



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Mémoire de
Master en Electrotechnique

Présenté par
DJEDDOUR Ismail

Intitulé

**Impacts d'un parc éolien sur le
réseau électrique en régime
transitoire**

Soutenu le 17 juin 2015 à l'ENP

Membres du Jury d'examen

Président
Rapporteur
Examineurs

A. MEKHALDI
A. HELLAL
A. BOUBAKEUR
M.O. MAHMOUDI

Professeur à l'ENP
Professeur à l'ENP
Professeur à l'ENP
Professeur à l'ENP

ENP 2015

Remerciement

Nos remerciements vont tout d'abord, à Dieu le tout puissant qui nous a donné la foi, le courage, la patience et la volonté nécessaires, pour affronter toutes les difficultés et les obstacles, qui se sont hissés au travers de notre chemin, durant toutes nos années d'études et tout au long de ce modeste travail.

Nous adressons notre profonde reconnaissance et nos vives gratitudee à notre enseignant et encadreur Monsieur A. HELLAL, Professeur à l'ENP, pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de nous encadrer, pour ses encouragements réguliers, ses qualités scientifiques et humaines qui ont toujours été une source de motivation, ainsi que pour ses conseils et orientations.

Nous tenons à remercier également Monsieur A. MEKHALDI pour nous avoir fait l'honneur de présider notre jury de thèse, ainsi que Monsieur A. BOUBAKEUR et Monsieur MO. MAHMOUDI en tant qu'examineurs.

Nos remerciements les plus sincères sont adressés à nos enseignants, qui ont contribué à notre formation durant nos études à l'École Nationale Polytechnique et spécialement les enseignants du département d'Électrotechnique.

Nous tenons enfin à remercier vivement toutes personnes ayant contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

ملخص:

يقدم هذا العمل دراسة حول تأثير مزرعة للمولدات الهوائية للطاقة على الاستقرار الانتقالي للشبكات الكهربائية. لهذا، قمنا بدراسة تأثير مزرعة للمولدات الهوائية مدمجة في شبكة كهربائية على الاستقرار الانتقالي للنظام. وكتطبيق، اخترنا محاكاة الشبكة التجريبية (3 مولدات و 9 عقد) بالاستعانة بالبرمجية بيسات التي هي أداة مخصصة للتحليل السكوني والديناميكي والتحكم في شبكات الطاقة، والتي تعمل تحت بيئة ماتلاب.

لهذه الدراسة، اعتبرنا قصر كهربائي ثلاثي الأقطاب ومتناظر الى الأرض كعطل. محاكات الاستقرار الانتقالي أجريت على ثلاث مراحل: قبل، أثناء وبعد حدوث التقصير. النتائج المتحصل عليها يتم تفسيرها ومقارنتها بعد ذلك.

كلمات مفتاحية: الاستقرار الانتقالي، مزرعة للمولدات الهوائية.

Résumé :

Ce travail présente une étude de l'impact d'un parc éolien sur le réseau électrique en régime transitoire. Pour cela, nous avons étudié l'influence de l'intégration d'un parc éolien dans un réseau électrique sur la stabilité transitoire du système. Et comme application, nous avons choisi le réseau test standard (IEEE 3 machines 9 nœuds) simulé à l'aide du logiciel PSAT, qui est un outil dédié pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des réseaux électriques, et qui s'exécute sous environnement Matlab.

Pour cette étude, nous avons considéré le type de défaut : un court-circuit triphasé symétrique à la terre. La simulation de la stabilité transitoire est faite en trois périodes : avant, pendant et après le défaut. Les résultats obtenus étant ensuite interprétés et comparés.

Mots clés : Stabilité transitoire, Parc éolien.

Abstract:

This work presents a study of the impact of wind farm on the transient stability of power systems. For this, we studied the influence of the integration of a wind farm in a grid on the transient stability of the system. As application, we chose the standard test network (IEEE 9 nodes 3 machines) simulated using the software PSAT, which is a dedicated tool for static and dynamic analysis and control of power systems, and that runs under Matlab environment.

For this study, we considered the type of fault a symmetrical three-phase short circuit to ground. The simulation of transient stability is made into three periods: before, during and after default. Then, the results are interpreted and compared.

Keywords: Transient stability, Wind farm.

Nomenclature

P	Puissance de vent récupérée
C_p	Facteur de puissance
A	Surface balayée par les pales
v	Vitesse de vent
λ	Rapport des vitesses
ω_s	Pulsation de synchronisme
g	Glissement
P_e	Puissance électrique
x	Vecteur des variables d'état du système
u	Vecteur des paramètres du système
ω_i	Pulsation rotorique de générateur i
P_m	Puissance mécanique de générateur
i_q	Tension interne du générateur - axe q
I_d	Courant de générateur – axe d
E_{fd}	Tension à vide
E_d	Tension interne du générateur - axe q
I_q	Courant de générateur – axe q
P_{gen}	Puissance active générée
Q_{gen}	Puissance réactive générée
P_{load}	Puissance active consommée
Q_{load}	Puissance réactive consommée
X_d	Réactance du générateur — axe d
X_{d0}	Réactance transitoire — axe d
X_q	Réactance du générateur — axe q
X_{q0}	Réactance transitoire — axe q
T_{d0}	Constante de temps — axe d
T_{q0}	Constante de temps — axe q
K_a	Gain de l'amplificateur
T_a	Constante de temps de l'amplificateur
K_f	Gain du stabilisateur
T_f	Constante de temps du stabilisateur
K_e	Gain de l'excitatrice
T_e	Constante de temps de l'excitatrice

Table des matières

Introduction générale	3
Chapitre I : Etat de l'art	4
1. Intégration d'un parc éolien aux réseaux électriques	4
1.1. Energie éolienne	4
1.1.1. Éoliennes à vitesse fixe	5
1.1.2. Éoliennes à vitesse variable	6
1.2. Intégration d'un parc éolien dans les réseaux électriques	9
1.2.1. Taux de pénétration	9
1.2.2. Installation d'un parc éolien	10
1.2.3. Solutions Techniques	10
2. Stabilité des systèmes électriques	10
2.1. Définition et Classification de la Stabilité	11
2.1.1. Stabilité transitoire	11
2.2. Analyse de la Stabilité des Réseaux Électriques	12
2.2.1. Limite de stabilité en régime permanent	12
2.3. Position du Problème de la Stabilité Transitoire	12
2.3.1. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	13
2.3.2. Méthodes d'intégration numérique	13
3. Conclusion	14
Chapitre II : Résultat de simulation	15
.1 Introduction	15
.2 Présentation de l'outil de simulation	15
.3 Etude de la stabilité transitoire	15
2.3.1 Simulation des réseaux tests	16
2.3.2 Résultats de la simulation	18
4. Détermination du temps critique d'élimination du défaut	20
5. Interprétation des résultats	22
6. Conclusion	25
Conclusion générale	26
Annexes	27
Bibliographie	30

Introduction générale

Les systèmes électriques dans la plupart des pays développés sont en train de subir d'importants changements qui sont le résultat de la libéralisation du marché de l'électricité et de l'augmentation de la demande sur l'énergie électrique. Pour cela, il commence à être remis en question afin de permettre une large libéralisation du marché de l'électricité et une augmentation dans la part des générateurs d'électricité à base d'énergies renouvelables, tout en maintenant constante la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Ces derniers peuvent être désignés sous le terme de génération d'électricité décentralisée.

Parmi ces sources d'énergie, l'éolienne représente un potentiel assez important non pas pour remplacer les énergies existantes mais pour palier à l'amortissement de la demande de plus en plus galopante. Cette énergie a des conséquences négatives pour le fonctionnement des réseaux et pour les consommateurs avec des :

- Impacts sur les niveaux de tension ;
- Impacts sur la fréquence du réseau ;
- La modification des transits de puissance dans le réseau ;
- Impacts sur la stabilité statique, dynamique et transitoire des réseaux.

Le caractère stochastique, parfois peu prévisible et surtout non-pilotable des générateurs de ce type d'énergie renforcent encore plus ces impacts. Afin de limiter les conséquences dommageables pour la sûreté des réseaux, les opérateurs du réseau imposent souvent des contraintes techniques pour tout nouveau raccordement.

Les réseaux électriques deviennent plus grands et plus complexes, ce qui implique que leur étude et analyse deviennent plus difficiles, particulièrement les études de stabilité transitoire. Elle a toujours été considérée comme un facteur principal pour les planificateurs ou les exploitants des réseaux d'énergie électrique. La stabilité transitoire traite les effets des perturbations brutales de forte amplitude et de courte durée, tel que les défauts de court-circuit, les déconnexions de lignes, des groupes de production, les variations brusque de la charge, etc. Plusieurs techniques analytiques et numériques ont été développées pour résoudre ce problème. Le présent travail consiste à étudier l'impact d'intégration d'un parc éolien sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. Il est détaillé en deux chapitres, une introduction et une conclusion générale.

Le deuxième chapitre est consacré pour des généralités sur l'intégration de l'énergie éolienne et l'analyse de la stabilité des réseaux électriques.

Dans le dernier chapitre, nous présentons le travail effectué à l'aide d'un outil de simulation avec les résultats obtenus, les interprétations et les conclusions.

Enfin, nous terminons notre travail avec une conclusion générale.

Chapitre I : Etat de l'art

1. Intégration d'un parc éolien aux réseaux électriques

Ces dernières décennies, l'humanité a commencé à s'intéresser à la problématique du changement climatique. La plupart des états ont adopté des solutions visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cela va résulter une augmentation de la production décentralisée d'électricité à base d'énergies renouvelables, mais sa présence n'a jamais été d'une ampleur significative pour avoir un impact sur le fonctionnement du réseau.

Aujourd'hui la situation commence à changer car la production décentralisée augmente d'année en année. Cela peut avoir des conséquences négatives pour les réseaux et les consommateurs avec des :

- Impacts sur les niveaux de tension ;
- Impacts sur la fréquence du réseau ;
- Impacts sur le fonctionnement des protections dues à la modification des transits de puissance ;
- Impacts sur la stabilité des réseaux.

