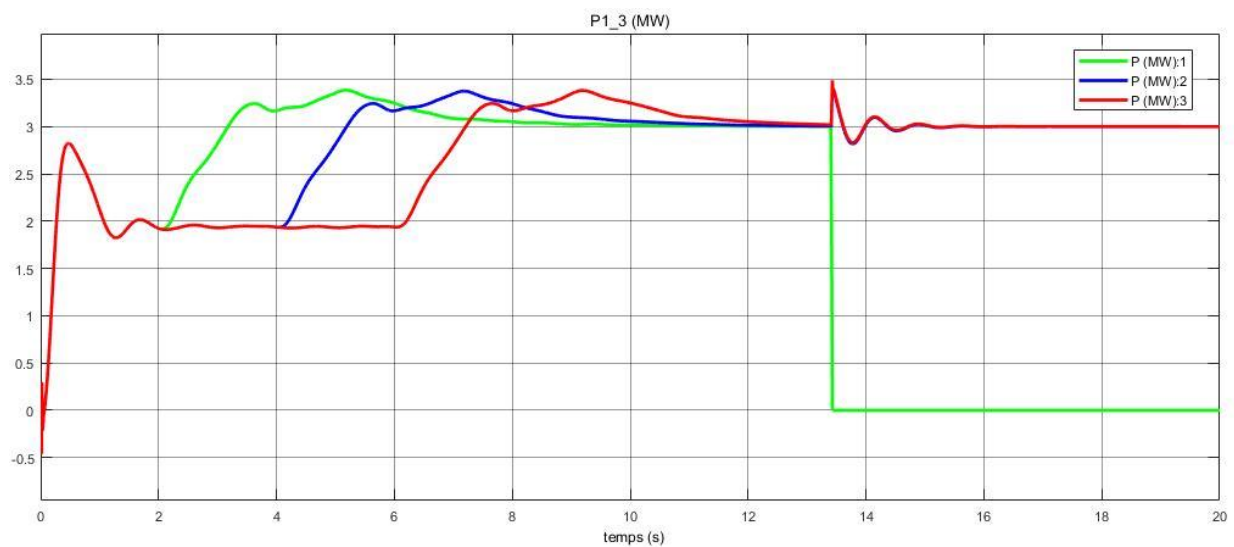
IV.4. RÉSULTATS DE LA SIMULATION

Le but de fonctionnement de simulation dans ce mode est d'essayer d'intégrer de 9MW d'énergie éolienne qui est compensée par les batteries de condensateurs de 400 KVAR dans le

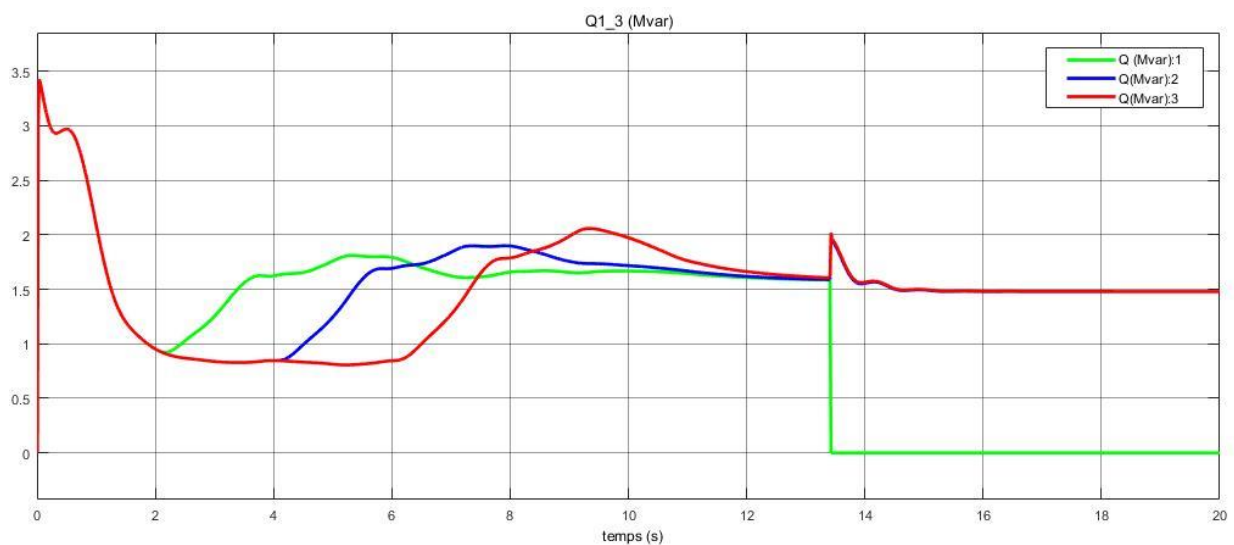
réseau de distribution, sans compensation dynamique de la puissance réactive. Les résultats sont présentés après une durée de simulation de 20s.

IV.4.a. Sans défaut et sans compensation

Dans les figures représenté ci-dessous, on constate une accélération de vitesse rotorique du turbine 1 à $t = 13.5s$, comme montré dans la figure (IV-8). Alors la première turbine se déconnecte à cause de système de protection et l'insuffisance de l'énergie réactive fournie par les batteries, comme montre aux figures (IV-6-7) respectivement. La puissance active et réactive au jeu de barre B25 se baisses de 9 à 6 MW et de 4.16 à 2 Kvar respectivement comme montré dans les figures (IV-9-10).



