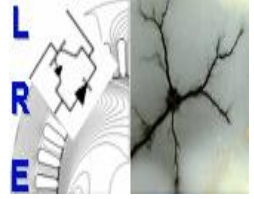




Ecole Nationale Polytechnique  
Département d'Electrotechnique  
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Projet de fin d'études  
Pour l'obtention du diplôme  
d'Ingénieur d'État en Électrotechnique

Présenté par  
**CHAFI Ammar**  
**DJEDDOUR Ismail**

Intitulé

**Impact de la production  
décentralisée sur la stabilité  
transitoire des réseaux électriques**

Directeur de mémoire :

HELLAL Abdelhafid

Professeur à l'ENP

**ENP 2015**

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*À mes très chers parents qui m'ont soutenu durant toute la durée de mes études*

*À mes très chères sœurs et frère*

*À ma grande famille*

*À tous mes amis*

*À tous ceux qui m'aiment et que j'aime*

*Ismail DJEDDOUR*

**À ma très chère mère**

**À mes très chères frères et sœurs**

**À ma grande famille**

**À tous mes amis**

**À vous**

**Je dédie ce modeste travail**

**Ammar CHAFI**

# 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 K. Bouhrara pour nous avoir fait l'honneur de présider notre jury de thèse, ainsi que Monsieur A. Mekhaldi et Monsieur L. Nezli 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 الانتاج اللامركزي للطاقة على الاستقرار الانتقالي للشبكات الكهربائية. لهذا، قمنا بدراسة تأثير مجموعة من المولدات الهوائية مدمجة في شبكة كهربائية على الاستقرار الانتقالي للنظام. وكتطبيق، اخترنا محاكاة الشبكة ٣ مولدات و ٩ عقد بالاستعانة بالبرمجة بيسات التي هي أداة مخصصة للتحليل السكوني والديناميكي والتحكم في شبكات الطاقة، والتي تعمل تحت بيئة ماتلاب.

**الكلمات الرئيسية :** الانتاج اللامركزي للطاقة، الاستقرار الانتقالي، المولدات الهوائية.

**Résumé :** Ce travail présente une étude de l'impact de la production décentralisée sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. 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.

**Mots clés :** Production décentralisée, stabilité transitoire, parc éolien.

**Abstract :** This work presents a study of the impact of distributed generation 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. And 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.

**Keywords :** Distributed generation, 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
$\lambda$	Rapport des vitesses
$\omega_s$	Pulsation de synchronisme
$g$	Glissement
$P_e$	Puissance électrique
$x$	Vecteur des variables d'état du système
$u$	Vecteur des paramètres du système
$V_{ical}$	Tension de nœud i
$e_i$	Partie réelle de la tension
$f_i$	Partie imaginaire de la tension
$Y_{ij}$	Élément i-j de la matrice d'admittance
$G_{ij}$	Partie réelle de l'élément i-j de la matrice d'admittance
$B_{ij}$	Partie imaginaire de l'élément i-j de la matrice d'admittance
$P_{ical}$	Puissance active calculée de nœud i
$Q_{ical}$	Puissance réactive calculée de nœud i
$P_{ispec}$	Puissance active spécifique de nœud i
$Q_{ispec}$	Puissance réactive spécifique de nœud i
$V_{ispec}$	Tension spécifique de nœud i
$\omega_i$	Pulsation rotorique de générateur i
$P_m$	Puissance mécanique de générateur
$E'_q$	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
$X'_d$	Réactance transitoire — axe d
$X_q$	Réactance du générateur — axe q
$X'_q$	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

<b>Table des matières</b>	<b>vi</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>ix</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>xi</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>1 La production décentralisée</b>	<b>3</b>
1.1 Introduction . . . . .	3
1.2 Avantages de la Production Décentralisée . . . . .	4
1.3 Énergie Renouvelable . . . . .	4
1.3.1 Énergie hydroélectrique . . . . .	5
1.3.2 La biomasse . . . . .	6
1.3.3 La géothermie . . . . .	7
1.3.4 Les générateurs photovoltaïques . . . . .	7
1.3.5 Les éoliennes . . . . .	8
1.3.5.1 Éoliennes à vitesse fixe . . . . .	10
1.3.5.2 Éoliennes à vitesse variable . . . . .	11
1.3.5.2.1 Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) :	11
1.3.5.2.2 Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) :	14
1.3.5.3 Synthèse des différentes éoliennes . . . . .	15
1.4 Conclusion . . . . .	16
<b>2 Intégration des Énergies Renouvelables aux Réseaux Électriques</b>	<b>17</b>
2.1 Introduction . . . . .	17
2.2 Architecture des Systèmes Électriques . . . . .	18
2.2.1 Fonctionnement . . . . .	18
2.2.2 Les réseaux de transport . . . . .	18
2.2.3 Les réseaux de distribution . . . . .	19
2.2.4 Supervision des réseaux . . . . .	20
2.2.5 Vers un réseau intelligent (Smart Grid) . . . . .	21
2.3 Impact des Énergies Renouvelables sur les Systèmes Électriques . . . . .	23