Le caractère stochastique, parfois peu prévisible et surtout non-pilotable des générateurs à base d'énergies renouvelables renforcent encore ces impacts. Afin de limiter les conséquences dommageables pour la sûreté des réseaux, les opérateurs du réseau imposent souvent des contraintes techniques pour tout nouveau raccordement. Cela a pour conséquence de limiter le taux de pénétration de la production décentralisée [1].

1.1. Energie éolienne

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ensuite cette énergie est transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur électrique. Les termes parc éolien ou ferme éolienne sont utilisés pour décrire les unités de production groupées, installées à terre (onshore) ou dans la mer (offshore). Les coûts d'investissement sont relativement élevés, surtout pour le offshore, mais l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est petit. Dans certaines régions, les éoliennes posent quand même quelques problèmes, liés au bruit de basse fréquence, désagréable pour les personnes qui habitent à côté.

L'éolien peut jouer un grand rôle dans la résolution des problèmes énergétiques de l'humanité, mais le plus grand problème de l'exploitation des éoliennes reste le caractère non-constant de l'énergie produite par ces générateurs.

La puissance nominale des éoliennes se situe aujourd'hui entre quelques dizaines de kW et quelques MW par machine de production. Pour arriver à des tranches rentables de production, on construit de plus en plus des fermes éoliennes sur des zones dont l'étude technico-économique a affirmé la suffisance du gisement. La relation (1.1) rappelle l'expression fondamentale de la puissance extraite du vent. Cette puissance est fonction de plusieurs paramètres fondamentaux ; notamment la densité volumique de l'air ρ , la surface A balayée par les pales du rotor, la vitesse du vent et le coefficient de puissance C_p . Ce dernier est une fonction très complexe faisant intervenir le rapport λ entre la vitesse tangentielle des pales et la vitesse du vent.

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (1.1)$$

$$C_p = f(\lambda) \quad \lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (1.2)$$

L'exploitation du maximum d'énergie disponible repose sur une technologie principalement accentuée sur la conception du rotor de l'aéromoteur et le système de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique.

Le contrôle du niveau d'énergie convertie est assuré soit par action sur l'angle de calage des pales (pitch control) soit par limitation de la puissance par décollement (stall control).

Les machines électriques utilisées dans les centrales éoliennes sont essentiellement des machines asynchrones exploitées en générateur soit des machines synchrones comme celles du réseau d'énergie conventionnel.

1.1.1. Éoliennes à vitesse fixe

Généralement, ces éoliennes reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage d'écureuil directement reliée à un réseau d'énergie puissant qui impose sa fréquence aux grandeurs statoriques. Pour assurer un fonctionnement en générateur, il est nécessaire que la vitesse de rotation de la MAS soit au-delà du synchronisme, avec un glissement négatif inférieur ou égal à 1% [2]. Toutefois, la MAS à cage d'écureuil nécessite de l'énergie réactive pour assurer la magnétisation de son rotor. Afin de limiter l'appel d'énergie réactive au réseau, il est possible d'utiliser des capacités monophasées couplées en triangle ou en étoile.

Les avantages des éoliennes à vitesse fixe utilisant des MAS à cage d'écureuil peuvent se résumer alors dans les points suivants [3] :

– système électrique simple ;

- simplicité de la connexion avec le réseau ;
- grande fiabilité ;
- prix modéré.

Leurs inconvénients majeurs résident en [3] :

- une puissance extraite non optimale : ce type d'éoliennes n'offre pas de possibilité de réglage de la puissance générée ;
- absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur asynchrone : la connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout des condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

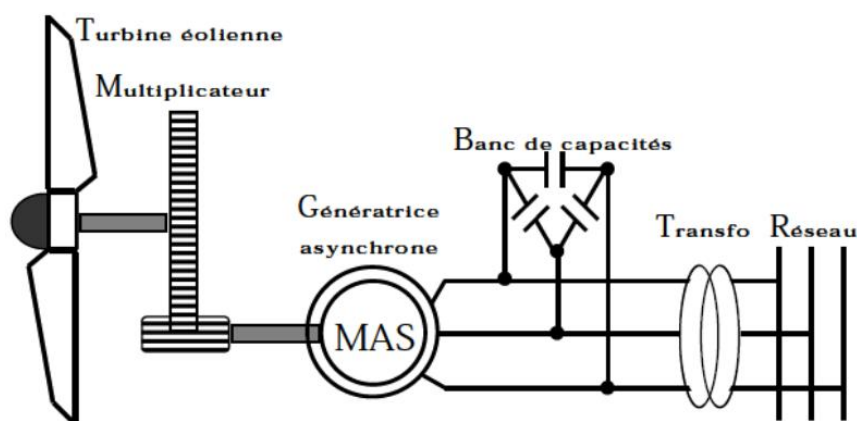


Figure 1.1 : Système éolien à vitesse fixe basé sur une machine asynchrone à cage [4]

1.1.2. Éoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. Une éolienne à vitesse variable peut capter de 8 à 15% plus d'énergie du vent annuellement qu'une éolienne à vitesse fixe [2].

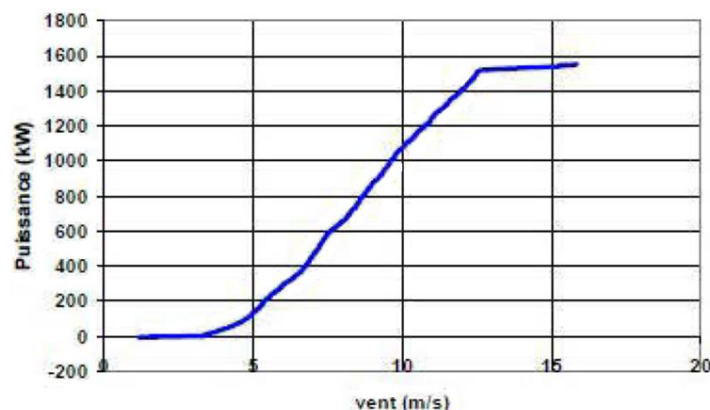


Figure 1.2 : Puissance totale générée par une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent [4]

1.1.2.1. Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA)

Le type de génératrice le plus utilisé en grand éolien est la machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec un rotor bobiné. Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé alors que les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant : la puissance traversant ces convertisseurs peut alors être absorbée ou produite par la machine, selon le mode de fonctionnement [5].

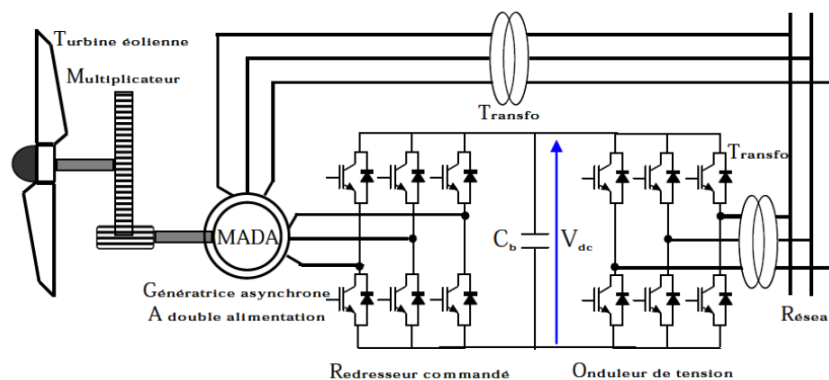


Figure 1.3 : Système éolien basé sur une machine asynchrone à double alimentation fréquence variable [4]

Le condensateur C_p entre les deux convertisseurs représente le bus continu. Le transformateur élévateur de tension permet le raccordement au réseau électrique. Ce type de machine est utilisé comme génératrice dans la plupart des projets de centrale éolienne, car il offre de grands avantages de fonctionnement.

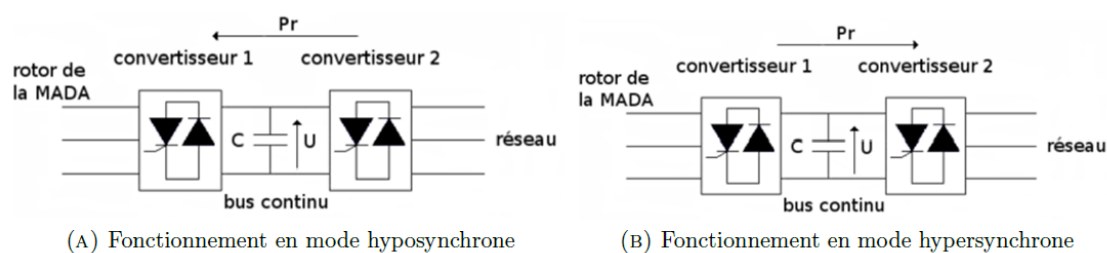
- fonctionnement à vitesse variable ;
- transfert bidirectionnel de la puissance rotorique ;
- le convertisseur rotorique est de faible puissance.

La génératrice asynchrone à double alimentation (MADA) permet de fonctionner sur une large plage de vitesse du vent, et d'en tirer le maximum de puissance possible pour chaque vitesse du vent. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique, permet par un réglage dynamique du glissement de s'adapter aux variations de puissance fournies par la turbine. Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.

Les machines asynchrones à vitesse fixe doivent fonctionner au voisinage de la vitesse de synchronisme car la fréquence est imposée par le réseau. La vitesse du rotor est presque constante. Le système de la MADA permet de régler la vitesse de rotation du rotor en fonction de la vitesse du vent, en effet elle permet un fonctionnement en génératrice hyposynchrone et hypersynchrone.