FigureIV-6La puissance active de ferme éolienne



FigureIV-7La puissance réactive de ferme éolienne

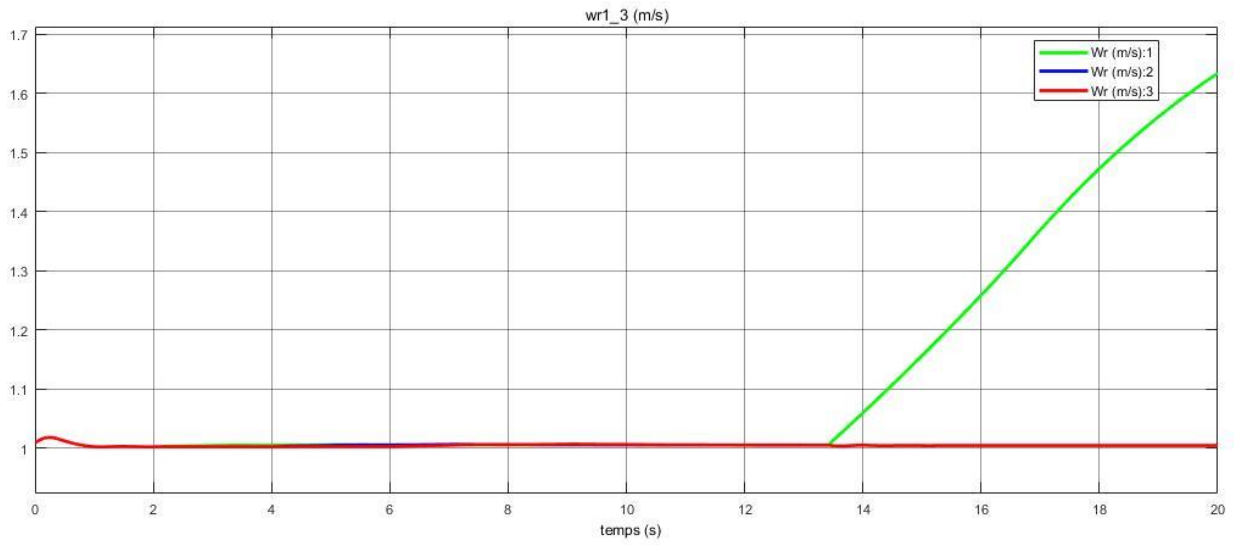


figure IV-8 La vitesse rotorique de ferme éolienne

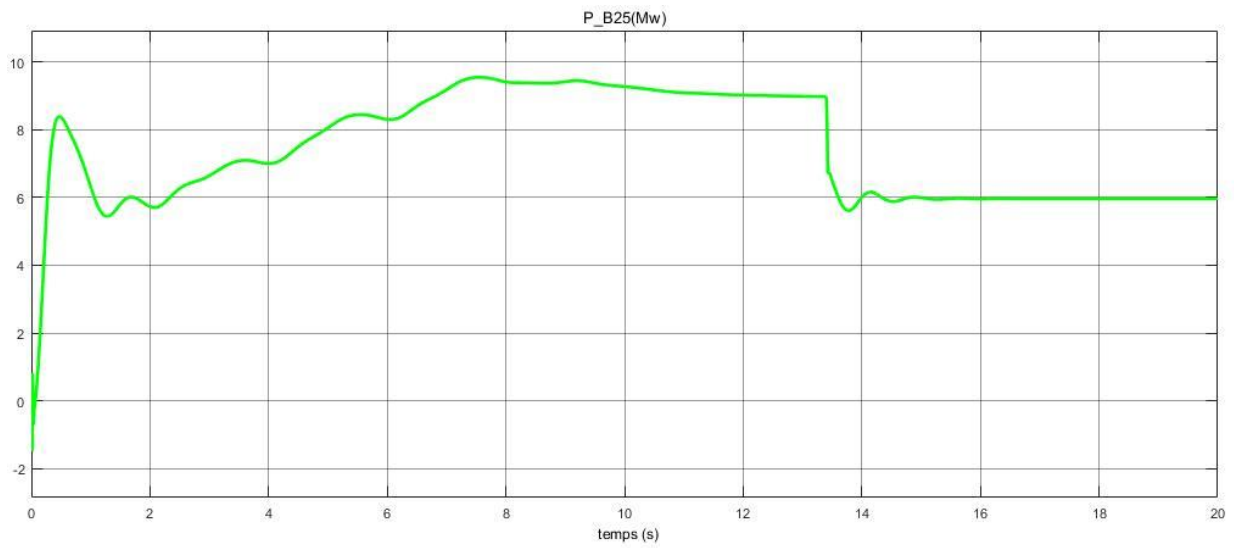


figure IV-9 La puissance active au jeu de barre B25

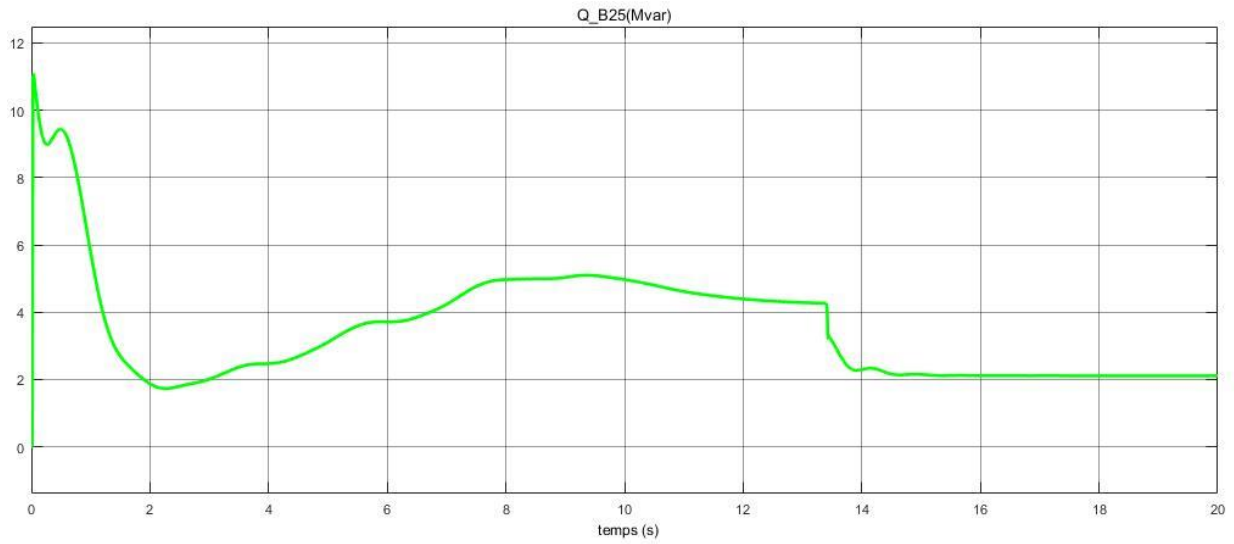


figure IV-10 La puissance active au jeu de barre B25

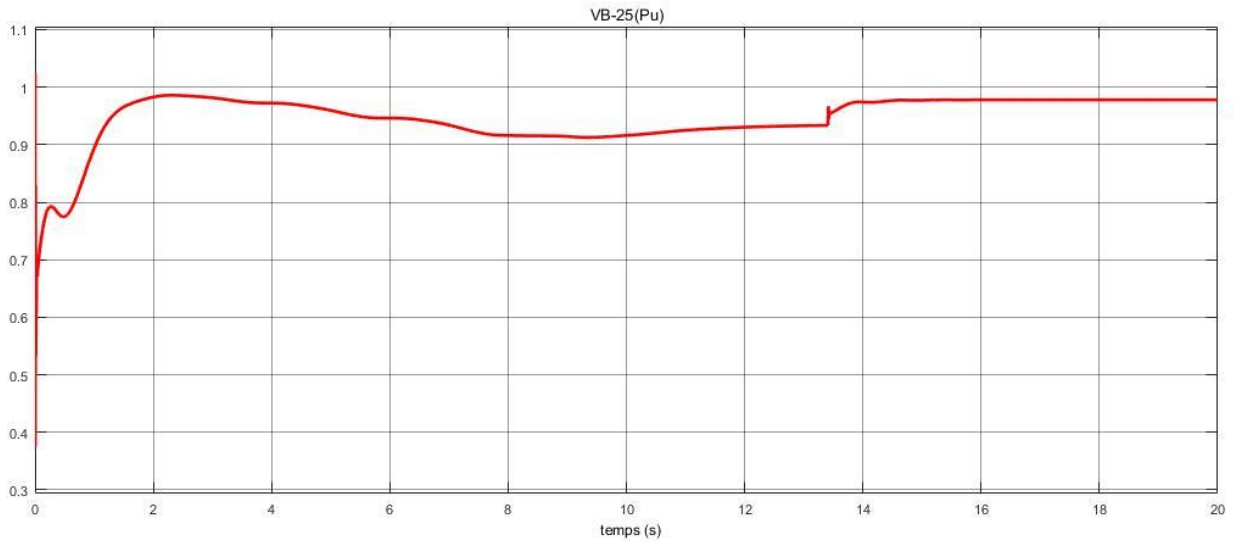


figure IV-11 la tension au jeu de barre B25

IV.4.b. Avec défaut triphasé et sans STATCOM

Considérant un défaut triphasé à la deuxième turbine à l'instant $t = 16s$ de durée de $0.09s$. Les résultats illustrés après la simulation sont comme suit :