2.3.1	Impacts locaux . . . . .	23
2.3.1.1	Capacité d'accueil du réseau . . . . .	23
2.3.1.1.1	Courants en régime permanent : . . . . .	23
2.3.1.1.2	Courants de court-circuit : . . . . .	24
2.3.1.2	Qualité de tension . . . . .	24
2.3.1.2.1	Variations de tension : . . . . .	25
2.3.1.2.2	Flicker : . . . . .	26
2.3.1.2.3	Emission d'harmoniques : . . . . .	26
2.3.1.3	Plan de protection . . . . .	27
2.3.2	Impacts globaux . . . . .	27
2.3.2.1	Impact sur le fonctionnement des systèmes . . . . .	27
2.3.2.1.1	Capacité de transport : . . . . .	28
2.3.2.1.2	Régulation : . . . . .	28
2.3.2.1.3	Dispatching : . . . . .	28
2.3.2.1.4	Adéquation : . . . . .	28
2.3.2.2	Comportement dynamique et stabilité du réseau . . . . .	28
2.4	Intégration des Parcs Éoliens dans les Réseaux Électriques . . . . .	29
2.4.1	Taux de pénétration . . . . .	30
2.4.2	Installation d'un parc éolien . . . . .	30
2.5	Solutions Techniques . . . . .	31
2.6	Conclusion . . . . .	31
<b>3</b>	<b>Stabilité des Systèmes Électriques</b> . . . . .	<b>32</b>
3.1	Introduction . . . . .	32
3.2	Définition et Classification de la Stabilité . . . . .	33
3.2.1	Stabilité de tension . . . . .	33
3.2.2	Stabilité de fréquence . . . . .	34
3.2.3	Stabilité de l'angle de rotor . . . . .	34
3.2.3.1	Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) . . . . .	34
3.2.3.2	Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) . . . . .	34
3.3	Analyse de la Stabilité des Réseaux Électriques . . . . .	37
3.3.1	Limite de stabilité en régime permanent . . . . .	38
3.3.2	Nécessité du synchronisme . . . . .	38
3.4	Écoulement de Puissance . . . . .	39
3.4.1	Définition . . . . .	39
3.4.2	Calcul de l'écoulement de puissance . . . . .	39
3.5	Position du Problème de la Stabilité Transitoire . . . . .	41
3.5.1	Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire . . . . .	42
3.5.2	Méthodes d'intégration numérique . . . . .	42
3.5.2.1	Avantages . . . . .	42
3.5.2.2	Inconvénients . . . . .	43



3.5.2.3	Équation d'oscillation du rotor . . . . .	43
3.6	Moyens d'Amélioration de la Stabilité Transitoire . . . . .	44
3.6.1	Amélioration par les moyens classiques . . . . .	44
3.6.2	Amélioration par les moyens modernes . . . . .	44
3.6.2.1	Amélioration de la stabilité par les PSS . . . . .	45
3.6.2.2	Amélioration de la stabilité par les FACTS . . . . .	45
3.7	Conclusion . . . . .	46
<b>4</b>	<b>Résultats de Simulation</b>	<b>47</b>
4.1	Introduction . . . . .	47
4.2	Présentation de l'Outil de Simulation . . . . .	47
4.3	Caractérisation du Défaut . . . . .	49
4.4	Configuration du Réseau d'Étude . . . . .	49
4.5	Étude de la Stabilité Transitoire . . . . .	50
4.6	Simulation des Réseaux Test avec le Logiciel PSAT . . . . .	52
4.7	Résultats de l'Écoulement de Puissance . . . . .	59
4.8	Résultats de Simulation . . . . .	61
4.8.1	Simulation de court-circuit sur les trois réseaux . . . . .	61
4.8.2	Détermination du temps critique d'élimination de défaut . . . . .	66
4.8.3	Analyse et interprétation des résultats . . . . .	69
4.9	Conclusion . . . . .	72
	<b>Conclusion générale</b>	<b>73</b>
	<b>A Système 9 bus IEEE</b>	<b>75</b>
A.1	Caractéristiques des Machines Synchrones . . . . .	75
A.2	Données des Lignes . . . . .	76
A.3	Données des Nœuds . . . . .	76
A.4	Données des Systèmes d'Excitation . . . . .	77
	<b>B Machine Asynchrone</b>	<b>78</b>
	<b>Bibliographie</b>	<b>79</b>