Pour le fonctionnement en génératrice hypersynchrone, la puissance est transmise du rotor au réseau à travers le convertisseur. La vitesse de rotation mécanique est supérieure à la vitesse de synchronisme ($w_m > w_s$ et $g < 0$). En mode génératrice

hyposynchrone, la puissance est transmise du réseau au rotor. La vitesse de rotation mécanique est inférieure à la vitesse de synchronisme ($w_m < w_s$ et $g > 0$).



(A) Fonctionnement en mode hyposynchrone

(B) Fonctionnement en mode hypersynchrone

Figure 1.4 : Convertisseurs de puissance dans la MADA [5]

À la différence de certaines machines synchrones, qui utilisent des convertisseurs traversés par la totalité de la puissance nominale, les convertisseurs de la MADA sont dimensionnés pour laisser passer 25% de la puissance nominale seulement. Ils coûtent donc moins chers, sont moins encombrants et permettent également de piloter la MADA par le rotor en réglant sa vitesse de rotation mécanique. C'est un convertisseur statique qui se compose d'un redresseur, d'un bus continu et d'un onduleur, il est réversible en courant (la puissance rotorique P_r traverse le convertisseur dans un sens pour un fonctionnement hypersynchrone, et dans le sens opposé pour un fonctionnement hyposynchrone), l'onduleur devient alors redresseur et le redresseur devient onduleur.

1.1.2.2. Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets offshore situés en milieu salin.

Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé.

L'inconvénient de cette structure représentée à la figure (1.10), est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue contrôle de l'éolienne. En effet l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent. De plus ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien (turbine + machine synchrone) et le comportement du réseau [6, 7].

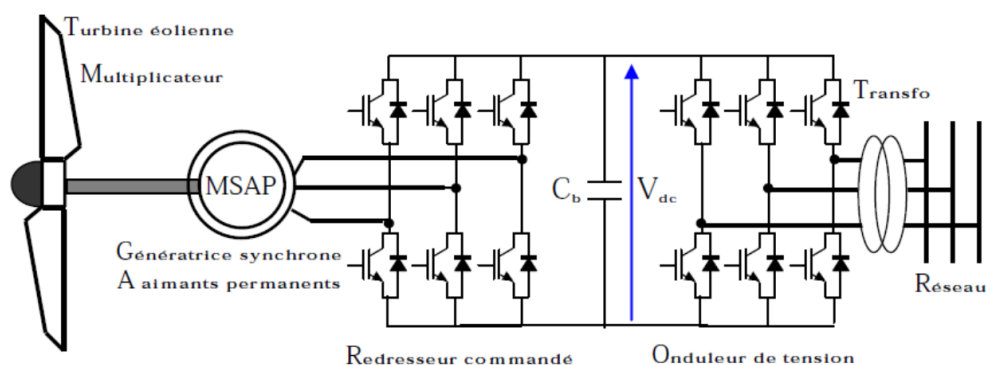


Figure 1.5 : Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles [4]

1.2. Intégration d'un parc éolien dans les réseaux électriques

L'intégration à grande échelle des parcs éoliens pose aux réseaux d'énergie électrique de nouvelles contraintes par rapport aux sources d'énergies conventionnelles dont le comportement est bien maîtrisé. Afin de relever le défi de coordination d'une production d'électricité basée sur l'exploitation de l'énergie éolienne avec le reste du système électrique, de nombreux pays ont imposé dans leur code de réseau de nouvelles exigences, relatives au raccordement et au fonctionnement des aérogénérateurs et parcs éoliens. L'objectif des codes de réseau est de fixer des règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité afin de garantir un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité. Les principales exigences dans un code de réseau sont liées aux contrôles de la fréquence et de la tension.

La puissance électrique produite par les éoliennes est fluctuante. Elle varie avec la variation de la vitesse du vent. Ceci peut être considéré comme une perturbation de puissance injectée dans le système électrique et peut mettre en danger la stabilité du système. De plus, les éoliennes modifient la structure du réseau, cette modification change les comportements dynamiques des machines lors d'une perturbation, d'où l'intérêt d'élaborer de nouvelles exigences de raccordement et de fonctionnement des parcs éoliens, afin de garder au maximum les éoliennes connectées au réseau pendant et après l'élimination d'un défaut.

1.2.1. Taux de pénétration

Le taux de pénétration de l'éolien, c'est-à-dire la puissance que génèrent les éoliennes par rapport à la puissance totale consommée, doit alors être limité afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables.

Cependant, si on prend en compte les contraintes technico-économiques actuelles, un taux de pénétration éolien limité à 20% est généralement considéré. En dessous de cette valeur, on considère que la structure et le fonctionnement du réseau électrique ne doivent pas subir de changements très importants. Certains retours d'expériences par exemple au Danemark, indiquent que, pour des taux de pénétration supérieurs à 20 ou 30%, des problèmes de stabilité peuvent apparaître [8].

1.2.2. Installation d'un parc éolien

L'installation d'un parc éolien nécessite une procédure en plusieurs étapes impliquant tous les acteurs : porteurs de projet, pouvoirs publics et citoyens. L'ensemble de la procédure prend au minimum 5 ans. L'étape la plus importante, c'est le choix de la localisation qu'elle doit être suffisamment ventée, facile à relier au réseau électrique haute ou moyenne tension.

Le coût d'investissement constaté en 2010 et 2011 pour l'éolien terrestre est d'environ 1 300 Euro par kW installé. Il englobe le coût des études, des matériels, du raccordement, de l'installation, des frais de mise en route et de démantèlement.

Les installations d'une puissance maximale de 12 MW sont connectées au réseau de distribution, généralement de moyenne tension (MT). Normalement les installations d'une puissance supérieure à 12 MW sont connectées au réseau de transport (HT). À l'origine, le réseau MT était en principe conçu pour accueillir des consommateurs, l'intégration progressive de productions dans ce réseau peut conduire jusqu'à une inversion des flux de puissance au niveau des postes HT-MT. En fonction du taux de pénétration, ceci peut influencer avant tout la gestion de la tension, mais peut aussi conduire à des révisions du plan de protection et à des modifications de structure en raison de courants de court-circuit trop élevés [9].

1.2.3. Solutions Techniques

Lorsque des problèmes apparaissent lors des études d'insertion de l'éolien dans les réseaux électriques, plusieurs solutions sont proposées, les principales sont [10] :

- l'amélioration des techniques de la production décentralisée ;
- le coordination avec d'autres moyens de production ;
- le contrôle de charges ;
- les systèmes de compensation de réactif ;
- le stockage de l'énergie ;
- les protections directionnelles et les filtres.

Pour chaque problèmes et contraintes, il existe plusieurs solutions. Le choix de ces solutions se fera en fonction de critères économiques, sociaux et environnementaux et politiques.

2. Stabilité des systèmes électriques

L'étude de la stabilité fait partie des études qui permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques, ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux. Quand une perturbation qui a causé momentanément un changement de vitesse de rotation des machines a été éliminée, les machines du système de puissance doivent à nouveau fonctionner à la vitesse de synchronisme. Si une machine ne reste pas au synchronisme avec les autres machines du système, de forts courants de circulation vont apparaître et dans un système bien dimensionné, des relais et des disjoncteurs doivent découpler la machine du système.

Les études de stabilité concernent la stabilité statique, dynamique et transitoire du réseau.

Les études de stabilité statique et dynamique concernent un petit groupe de machines sur lesquelles on effectue de lents ou légers changements des conditions d'exploitation de réseau. Ces études se préoccupent de la réponse du réseau suite à des variations autour d'un point d'équilibre [11].

Les études de stabilité transitoire s'occupent des grandes perturbations. Ces perturbations peuvent être d'origines diverses : pertes de groupes ou de lignes, branchement et débranchement de charges, court-circuit franc ou via une impédance de défaut, etc. Les études de stabilité transitoire permettent de connaître l'évolution des grandeurs critiques d'un réseau électrique pendant et après la perturbation. Les programmes de stabilité transitoire doivent donc fournir les tensions, les puissances actives et réactives et plus spécialement les vitesses et les angles internes des machines du réseau.

2.1. Définition et Classification de la Stabilité

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver un point de fonctionnement stable (point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. La stabilité des réseaux électriques est similaire à la stabilité de n'importe quel système dynamique. Elle peut être étudiée sous différents angles. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être divisée à court terme ou à long terme, et selon la nature de la perturbation, elle se divise en petite ou grande perturbation. Habituellement, elle est classée en stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la fréquence et stabilité de la tension.

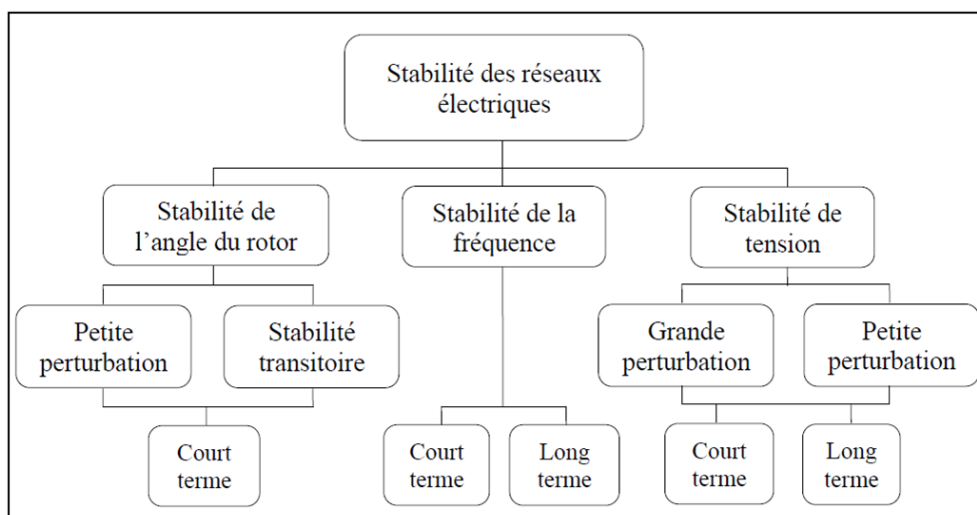


Figure 1.6: Classification de la stabilité [12]

2.1.1. Stabilité transitoire

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi à une perturbation sévère, elle peut être un court-circuit sur une ligne de transmission, ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération, etc.