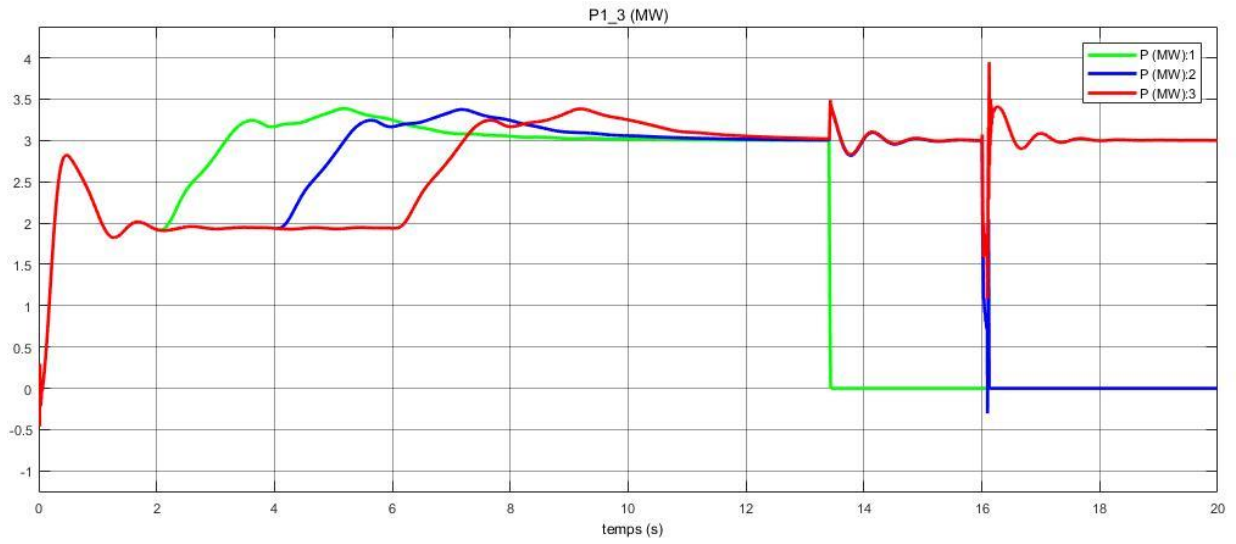


figure IV-12 Puissance active de trois turbines

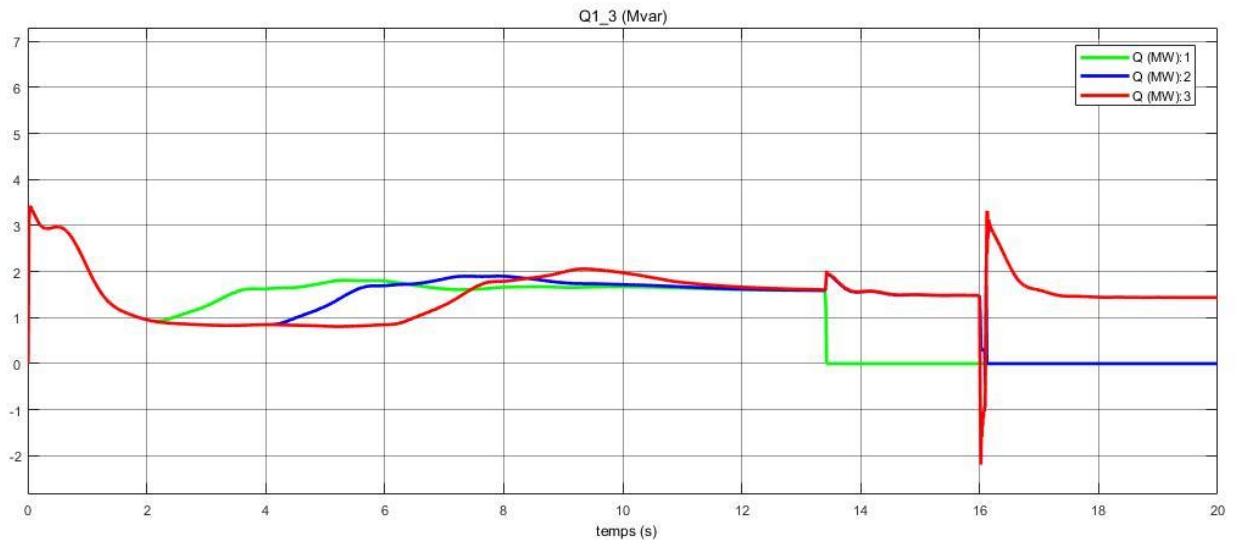


figure IV-13 Puissance réactive de trois turbines

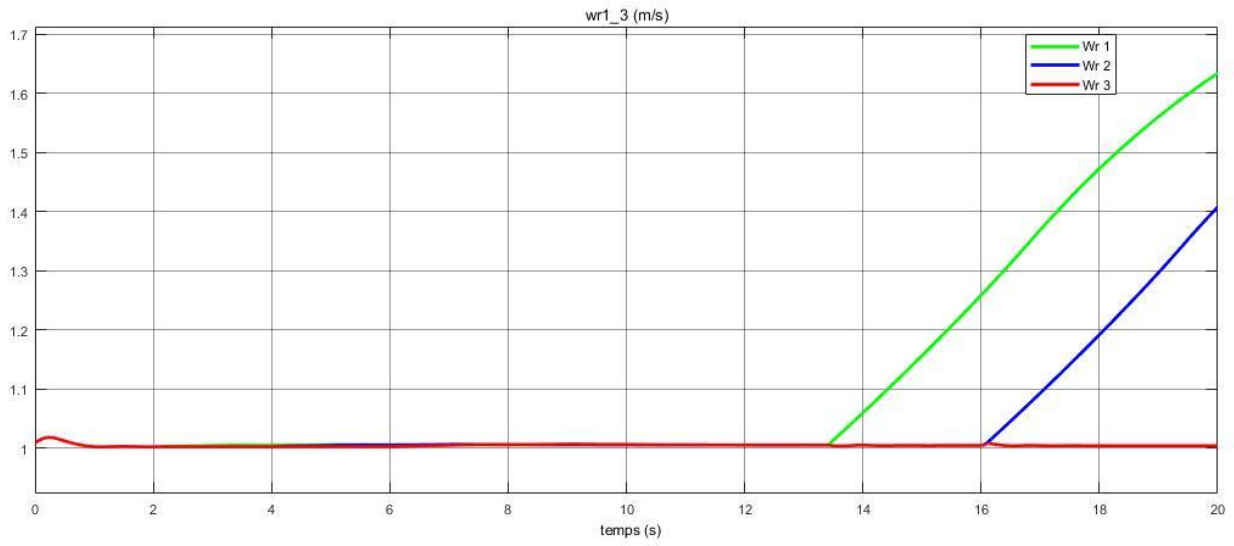


figure IV-14 Vitesse rotorique de trois turbines

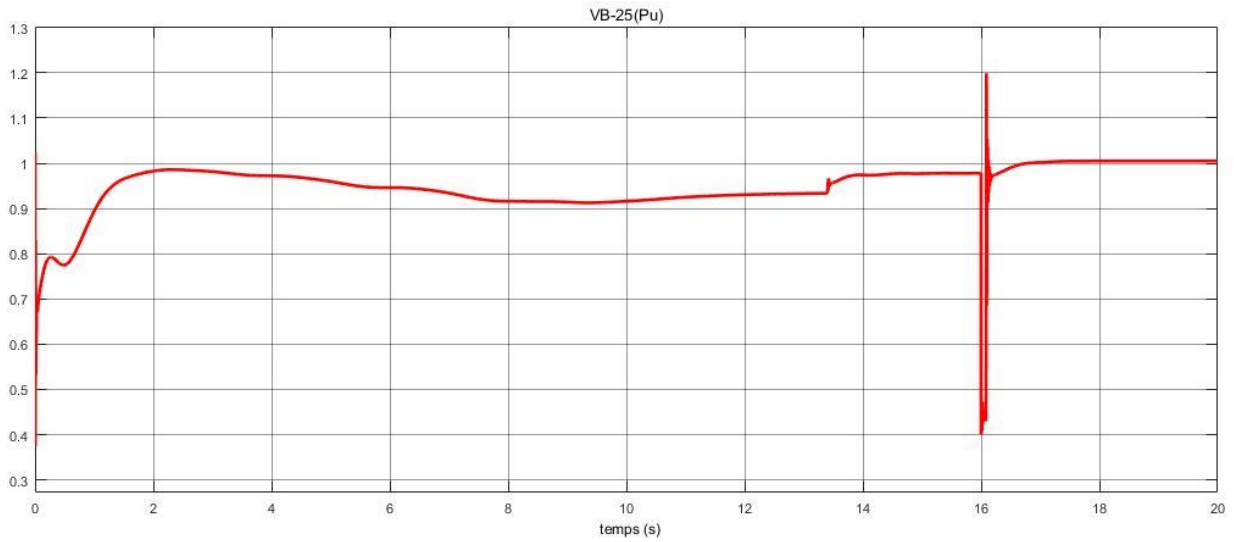


figure IV-15 Tension au jeu de barre B25

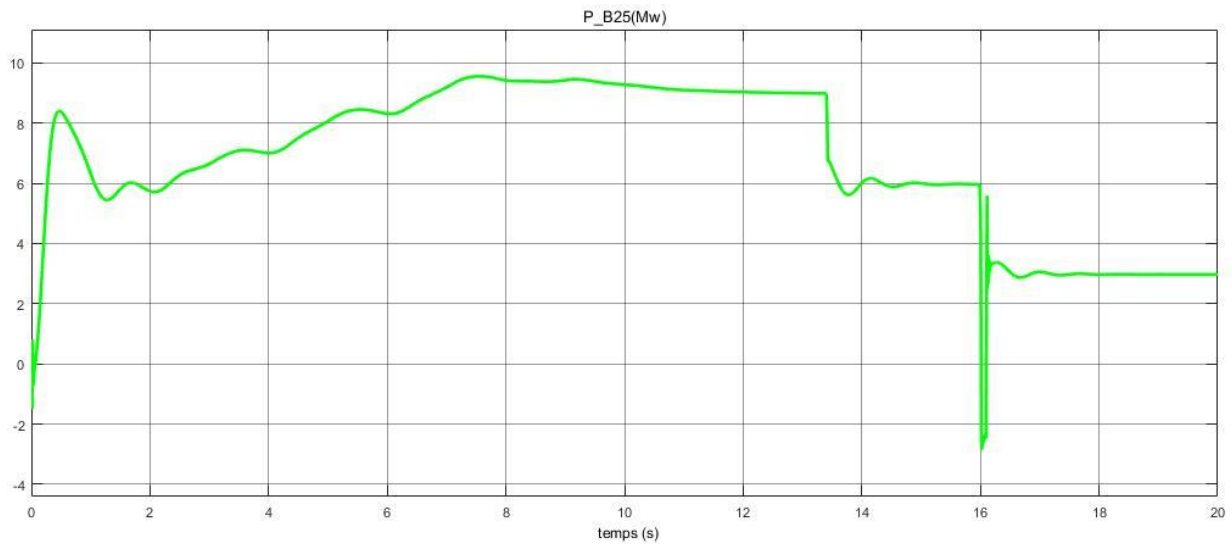


figure IV-16 Puissance active de jeu de barre B25

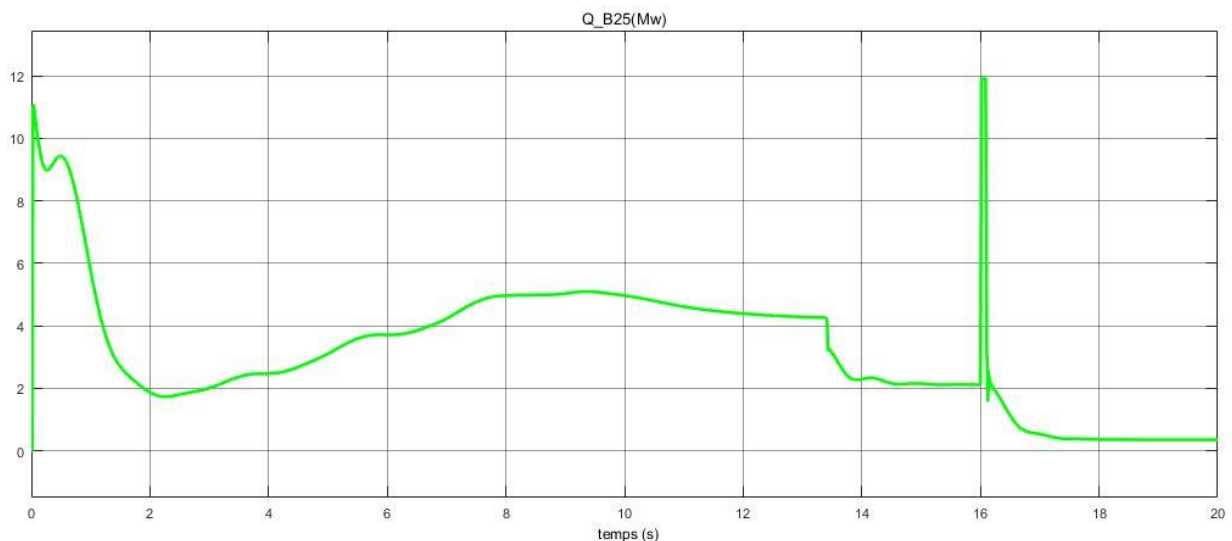


figure IV-17 Puissance réactive de jeu de barre B25