# Liste des figures

1.1	Consommation finale d'énergie dans le monde [6]	5
1.2	Schéma d'un barrage hydroélectrique [7]	6
1.3	Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique [8]	7
1.4	Puissance PV installée dans le monde [6]	8
1.5	Puissance éolienne installée dans le monde [9]	9
1.6	Système éolien à vitesse fixe basé sur une machine asynchrone à cage [12]	11
1.7	Puissance totale générée par une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent [12]	11
1.8	Système éolien basé sur une machine asynchrone à double alimentation fréquence variable [12]	12
1.9	: Convertisseurs de puissance dans la MADA [13]	13
1.10	Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles [12]	14
2.1	Les niveaux de tension normalisés [1]	19
2.2	Architecture traditionnelle du système électrique [17]	19
2.3	Exemple de courbes de charge prévue et réalisée [1]	20
2.4	Courant en régime permanent avant et après raccordement d'un producteur sur réseau de distribution [22]	24
2.5	Profil de tension le long d'une ligne de distribution [22]	25
2.6	Profil de tension pour des charges passives [4]	25
2.7	Différents profils de tension pour des charges actives [4]	26
2.8	Impacts des énergies renouvelables sur les systèmes électriques [22]	29
3.1	Classification de la stabilité [29]	33
3.2	Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini [31]	35
3.3	Réseau mono-machine	35
3.4	Avant le défaut	36
3.5	Pendant le défaut	36
3.6	Après défaut	36
3.7	Puissance de transmission avant, pendant et après le défaut	37
4.1	Interface de PSAT	48
4.2	Topologie du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds [54]	50
4.3	Court-circuit au nœud 1 (système instable)	51

---

4.4	Court-circuit au nœud 2 (système stable) . . . . .	51
4.5	Court-circuit au nœud 3 (système stable) . . . . .	52
4.6	Topologie du réseau sans production décentralisée (cas 1) . . . . .	53
4.7	Vitesse du vent . . . . .	54
4.8	Topologie du réseau avec production décentralisée (cas 2) . . . . .	54
4.9	Puissance active et réactive de l'éolienne . . . . .	55
4.10	Puissance active des générateurs . . . . .	56
4.11	Puissance réactive . . . . .	57
4.12	Tension des nœuds . . . . .	57
4.13	Fréquence de réseau . . . . .	57
4.14	Vitesse de rotation . . . . .	57
4.15	Topologie de réseau avec production centralisée (cas 3) . . . . .	58
4.16	Angles rotoriques des générateurs (Référence COI) . . . . .	61
4.17	Vitesses de rotation des générateurs . . . . .	62
4.18	Puissances actives des générateurs . . . . .	63
4.19	Puissances réactives des générateurs . . . . .	64
4.20	Tensions des noeuds . . . . .	65
4.21	État de stabilité du réseau sans production décentralisée (cas 1) . . . . .	66
4.22	État de stabilité du réseau avec production décentralisée (cas 2) . . . . .	67
4.23	État de stabilité du réseau avec production centralisée (cas 3) . . . . .	68

# Liste des tableaux

1.1	Avantages et inconvénients des différentes éoliennes [13] . . . . .	15
1.2	Capacité de réglage des différentes éoliennes [13] . . . . .	16
4.1	Écoulement de puissance sans production décentralisée (cas 1) . . . . .	59
4.2	Écoulement de puissance avec production décentralisée (cas 2) . . . . .	59
4.3	Écoulement de puissance avec production centralisée (cas 3) . . . . .	60
A.1	Caractéristiques des Générateurs . . . . .	75
A.2	Données des Transformateurs . . . . .	75
A.3	Données des Lignes . . . . .	76
A.4	Données des Nœuds . . . . .	76
A.5	Données des Systèmes d'Excitation . . . . .	77

# Introduction générale

Avec la progression de la société humaine, l'énergie électrique est devenue un symbole de développement et de civilisation des nations. La qualité et la fiabilité de l'énergie électrique devient de plus en plus importante.