2.2. Analyse de la Stabilité des Réseaux Électriques

L'objectif le plus important des études de stabilité est de trouver le comportement dynamique des principales variables qui déterminent le fonctionnement des générateurs. Grâce à ces variables, il est possible de déterminer la marge de stabilité du réseau. Autrement dit, la stabilité transitoire vise à répondre à la question suivante : après une perturbation, est ce que le système devient stable ou instable, et quel est le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable ?

2.2.1. Limite de stabilité en régime permanent

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, suffisamment lentement pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par la charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si, à partir de cette limite, on veut fournir encore plus de puissance à la charge, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbé par l'alternateur ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent.

Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée la limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent.

2.3. Position du Problème de la Stabilité Transitoire

Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le réseau subit une perturbation importante (court-circuit triphasé dans une ligne de transport, perte de charge importante, perte d'un générateur de grande puissance, ouverture d'une ligne fortement chargée, etc), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs.

La durée entre le début d'une perturbation (ou de plusieurs perturbations) et la restauration de la marche en synchronisme est appelée période transitoire. Cette période, généralement de 5 à 15s [13]. L'analyse de la stabilité transitoire est l'étude du comportement du réseau durant cette période. Dans certaines situations, le réseau ne

peut pas atteindre un état de fonctionnement stable. Plusieurs variables physiques décrivant l'état du système varient avec le temps en dépassant les seuils admissibles et poussent alors le réseau vers un état de fonctionnement instable. Elle est généralement influencée par les facteurs suivants :

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

L'étude de stabilité transitoire fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles et des vitesses rotoriques, des tensions, courants et puissances des groupes turboalternateurs ainsi que les variations des puissances transitées dans le réseau de transport, pendant et après la perturbation. Elle permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections nécessaires pour éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique.

2.3.1. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité, à cause du retard dans la construction de nouvelles centrales de production d'énergie et de nouvelles lignes de transport, et de la dérégulation du marché d'électricité et l'interconnexion des réseaux électriques, a donné une importance capitale à l'évaluation de la stabilité des réseaux d'énergie électrique en temps réel [14]. Plusieurs approches permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature. Elles peuvent être classées en quatre familles :

- Méthodes indirectes d'intégration numérique (simulation dans le temps) ;
- Méthodes directes énergétiques ;
- Méthodes directes par reconnaissance de forme (l'apprentissage automatique) ;
- Méthodes hybrides.

2.3.2. Méthodes d'intégration numérique

La méthode la plus exacte pour l'évaluation de la stabilité transitoire est la méthode d'intégration numérique (méthode classique). Cette méthode permet de inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle avancés (FACTS, HVDC, PSS,...) et de prendre en considération les actions des circuits de protection [15].

Le modèle mathématique décrivant la dynamique d'un système pendant et après une perturbation donnée est un ensemble d'équations différentielles de premier ordre de la forme générale suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (1.3)$$

Les méthodes numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes sont les techniques de Runge-Kutta, d'Euler ou encore celle du prédicteur-correcteur [13].

Les générateurs synchrones sont considérés comme la principale source de production d'énergie dans les réseaux électriques. Dans la pratique, les études de stabilité transitoire se consacrent à l'analyse dynamique du comportement de ces machines à la suite d'une perturbation.

Pour un réseau avec m générateurs, les équations différentielles qui caractérisent la dynamique de la machine synchrone pour le modèle détaillé à deux axes s'expriment comme suit :

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (1.4)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (1.5)$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{d0i}} (-E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi}) \quad (1.6)$$

$$\frac{dE'_{di}}{dt} = \frac{1}{T'_{q0i}} (-E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi}) \quad (1.7)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Où H est la constante d'inertie de rotor de la machine synchrone.

L'équation (1.4) est appelée l'équation d'oscillation (swing equation).

3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art de l'énergie éolienne et la stabilité des systèmes électriques.

L'intégration importante des éoliennes dans les systèmes électriques entraîne la mutation de ces derniers d'une structure verticale vers une structure horizontale (avec des injections de puissance à tous les niveaux de tension, notamment dans le réseau de distribution). Les effets d'intégration des parcs éoliens aux réseaux électriques posent aux gestionnaires des réseaux de nouveaux défis techniques notamment à cause de la variabilité de la production.

L'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique nécessite plusieurs simulations pour différents temps d'élimination du défaut. De plus, la détermination du temps critique d'élimination du défaut par la méthode classique d'intégration numérique nécessite la simulation du système à plusieurs reprises avec des temps d'élimination du défaut différents. Ceci nécessite un temps de calcul important et rend la méthode inapplicable en temps réel. Elle donne des réponses simples (stable ou instable) sur l'état de fonctionnement transitoire, et ne permet pas de mesurer la marge de stabilité du réseau pour un défaut donné. Ces limites que présente la méthode classique ont poussé les recherches vers les méthodes directes dont le principal but est d'avoir des réponses rapides sur la stabilité transitoire du réseau et de pouvoir mesurer la marge de stabilité.

Chapitre II : Résultat de simulation

1. Introduction

Dans le présent chapitre, nous étudions l'influence d'intégration d'un parc éolien dans un réseau électrique sur la stabilité transitoire de tout le système. Comme application, nous avons choisi le réseau standard 9 bus IEEE, résolu à l'aide d'un logiciel de simulation des réseaux électriques (PSAT).

Pour cela, nous présentons d'abord l'outil de simulation utilisé, puis nous étudions la stabilité transitoire du réseau avant et après l'intégration du parc éolien. Les résultats obtenus étant ensuite interprétés et comparés.

2. Présentation de l'outil de simulation

Dans le présent travail, nous avons choisi PSAT (Power System Analysis Toolbox) comme outil de simulation. C'est une boîte à outils qui s'exécute sous environnement Matlab. Il permet de construire graphiquement les réseaux électriques, de les modifier, d'y opérer des simulations et de générer des résultats qu'on pourra analyser. Cet outil est dédié pour l'analyse statique et dynamique des réseaux électriques.

Le logiciel fournit également la possibilité de simuler l'évolution du système dans le temps. Le temps de simulation peut être prescrit, et les changements des états du système peuvent être visualisés.

Il permet aussi d'afficher l'évolution des paramètres physiques de réseau étudié (angles rotoriques, vitesses de rotation, tensions, puissances actives et réactives des machines) en fonction du temps suite à une perturbation. La méthode d'intégration numérique d'Euler modifiée est implémentée dans le simulateur.

3. Etude de la stabilité transitoire

La simulation de la stabilité transitoire comporte trois périodes : avant le défaut, pendant le défaut et après le défaut. Soit t_i le temps de début de la simulation ($t_i = 0s$), t_f l'instant d'apparition du défaut (fault time), t_{cl} le temps d'élimination du défaut (cleared time) et t_e le temps final de simulation ($t_e = 4s$). Alors, ces périodes sont encadrées comme suit :

- $t_i \leq t \leq t_f$ la période avant défaut ;
- $t_f \leq t \leq t_{cl}$ la période pendant le défaut ;
- $t_{cl} \leq t \leq t_e$ la période après le défaut.

La détermination du temps critique d'élimination du défaut par la méthode classique d'intégration numérique, nécessite la simulation du système à plusieurs reprises avec des temps d'élimination du défaut différents.

Dans le présent travail, le défaut se produisant sur le nœud le plus fragile, qui est déterminé par plusieurs essais dans chaque nœud de réseau test. Pour cela, plusieurs valeurs de temps d'élimination de défaut t_{c1} sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devient instable.

Dans un réseau électrique, les nœuds les plus fragiles sont les nœuds générateurs PV et SB, parce qu'ils représentent la source d'énergie pour le réseau. C'est la raison pour laquelle ces nœuds sont les mieux protégés dans le réseau de tous types de perturbation. La recherche est limitée donc dans ces nœuds.

2.3.1 Simulation des réseaux tests

Pour illustrer l'impact d'intégration d'un parc éolien sur la stabilité transitoire du réseau test, nous étudions le cas du système sans le parc éolien (c'est-à-dire le cas 1 de base), et après l'intégration du parc éolien (cas 2).

Ensuite, nous déterminons le temps critique d'élimination de défaut pour chaque cas afin de déterminer la marge de stabilité de chaque réseau.

Le réseau cas de base (sans le parc éolien) avec le défaut est représenté dans la figure (2.1) par le logiciel PSAT.