D'après les résultats de simulation montrés dans les figures (12-13-14-15-16-17) on constate que la première turbine se déconnecte avant l'apparition de défaut à cause de l'insuffisance de l'énergie réactive fournie par les batteries et la deuxième turbine se déconnecte à l'instant où l'apparition de défaut comme montré dans les figures (12-13-14).

La puissance active et réactive au jeu de barre B25 se baisse de 9 MW à 3 MW. Comme on a montré dans la figure (16-17). La vitesse rotative de première et de la deuxième turbine s'accroissent comme montré sur la figure (14) et on remarque une perturbation de tension de jeu de barre B25 à $t = 16$ s. et en durée $t = 16$ s au $t = 16.1$ s il y a une perturbation, puis la continuation de la tension comme montré dans la Figure (15).

IV.4.c. Avec STATCOM avec un défaut triphasé

Dans ce mode de simulation d'une ferme éolienne Considérant un défaut triphasé à la deuxième turbine à l'instant $t = 16s$ de duré de $0.09s$, avec compensation dynamique par STATCOM est connecté au réseau de distribution est motionné dans la figure (3).

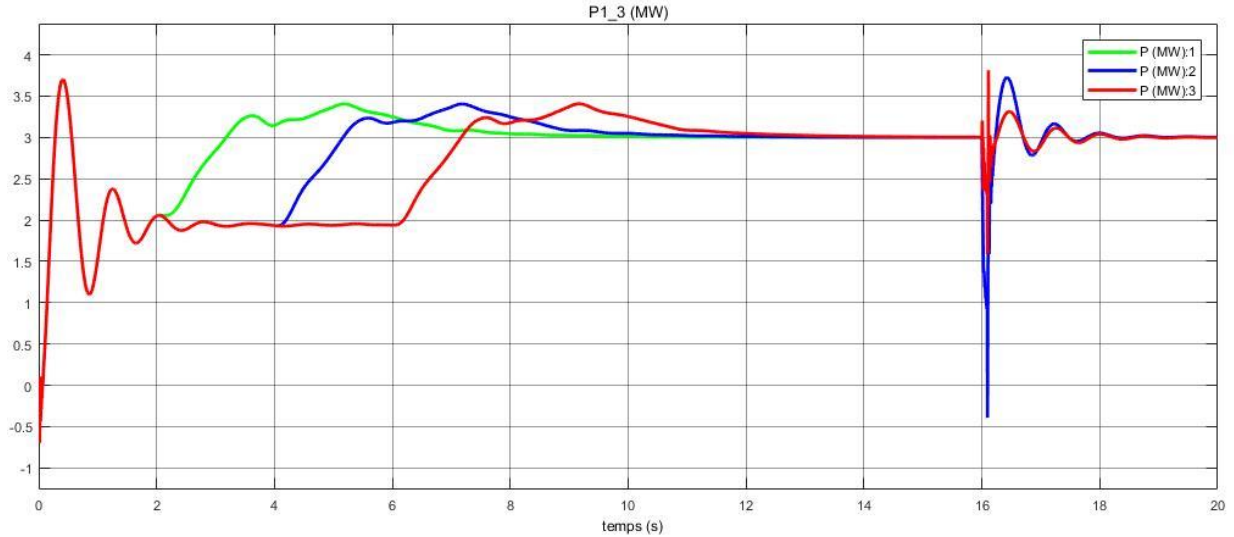


figure IV-18La puissance active des trois turbines.