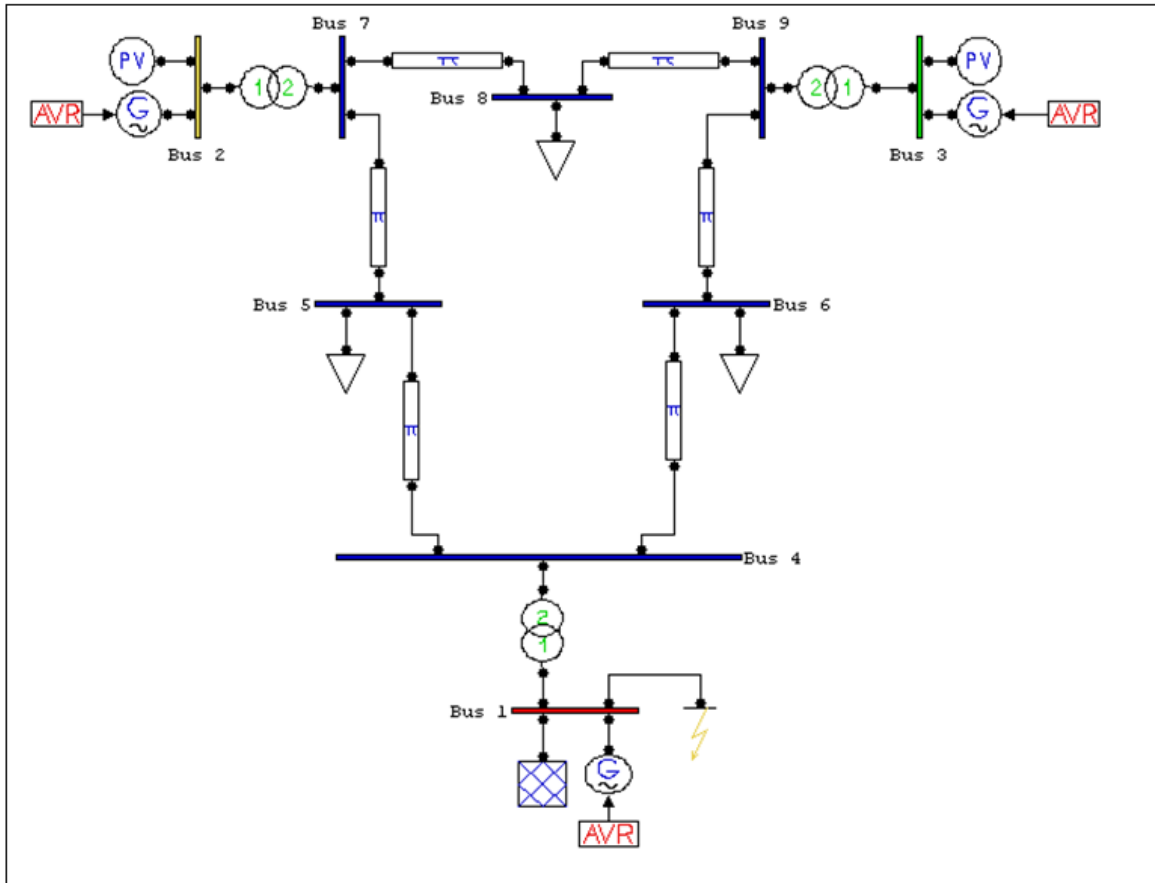


Figure 2.1: Topologie du réseau sans le parc éolien (cas 1)

Pour le cas 2, un parc éolien avec une charge locale est raccordé au réseau test initial de la figure (2.1). Le parc contient 50 éoliennes de 1.5 MW chacune, soit un total produit de 75 MW. Les générateurs utilisés dans les éoliennes sont des générateurs asynchrones à cage d'écureuil. Ils sont directement connectés au réseaux via des transformateurs. Le glissement et la vitesse de rotation des génératrices varient très peu avec la variation du vent. La vitesse de rotation de rotor de la génératrice à cage d'écureuil varie de 1 à 2% au maximum par rapport à la vitesse de synchronisme. Pour changer la vitesse de rotation de la génératrice, il faut changer le nombre des pôles des enroulements statoriques.

les générateurs asynchrones à cage d'écureuil ne possèdent pas de circuit d'excitation, donc ils tirent leur énergie réactive du réseau auquel ils sont couplés. Les caractéristiques des éoliennes utilisés dans notre travail sont indiquées dans l'annexe (B).

Généralement, les parcs éoliens sont destinés à alimenter des charges qui se trouvent à proximité. Dans notre travail, une charge locale de 40 MW est raccordée au nœud 10 du réseau.

Le réseau de cas 2 simplifié avec le défaut est représenté dans la figure (2.2).

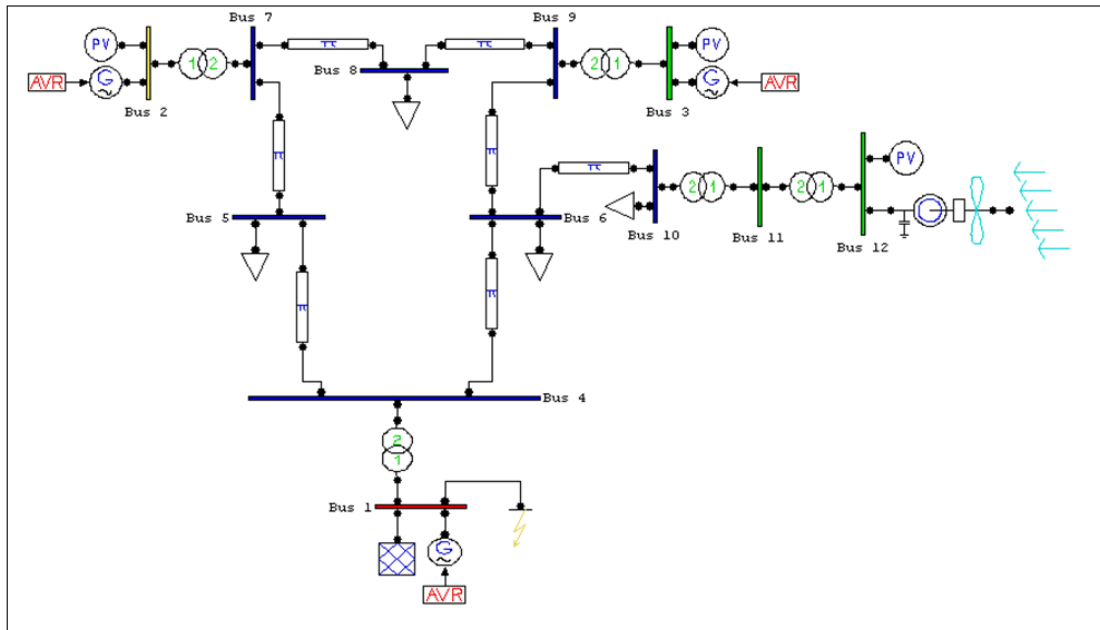


Figure 2.2: Topologie du réseau avec un parc éolien (cas 2)

2.3.2 Résultats de la simulation

Pour étudier l'impact d'intégration d'un parc éolien sur la stabilité transitoire, un court-circuit triphasé momentané est simulé. Ce défaut apparu au nœud le plus fragile (nœud 1 de slack bus) à l'instant $t_f = 200\text{ms}$, disparaît de lui-même 100ms après (temps d'élimination de défaut $t_{c1} = 300\text{ms}$). La figure (2.3) représente l'évolution des angles rotoriques des générateurs, avant, pendant et après le défaut pour les deux cas (1 et 2).

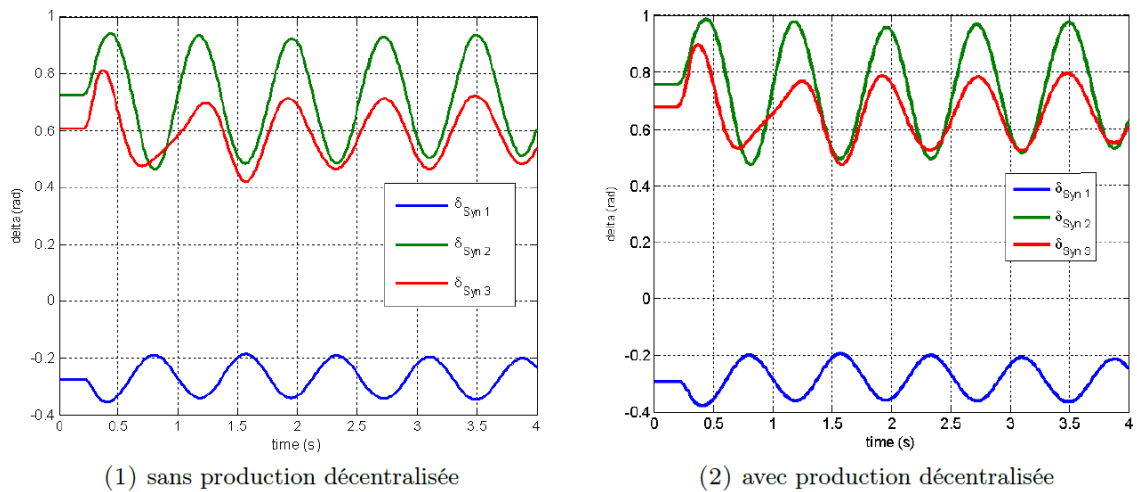


Figure 2.3: Angles rotoriques des générateurs (Référence COI)

Les vitesses de rotation des générateurs sont représentées dans la figure (2.4).

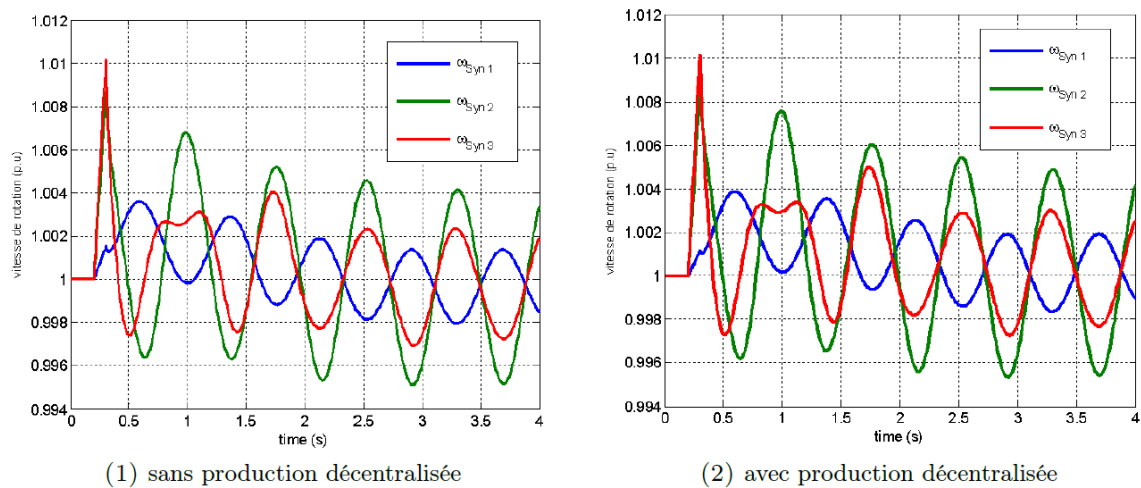


Figure 2.4: Vitesses de rotation des générateurs

La figure (2.5) représente les variations des puissances actives des trois générateurs avant, pendant et après le défaut pour les deux cas (1 et 2).