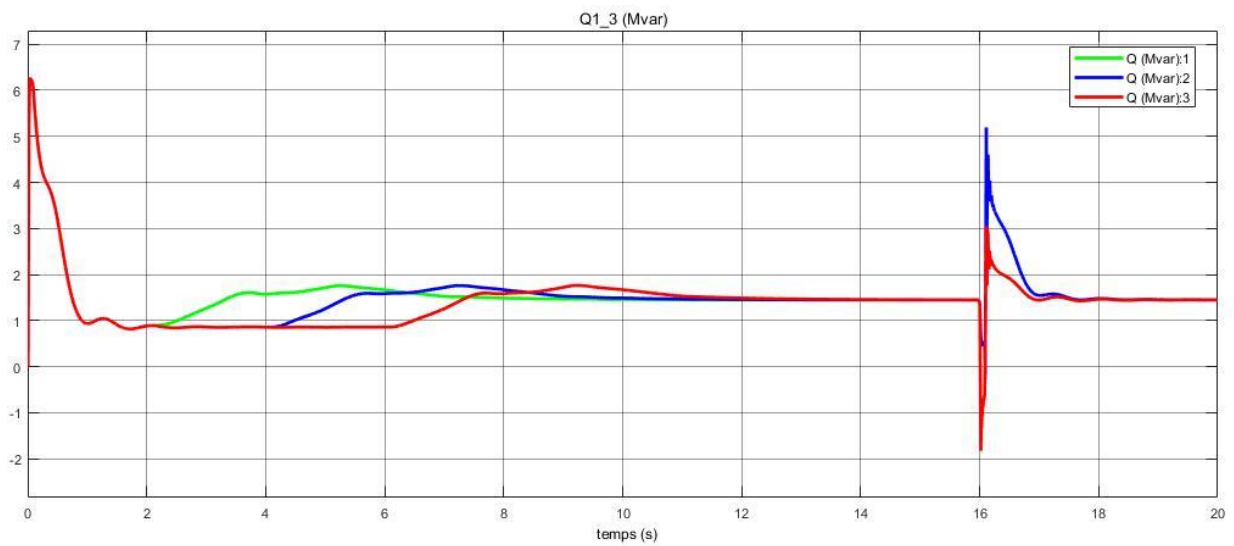


figure IV-19La puissance réactive des trois turbines

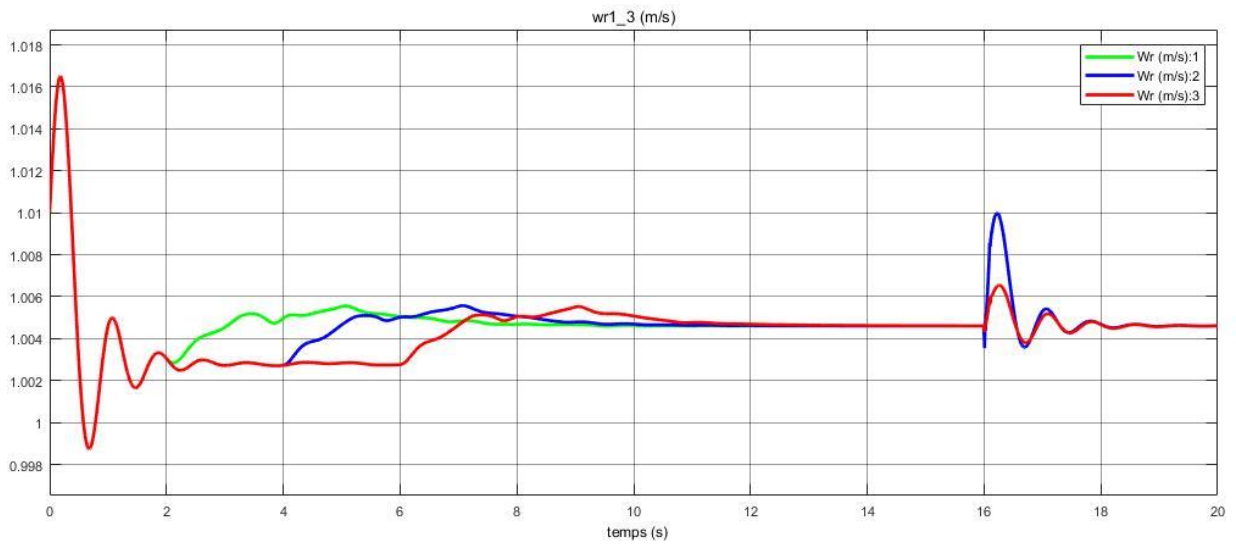


figure IV-20 La vitesse rotorique des trois turbines

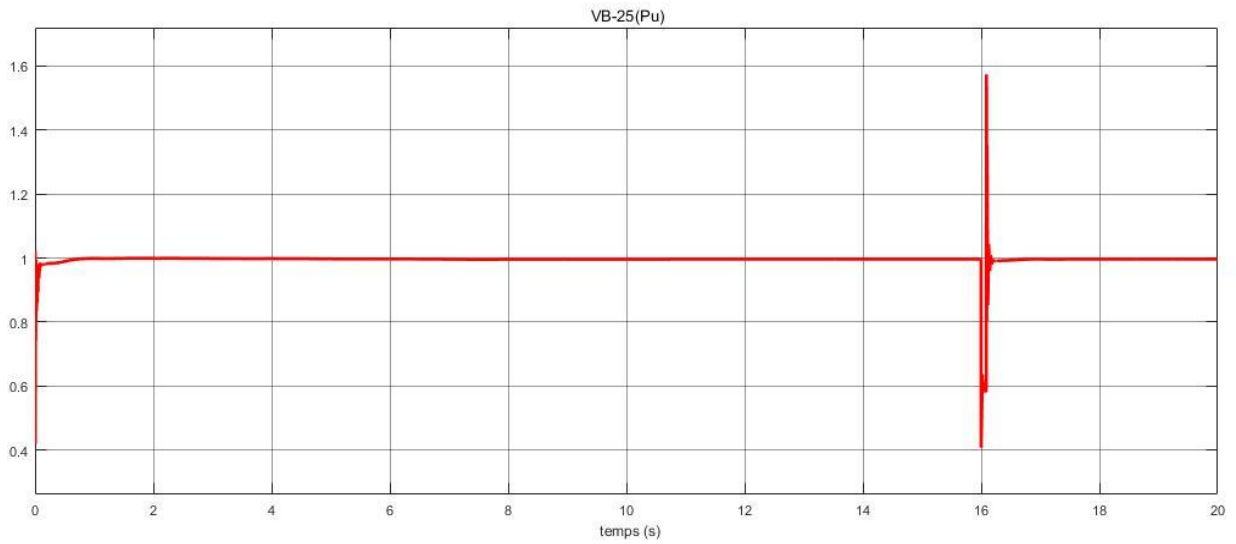


figure IV-21 La tension de jeu de barre B25

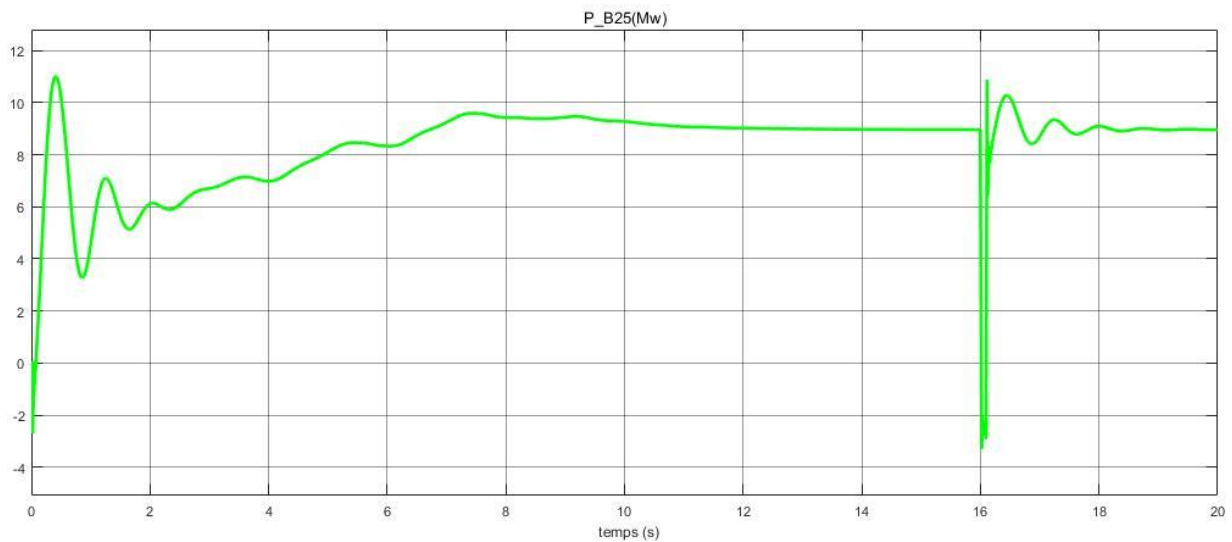


figure IV-22 La puissance active de jeu de barre B25

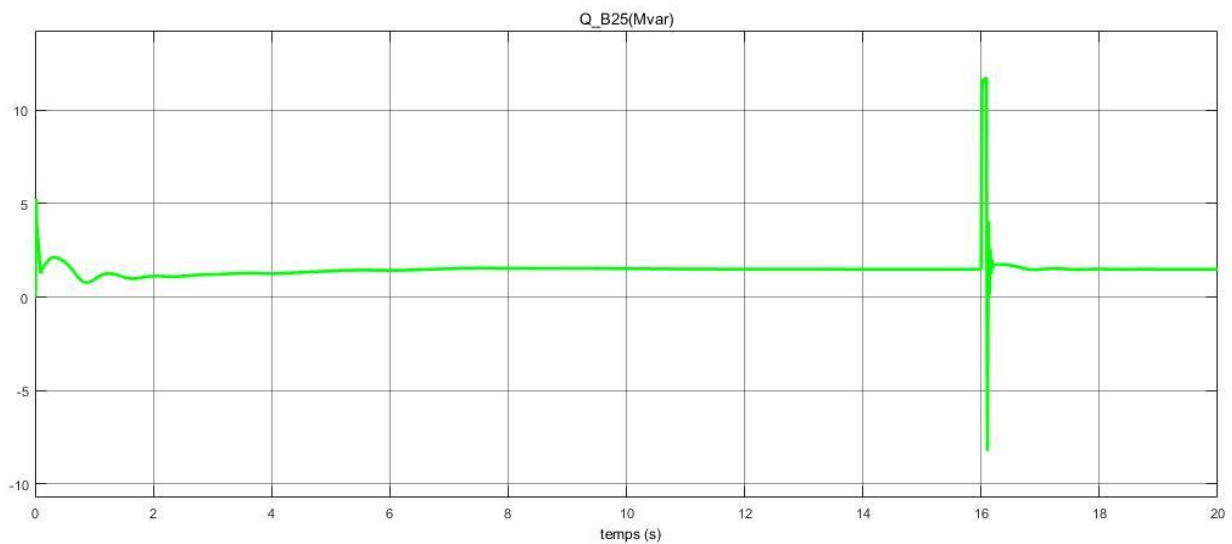


figure IV-23 La puissance réactive de jeu de barre B25

D'après les résultats de simulation précédentes, STATCOM est installé au jeu de barre B25. Les figures (22-23), montrent la puissance active et réactive au jeu de barre B25, on peut voir dans les deux courbes de puissance active et réactive que l'éolienne fonctionne comme son état initial après le défaut. Les figures (18-19-20), montrent la puissance active et réactive et vitesse rotorique pour chaque turbine, D'après les résultats de la simulation, les courbes présentées mettent en évidence l'importance de la compensation lorsqu'une ferme éolienne reprend son fonctionnement après un défaut et atteint sa stabilité avec certaines oscillations grâce à l'intervention d'un STATCOM au jeu de barres B25.

IV.5. CONCLUSION

Ce chapitre a fait l'objet d'une étude du fonctionnement d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe. Ce système de production est intégré dans le réseau électrique. La simulation réalisée pour voir comment les turbine réagissent en présence de défaut avec le dispositif FACTS tels que le STATCOM. Les résultats de simulation dans le premier cas montrent que la compensation de puissance réactive par le STATCOM rend possible l'intégration de la ferme éolienne dans un réseau de distribution.

Le rôle de dispositif STATCOM L'amélioration de la stabilité, la régulation de tension, augmentation de la transmission de puissance après le défaut.

Le STATCOM est utilisé pour aider la ferme éolienne à retrouver sa stabilité après un défaut et à réduire les oscillations indésirables.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les éoliennes sont une solution écologique pour produire de l'énergie. Il existe différents types d'éoliennes adaptées à différents besoins. Par exemple, les particuliers peuvent utiliser de petites éoliennes domestiques pour répondre à leurs propres besoins énergétiques. Au niveau du réseau électrique national, on trouve des fermes éoliennes composées de grandes éoliennes regroupées, formant ainsi une centrale éolienne. Dans cette étude, nous nous concentrons sur la stabilité de la puissance dans un réseau électrique, une préoccupation essentielle pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques.

Dans notre travail, nous avons introduit le premier chapitre, où nous rappelons les principes fondamentaux de la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique. À travers ce chapitre, nous avons identifié deux catégories principales de production d'énergie électrique par des éoliennes, celles qui fonctionnent à vitesse fixe et celles qui fonctionnent à vitesse variable.