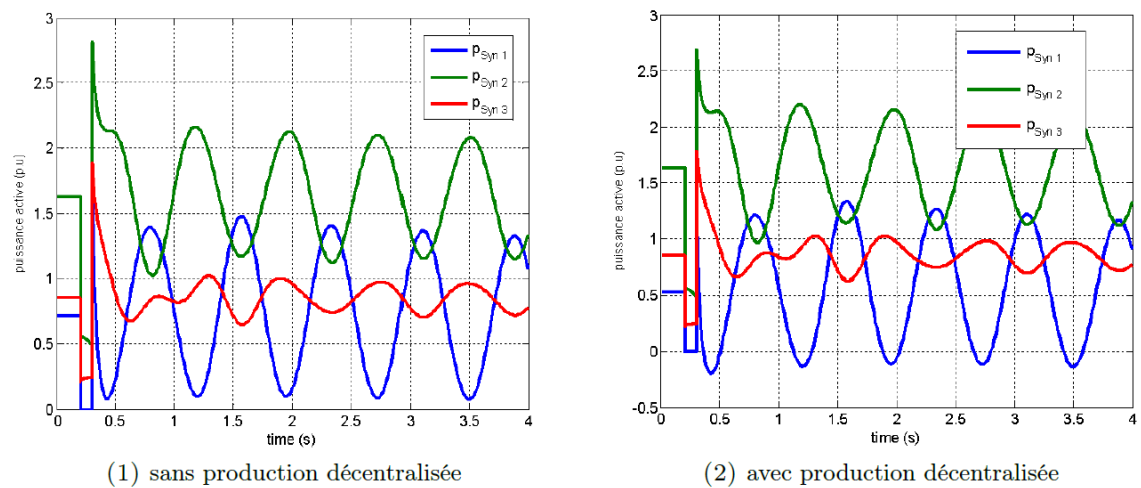


Figure 2.5: Puissances actives des générateurs

Les variations des puissances réactives des trois générateurs sont représentées dans la figure (2.6).

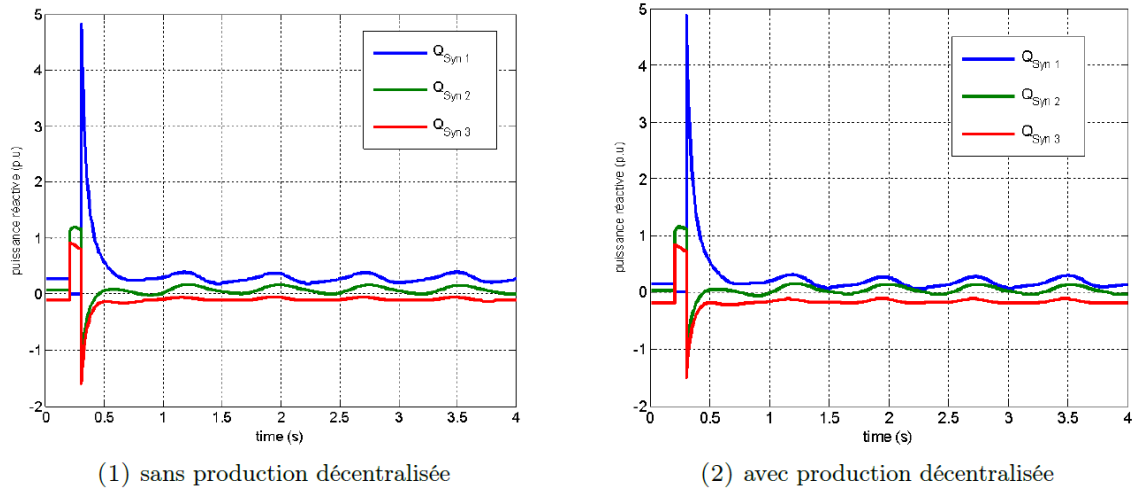


Figure 2.6: Puissances réactives des générateurs

La figure (2.7) représente les tensions des nœuds 1, 2 et 3 pour les deux cas (1 et 2).

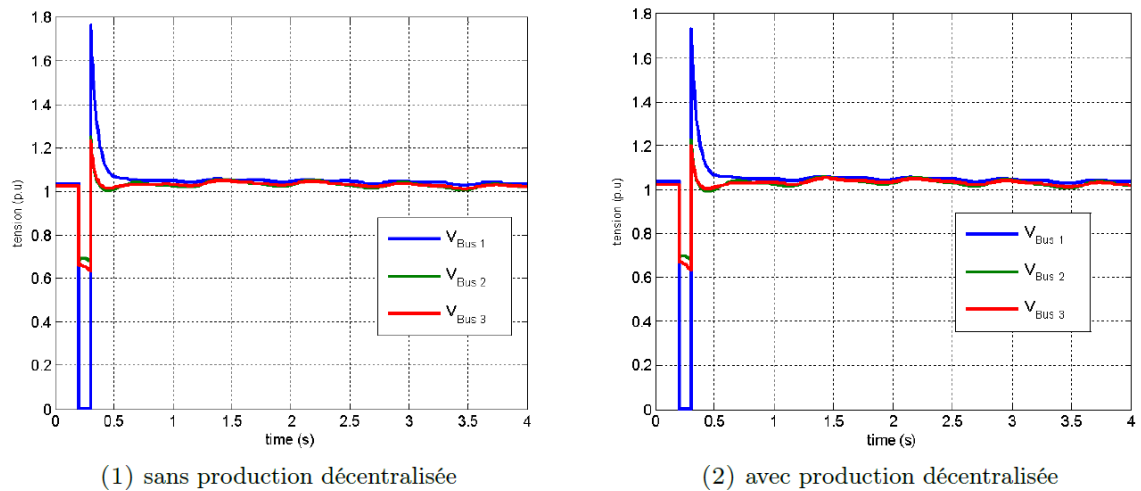
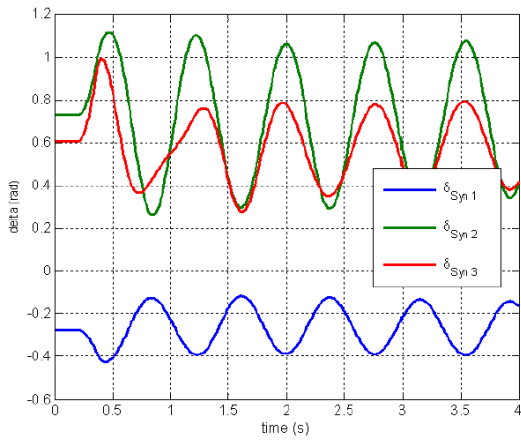


Figure 2.7: Tensions des nœuds

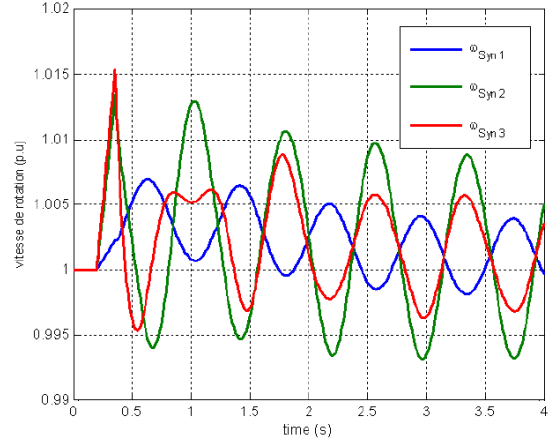
4. Détermination du temps critique d'élimination du défaut

Le but principal de cette partie est de déterminer le temps critique d'élimination de défaut (appliqué au nœud 1, puisqu'il s'agit du nœud le plus fragile) pour chacun des cas (1 et 2), afin de déterminer la marge de la stabilité de chaque réseau.

La figure (2.8) représente les résultats de simulation pour le cas 1 (sans le parc éolien).

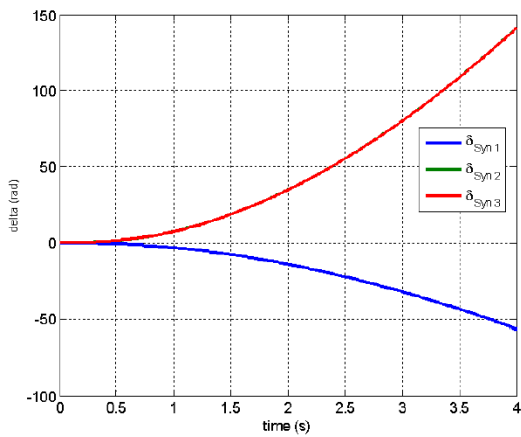


(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

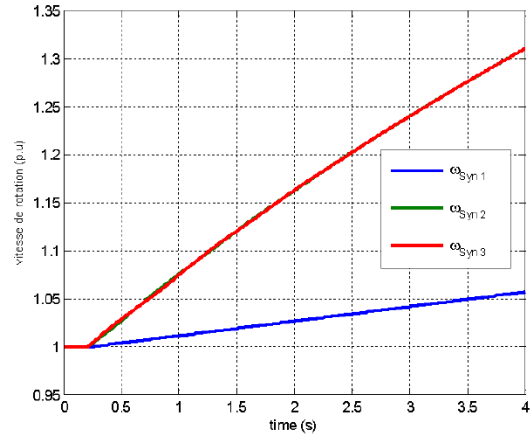


(B) Vitesses de rotation des générateurs

système stable pour $t_{cl} = 352ms$



(C) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

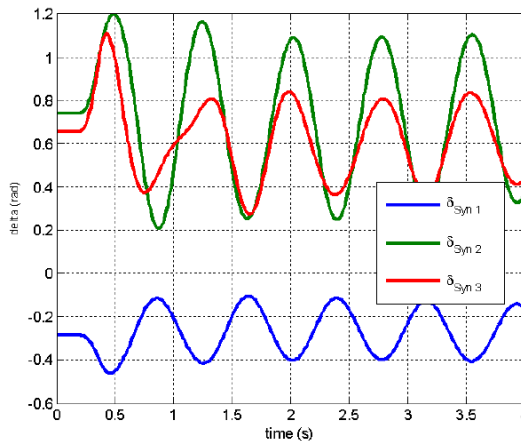


(D) Vitesses de rotation des générateurs

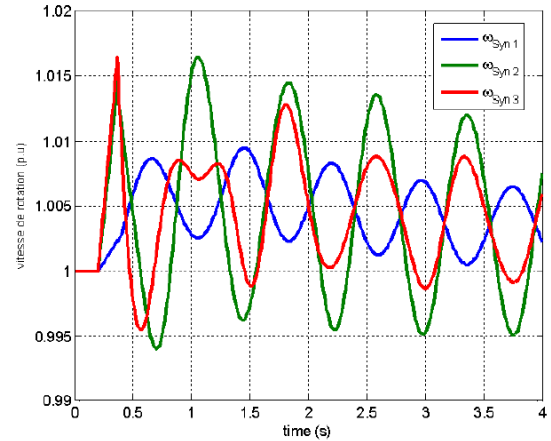
système instable pour $t_{cl} = 353ms$

Figure 2.8: État de stabilité du réseau sans le parc éolien (cas 1)

La figure (2.9) représente les résultats de simulation pour le cas 2 (avec le parc éolien).

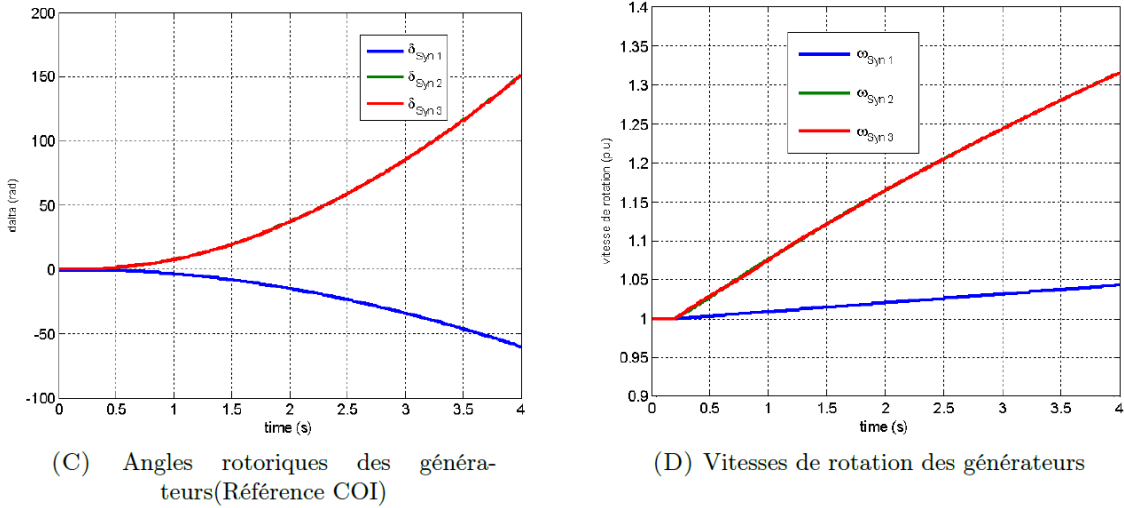


(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)



(B) Vitesses de rotation des générateurs

système stable pour $t_{cl} = 361ms$



système instable pour $t_d = 362ms$

Figure 2.9: État de stabilité du réseau avec production décentralisée (cas 2)

5. Interprétation des résultats

Durant la période de défaut, la puissance électrique produite par les générateurs est diminuée, parce que le réseau ne peut pas transmettre toute la puissance générée. La présence d'un défaut dans le réseau augmente les réactances entre les nœuds du réseau affecté par le défaut, et puisque la puissance de transmission entre les nœuds du réseau est inversement proportionnelle à ces réactances, cette dernière diminue entre ces nœuds, ce qui affecte la transmission de la puissance totale. Ceci oblige les générateurs à réduire la puissance électrique générée momentanément. Dans ce cas, une instabilité se manifeste par un écart entre la puissance mécanique fournie par la turbine au générateur et la puissance électrique produite. Cet écart engendre une variation de la vitesse de rotation de l'alternateur autour de la vitesse de synchronisme, parce que le couple d'accélération devient non nulle. Si la puissance (couple) mécanique est supérieure à la puissance (couple) électrique, le couple d'accélération devient positif et la vitesse de rotation augmente et si la puissance (couple) mécanique est inférieure à la puissance (couple) électrique, le couple d'accélération devient négatif et la vitesse de rotation diminue.

Dans les réseaux de transport, la variation de la tension en un nœud est proportionnelle à la différence entre la puissance réactive capacitive et inductive en ce nœud. Si cette différence est nulle, la tension prend la valeur 1 p.u (en valeur

réduites), mais cette valeur unitaire est en pratique impossible à atteindre et à maintenir, même dans un état stable.

Comme nous l'avons cité précédemment, pendant le défaut les réactances entre les nœuds du réseau affecté augmentent, ce qui engendre une grande consommation de puissance réactive capacitive afin de compenser le réactif inductif produit par les réactances entre les nœuds. Mais dans la majorité des cas, la puissance réactive capacitive fournie par les générateurs pendant le défaut ne suffit pas à satisfaire le besoin, ce qui engendre un écart important entre les puissances réactives capacitive et inductive de chaque nœud de réseau. La puissance réactive inductive devient plus grande que la puissance réactive capacitive et la différence devient négative, ce qui veut dire que la variation des tensions est négative. Donc, durant la période du défaut, les niveaux de tension baissent dans tous les nœuds du réseau.

Pour la figure (2.3), les angles rotoriques sont mesurés par rapport au centre des angles (COI). Les valeurs initiales que prennent ces angles sont différentes pour chaque cas, parce que le point de fonctionnement change. Dans les trois cas, la simulation d'un défaut momentané donne une situation de réseau stable parce qu'il n'y a pas d'augmentation d'oscillations angulaires.

En analysant les résultats de la figure (2.4), nous remarquons que pour les deux cas, le générateur 3 atteint une vitesse maximale de 1.01 p.u après le défaut, et la vitesse maximale de générateur 1 (nœud balancier) est la plus petite par rapport aux autres générateurs, bien que le court-circuit est sur le nœud 1, c'est à cause de la grande constante d'inertie de générateur 1 ($H=23.64$). En effet, plus la constante d'inertie est grande, moins est importante l'effet de perturbation du défaut sur le générateur concerné et réciproquement (générateur 3, $H=3.01$).

Pour la figure (2.5), nous remarquons que durant le défaut, les puissances électriques fournies par les générateurs abaissent, pour le générateur 1 (slack bus) elle est nulle (court-circuit à la terre dans le nœud 1). Cette diminution due au fait que le réseau devient incapable de transmettre la puissance produite par les générateurs pendant le défaut, c'est dû à l'augmentation des réactances entre certains nœuds du réseau. Après l'élimination du défaut, le réseau reprend sa capacité de transmission de l'énergie électrique.

Pour la figure (2.6), nous remarquons que durant le défaut, la puissance réactive du générateur 1 est nulle (court-circuit à la terre dans le nœud 1). Pour compenser le réactif inductif pendant le défaut, la production du réactif capacitif des générateurs 2 et 3 augmente.

En analysant les résultats de la figure (2.7), la tension du nœud 1 durant le défaut est nulle (court-circuit à la terre au nœud 1). Les tensions des nœuds 2 et 3 baissent jusqu'à atteindre des valeurs proches de 0.7 p.u. Après élimination du défaut, une surtension se produit aux trois nœuds, mais elle est plus remarquable au nœud 1 puisqu'elle atteint une valeur proche de 1.7 p.u, et 1.2 p.u pour les nœuds 2 et 3. Pour le nœud 1, la surtension peut être expliquée par le fait que le générateur 1 (slack bus) est le principal fournisseur de puissance réactive au réseau. Néanmoins, durant le défaut, il ne fournit aucune puissance réactive car le nœud est court-circuité. Après élimination du défaut et vu l'augmentation de l'impédance inductive du réseau pendant le défaut, la production de puissance réactive du générateur 1 atteint une valeur proche de 5 p.u dans les premières millisecondes après élimination de défaut. Dans les deux cas 1 et 2, les résultats sont presque identiques, donc le profil de tension ne peut pas nous renseigner sur l'état de stabilité des réseaux comme le font les vitesses de rotation des générateurs.

Après élimination du défaut, les puissances réactives des générateurs se stabilisent, ainsi que les tensions. Cela démontre que la variation des tensions (amplitudes de tensions) dépend uniquement des variations des puissances réactives. Ainsi, après l'élimination du défaut, des oscillations dans les puissances actives des générateurs persistent, mais les tensions se stabilisent (pas d'oscillations).

Le temps critique d'élimination de défaut est le temps maximum t_{cc1} pendant lequel le défaut peut durer sans compromettre la capacité du système à retourner à l'équilibre. Pour le scénario du cas 1 (sans le parc éolien), le temps critique déterminé est $t_{cc1} = 352\text{ms}$. Le réseau peut donc supporter le défaut pour une durée maximale de 152 ms avant de revenir au synchronisme. Au-delà de cette valeur, le réseau devient instable, comme le montre la figure (2.8).