Nous avons réalisé une étude la modélisation de la chaîne de conversion éolienne, partie mécanique puis la partie électrique composant de la machine asynchrone. Pour cela, nous avons au deuxième chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous abordons de manière générale la stabilité du réseau électrique et les moyens d'améliorer sa stabilité transitoire. Nous examinons les méthodes de compensation classiques telles que l'utilisation de transformateurs à prise réglable, de condensateurs fixes et d'inductances, ainsi que les dispositifs modernes FACTS (Flexible AC Transmission System) tels que le STATCOM, le SVC, le SSSC et l'UPFC. Nous détaillons leurs structures et leurs principes de fonctionnement.

Dans la partie simulation de ce mémoire, nous nous concentrons sur l'étude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique, en présence ou en l'absence d'un STATCOM. Nous analysons également la stabilité de la ferme éolienne lorsqu'un court-circuit survient dans le réseau. Le modèle utilisé nous permet d'observer l'impact de l'intégration des éoliennes sur la stabilité globale du système électrique, ainsi que d'explorer les différentes méthodes de compensation permettant d'améliorer cette stabilité.

REFEREENCE BIBLIOGRAFIQUE

- [1]. A. MIRECKI, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat, Institut national Polytechnique, Toulouse, 2005.
- [2]. N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press., New York, 2000.
- [3]. C. ALONSO, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie," Mémoire en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger les Recherches, Université Paul Sabatier, Toulouse III, 2003.
- [4]. C. NGÔ., "Energie d'aujourd'hui et de demain", CLEFS CEA-N°50/51 pp. 5-8, Hiver 2004-2005.
- [5]. A. RAMLI, "Contribution à l'amélioration des performances d'un aérogénérateur basé sur une MSAP," Mémoire de magister, Université Abderrahmane Mira-Bejaia, 2010
- [6]. F. YASSA, B. BATOUN, and R. KHANICHE, "Study of Wind Resources in Algeria Based upon Satellite Data," International Conference on Ecological Vehicles & Renewable Energies, EVER'08, Monaco, March 27-30, 2008.
- [7]. F. POITIERS, " Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne (machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseaux)," Thèse de Doctorat de génie électrique, Université Nantes, France, 2003.
- [8]. V. ROGEZ, "Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire, " Thèse de Doctorat, Université d'Artois, France, 2004.
- [9]. Site Internet de l'Association Danoise de l'Industrie Eolienne, www.windpower.org.
- [10]. B. MULTON, O. GERGAUD, and H. BEN AHMED, "Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques," Extrait du rapport de synthèse ECRIN « L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables", ISBN 2-912154-8-1, 2002
- [11]. S. EL AIMANI, "Modélisation de différentes technologies éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension," Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille et l'Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2004.
- [12]. H.L. NAQRA, B. DUBÉ, "Slip power recovery induction generators for large vertical axis wind turbine," IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 3, No. 4, December 1988, pp.733- 737.
- [13]. H. CAMBLONG, "Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable," Thèse de Doctorat, l'Ecole Nationale Supérieure D'Art et Métiers, 2003

- [14]. L. DUSONCHET, F. MASSARO and E. TELARETTI." Transient stability simulation of a fixed speed wind turbine by Matlab/Simulink," IEEE,Clean Electrical Power, ICCEP '07. International Conference, juillet 2007, pp.651 – 655.
- [15]. A. BEUGNIEZ, T. GHENNAM,"Centralized supervision of reactive power generation for a wind farm," Power Electronics & Application European conference on 2-5 sep 2007. On page(s): 1-10 ISBN: 978-92 75815-10-8
- [16]. A. MILLER, E. MULJADI, and D. S. ZINGER, "A Variable Speed Wind Turbine Power Control," IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 12, No. 2, June 1997, pp. 181-186.
- [17]. S. HEIER, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, Ed John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [18]. I. GRICHE."Etude de la Stabilité Transitoire des Systèmes Electriques en Présence des Fermes Eoliennes," Mémoire de magister, Université de setif, 2008
- [19]. F.KENDOULI."Etat de l'art et modélisation des microcentrales", Mémoire de magister, Université Mentouri ,Constantine, 2007
- [20]. MULJADI, BUTTERFIELD, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation", Industry Applications Conference. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting Conference Record of the 1999 IEEE, 3-7 Oct. 1999, pp. 323 – 330, vol.1.
- [21]. K.LAID. __Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée, " Mémoire de magister, Université de Batna, 2007.
- [22]. N. BOUDRAHEM, "Étude et commandé'uneéolienne a vitesse variable," Mémoire de magister, Université Abderrahmane Mira ,Béjaia, 2007.
- [23]. N.MEKKAOUI, "Contribution à la Modélisation et à la Commande d'une Mini-Centrale Eolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée", Mémoire de magister, Université de BATNA, 2004
- [24]. F. MILANO,"Assessing Adequate Voltage Stability Analysis Tools for Networks with High Wind Power Penetration," IEEE DRPT CONFERENCE, NANJING, CHINA.,2008
- [25]. K. IDJDARENE1, D. REKIOUA1, T. REKIOUA1, and A. TOUNZI2, "Commande Vectorielle d'une Génératrice Asynchrone en Fonctionnement Autonome en Tenant en Compte de la Saturation,"
- [26]. D. SEYOUM, F. RAHMAN and C. GRANTHAM, "Terminal voltage control of a wind turbine driven isolated induction generateur using stator oriented field control," IEEE , Applied Power ElectronicsConference and Exposition, vol.2 , pp 846 – 852, février 20032.
- [27]. G.A. SMITH, K.A. NIGIM, "Wind-energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator," Proc.IEEE, 1981, 128, pp. 317-324.
- [28]. N. LAVERDURE, " Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires," Thèse Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 2005.
- [29]. M. GARCÍA, M. PAZ COMECH. " Voltage dip generator for wind energy systems up to 5 MW," .Applied Energy, Volume 86, Issue 4, pp 565-574, Elsevier 2009.

- [30] **S.El Aimani**, "*Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*", Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2004.
- [31] **B.Multon, G.Robin, O.Gergaud, H.Ben Ahmed**, "*Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable.*" JCGE03, Saint Nazire, 2003.
- [32] **V.Rogez**, "*Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire*", thèse de Doctorat, L'université de Lille, 2004.
- [33] **R.Abdessamed et M.Kadjoudj**, "*Modélisation des machine électriques*", presses de l'université de Batna, 1997.
- [34] **B. Francois, F. Minne, B.Robyns, S.El. Aimani**, "*Comparison Analysis of Control Structures For Variable Speed Wind Turbine*", CESA2003 Computational Engineering in Systems applications, Lille, July 9-11, 2003.
- [35] **R.Abdessamed et M.Kadjoudj**, "*Modélisation des machine électriques*", presses de l'université de Batna, 1997.
- [36] "Commande des machines électriques" par Henri Sira-Ramirez et Patrice Péra, aux éditions Dunod
- [37] : Ouali Abdelhamid, "Évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences", mémoire de magister, département d'électrotechnique, université des sciences et de la technologie Houari Boumediene 2008.
- [38] : HAMADOU Zakaria, " Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique «, mémoire de magister, département d'électrotechnique, université de SETIF ,2012.
- [39]: H. ELKHATIB, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique", Thèse de Doctorat Université de PAUL CEZANNE D'Aix-Marseille, 2008.
- [40]: M. Mokhnache, « étude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs facts », thèse de magister, université Ferhat Abbas, Sétif, 2012.
- [41]: S. DAIBOUN, ''Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS,'' Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Université de Skikda 2005.
- [42]:ZENDAGUI FatimaZohra,"Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique", mémoire de master, département de Génie Electrique, Université de Mohamed Khider Biskra ,2013
- [43]: N° 185 Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels
- [44]: BOUAFIA Asma et NOURANI Fatima,"Stabilité transitoires des fermes éoliennes en présence du STATCOM", Mémoire de Master, Département de Génie Electrique, université Kasdi Merbah Ouargla, 2015.
- [45]: BOUTABA Samia, "Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC", Mémoire de Magister, Département d'électrotechnique, Université Hassiba Ben Bouali Chlef ,2009

REFEREENCE BIBLIOGRAFIQUE

- [46]: Sameh K. M. Kodsi, , " Accounting for the effects of Power System Controllers and Stability on Power Dispatch and Electricity Market Prices», Electrical and Computer Engineering, thesis Doctor Waterloo, Ontario, Canada, 2005.
- [47]: G. Andersson, «Modeling and analysis of Electric Power Systems", Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006
- [48]: B.bouhadouza, "amélioration de la stabilité transitoire des fermes eoliennes par l'utilisation du statcom ", mémoire de magistère,université farhatabbas, sétif, 2011.
- [49] : Gyugyi, L., & Dugan, R. C. (2001). FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution. IEEE Press.
- [50] : Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. McGraw-Hill.
- [51] : Taylor, C. W., & Venkatasubramanian, V. (Eds.). (2001). FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks. Institution of Engineering and Technology.
- [52] :Mahmoud Ebadian, Mohsen Noruzin Azghandi, "Analyse harmonique de la tension à différentes vitesses de vent Pour les parcs éoliens », International Journal of Advanced Research in Computer Science and Software Engineering, Vol.4, Issue-11,Novembre 2014,pp.30-35.
- [53] : Sravanthi, P., Rani, KR, Amarnath, J. et Kamakshaiah, S. (2014, septembre). Analyse du temps de compensation critique et de la stabilité transitoire d'un parc éolien basé sur SCIG avec