Pour le cas 2 (intégration du parc éolien), le temps critique d'élimination du défaut est $t_{cc1} = 367\text{ms}$ (figure (2.9)). Une augmentation de l'ordre de 15ms par rapport au scénario du cas 1 de la marge de temps que peut supporter le réseau après apparition du défaut avant un effondrement est perçue, due à l'augmentation de l'inertie mécanique totale du réseau par l'addition des inerties des éoliennes.

La durée du défaut et sa localisation sur le réseau ont une importance capitale sur le comportement transitoire et la marge de stabilité des réseaux électrique.

L'inertie mécanique du réseau électrique est un des facteurs importants à influencer sur la stabilité transitoire. Plus cette inertie est grande plus le réseau est stable.

6. Conclusion

La durée du défaut et sa localisation sur le réseau ont une importance capitale sur le comportement transitoire et la marge de stabilité des réseaux électrique.

L'inertie mécanique de réseau électrique est un des facteurs importants à influencer sur la stabilité transitoire. Plus cette inertie est grande plus le réseau est stable.

Le parc éolien est caractérisé par une inertie mécanique petite par rapport à celle de la production centralisée. Lorsqu'on remplace la production d'énergie classique par un parc éolien, l'inertie mécanique et la marge de stabilité du réseau diminuent.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce projet concerne l'étude des impacts d'intégration d'un parc éolien sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. En premier lieu, nous avons présenté les différentes notions sur l'énergie éolienne et la stabilité des systèmes électriques. Ensuite, nous avons abordé la partie simulation. Pour cela, nous avons choisi PSAT (Power System Analysis Toolbox) comme outil de simulation. C'est une boîte à outils qui s'exécute sous environnement Matlab.

Nous avons choisi pour la simulation, le réseau standard (IEEE 3 machines 9 nœuds), et le type du défaut considéré dans notre travail est un court-circuit triphasé symétrique à la terre. La simulation de la stabilité transitoire comporte trois périodes : avant, pendant et après le défaut, pour deux cas différents du système : le cas sans intégration du parc éolien, et l'autre cas, avec intégration du parc éolien. Dans cette étude, le parc contient 50 éoliennes à vitesse fixe de 1.5MW chacune. Nous avons déterminé, le temps critique d'élimination du défaut pour chaque cas afin de déterminer l'état de stabilité dans chacun des cas.

On constate que la durée du défaut et sa localisation ont une importance capitale sur le comportement transitoire des réseaux électrique. L'inertie mécanique est un des facteurs importants à influencer sur la stabilité transitoire des réseaux. Plus cette inertie est grande plus le réseau est stable. Le parc éolien est caractérisé par une inertie mécanique petite par rapport à celle de la production centralisée. Donc, lorsqu'on remplace la production d'énergie classique par des éoliennes, l'inertie mécanique et la marge de stabilité du réseau diminuent. De plus, les fluctuations de la puissance générée par les éoliennes ont un impact négatif sur la stabilité de la tension.

Pour améliorer la participation de la production des éoliennes dans la stabilité des réseaux électriques, il faut développer les techniques utilisées (types d'éoliennes, système de stockage..), et les algorithmes de contrôle prédictif de la puissance générée par les éoliennes.

Annexes

A.1. Topologie du système :

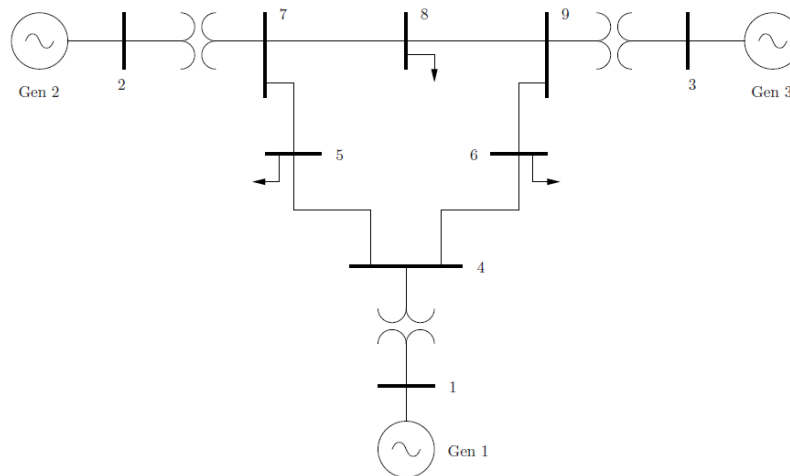


Figure A.1 : Topologie du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds

A.2. Données des générateurs :

Paramètres	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$S(\text{MVA})$	247.5	192	128
$V(\text{KV})$	16.5	18	13.8
$H(\text{s})$	23.64	6.40	3.01
$X_d(\text{p.u.})$	0.1460	0.8958	1.3125
$X'_d(\text{p.u.})$	0.0608	0.1198	0.1813
$X_q(\text{p.u.})$	0.0969	0.8645	1.2578
$X'_q(\text{p.u.})$	0.0969	0.1969	0.2500
$T'_{d0}(\text{s})$	8.96	6.00	5.89
$T'_{q0}(\text{s})$	0.310	0.5350	0.600

Tableau A.1. Données des machines

A.3. Données des régulateurs de tension :

Paramètres	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$V_{r_{\max}}(\text{p.u.})$	5.00	5.00	5.00
$V_{r_{\min}}(\text{p.u.})$	-5.00	-5.00	-5.00
K_a	20	20	20
$T_a(\text{s})$	0.2	0.2	0.2
K_f	0.063	0.063	0.063
$T_f(\text{s})$	0.35	0.35	0.35
K_e	1	1	1
$T_r(\text{s})$	0.001	0.001	0.001
$T_d(\text{s})$	0.314	0.314	0.314

Tableau A.2. Données des régulateurs de tension

A.4. Données des transformateurs :

Transformateurs	Ligne	Rapport (kV)	Réactances (p.u)
1	1-4	16.5/230	0.0576
2	2-7	18/230	0.0625
3	3-9	13.8/230	0.0586
4	4-10,11,...19	25/230	0.0725

Tableau A.3. Données des transformateurs

A.5. Données des lignes :

Ligne	Résistance (p.u)	Réactance (p.u)	Susceptance (p.u)
1-4	0.0000	0.0576	0.0000
2-7	0.0000	0.0586	0.0000
3-9	0.0000	0.0586	0.0000
4-5	0.0100	0.0850	0.0880
4-6	0.0170	0.0920	0.0790
5-7	0.0320	0.1610	0.1530
6-9	0.0390	0.1700	0.1790
7-8	0.0085	0.0720	0.0745
8-9	0.0119	0.1008	0.1045

Tableau A.4. Données des lignes

A.6. Données des nœuds :

Nœud	Type	V (p.u)	P _l (p.u)	Q _l (p.u)	P _g (p.u)	Q _g (p.u)
1	SB	1.040	0.00	0.00	0.00	0.00
2	PV	1.025	0.00	0.00	163.00	6.70
3	PV	1.025	0.00	0.00	85.00	-10.90
4	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
5	PQ	1.000	125.00	50.00	0.00	0.00
6	PQ	1.000	90.00	30.00	0.00	0.00
7	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00
8	PQ	1.000	100.00	35.00	0.00	0.00
9	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00

Tableau A.5. Données des nœuds

B. Données des éoliennes

1.66 MVA, 575 V, 6 pôle, 60 Hz, triphasé

Résistance statorique $R_s = 0:00706pu$

Résistance rotorique $R_{0r} = 0:005pu$

Inductance statorique $L_s = 0:171pu$

Inductance rotorique $L_{0r} = 0:156pu$

Inductance de magnétisation $L_m = 2:9pu$

Constant d'inertie $H = 5:04$

Multiplicateur de vitesse $1=89$

Nombre des pales 3

Bibliographie

- [1] Hristiyan Kanchev, “Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d’énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d’un micro réseau électrique urbain”, Thèse de doctorat, École Centrale de Lille et l’Université Technique de Sofia, 2014.
- [2] A. Davigny, “Participation aux services système de fermes d’éolienne à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d’énergie”, Thèse de doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2007.
- [3] 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, École Nationale Supérieur d’Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2003.
- [4] Abdoulaziz Moussa Siddo, Ibrahim Soumana Nouhou, “Étude du Générateur Asynchrone pour l’utilisation dans la production de l’énergie éolienne”, projet de fin d’étude, ENP Alger, Promotion 2007.
- [5] Mokrane Smaili, “Modélisation et commande d’un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération”, Mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie, Université du Québec en Abitibi-Temiscamingue, Août 2013.
- [6] A. Mirecki, “ Étude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ”, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2005.
- [7] WWEA : World Wind Energy Association. Publication 2012, “ World market recovers and sets a new record : 42 GW of new capacity in 2011, total at 239 GW ”. <http://www.wwindea.org/home/index.php>
- [8] M. Crappe, “Commande et régulation des réseaux électriques”, Hermès Science, Paris 2003.
- [9] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, “Impact de l’éolien sur le réseau de transport et la qualité de l’énergie”, Journées du Club EEA « Ouverture des marchés de l’électricité », 15 et 16 mars 2006, Supélec, Gif-sur-Yvette.
- [10] EDF SEI, “Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production”, Référentiel technique de raccordement HTB, 2008. <http://www.edf.fr/>
- [11] Alkhatib H, “Étude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : Optimisation de la régulation par une méthode meta-heuristique”, Thèse

de doctorat, Université Paul Cezanne d'aix-Marseille Faculté des Sciences et Techniques, 5 décembre 2008.

[12] Aprabha Kundur, "Power system stability and control", Power System Engineering Series, 1994.

[13] M. Pavella et P. G. Murthy, "Transient stability of power systems : theory and practice", Library of congress cataloguing in publication, 1994.

[14] A. Boussahoua, "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques", Mémoire de magister, ENP Alger, juillet 2004.

[15] S. K. Tso et S. P. Cheung, "Fast prediction of transient stability margin in system with SVC control and HVDC link", IEEE catalogue No95TH9130, pp.456-461, 1995.