Les systèmes électriques dans la plupart des pays développés sont en train de subir d'importants changements. Ces changements sont le résultat de la libéralisation du marché de l'électricité et de l'augmentation de 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.

La production d'électricité décentralisée augmente d'année en année. Au-delà d'une masse critique, Il aura 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 à base d'énergies renouvelables 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 de la production décentralisée sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. Il est détaillé en quatre chapitres, une introduction et une conclusion générale.

Le premier chapitre est consacré à introduire la production décentralisée, son intérêt et ses caractéristiques. En outre, un aperçu général sur les différents types des énergies renouvelables est présenté.

Le deuxième chapitre présente des généralités sur les réseaux électriques, et plus particulièrement l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques : son impact, ses conditions de raccordement, ses avantages et ses problématiques.

Le troisième chapitre concerne la stabilité des systèmes électriques. Les différents types de stabilité sont présentés, avec un aperçu sur la méthode de Newton Raphson pour le calcul d'écoulement de puissance. En outre, la stabilité transitoire est plus détaillée. Les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire sont également présentés.

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 1

## La production décentralisée

### 1.1 Introduction

Les systèmes électriques dans la plupart des pays développés sont en train de subir d'importants changements. Ces changements sont le résultat de la libéralisation du marché de l'électricité et l'augmentation de l'exploitation des énergies renouvelables. La topologie du système électrique n'a pas changé depuis sa création au début du 20<sup>ème</sup> siècle. À cette époque, une architecture centralisée était mise en œuvre, l'électricité étant produite dans des centrales électriques de très grande puissance, transportée entre régions par des réseaux de très haute tension et distribuée aux consommateurs par des réseaux de basse tension. Cette architecture centralisée était celle qui répondait le mieux aux contraintes de cette époque, elle garantissait aussi un développement rapide du réseau et une bonne qualité de fourniture. Cependant, depuis ces dernières années, ce système 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 [1].

La production décentralisée dite encore dispersée ou distribuée, est la production d'énergie électrique à base de sources d'énergie renouvelable, raccordées aux réseaux à basse, moyenne tension, ou aux réseaux de transmission, cela dépend de la puissance produite. C'est une génération indépendante, et compatible avec l'environnement dont la puissance est de plusieurs kilowatts à quelques dizaines de Mégawatts [2].

Actuellement, la puissance cumulative de la production d'électricité décentralisée est en forte augmentation. Cet accroissement est dû à différents facteurs :

- La libéralisation du marché de l'électricité ;
- L'évolution des technologies de la production décentralisée ;
- L'augmentation de la demande d'une électricité très fiable ;
- Les préoccupations environnementales ;
- Les contraintes sur la construction de nouvelles lignes de transport.

## 1.2 Avantages de la Production Décentralisée

Certains avantages économiques de la production décentralisée pourront être attendus dans un marché d'électricité fortement libéralisé, où les différents acteurs seront en concurrence. Ce n'est pas encore le cas aujourd'hui dans le système électrique au monde. Les marchés d'électricité sont un cas spécifique et nécessitent du temps et encore des investissements pour établir une concurrence parfaite [3]. La production décentralisée peut introduire dans les systèmes électriques certains avantages potentiels [4] :

- La diversification des sources d'énergie et renforcement des centrales et systèmes électriques existants ;
- Flexibilité et gestion de la charge électrique [5] ;
- Une solution possible aux contraintes sur les nouvelles lignes de transport ;
- Fournit une énergie plus propre à partir de sources renouvelables comme le vent et le soleil ;
- Couverture contre des pics des charges locales ;
- Réduction des émissions des gaz à effet de serre vers les ménages par la combinaison des sources d'énergie fossiles et des sources renouvelables ;
- Diminution du coût de l'énergie électrique ;
- Les systèmes de production décentralisée avec leur taille relativement petite ainsi que leurs différentes technologies, permettent aux concurrents dans le marché de l'électricité de répondre de manière flexible à l'évolution des besoins du marché.

## 1.3 Énergie Renouvelable

Lors de cette dernière décennie, l'attention des scientifiques s'est de plus en plus tournée vers des préoccupations plus grandes pour l'avenir de l'humanité. La demande en énergie a tendance à croître constamment, comme il est illustrée dans la figure (1.1), et en même



temps l'utilisation des carburants fossiles contribue à la pollution globale et aux changements climatiques.

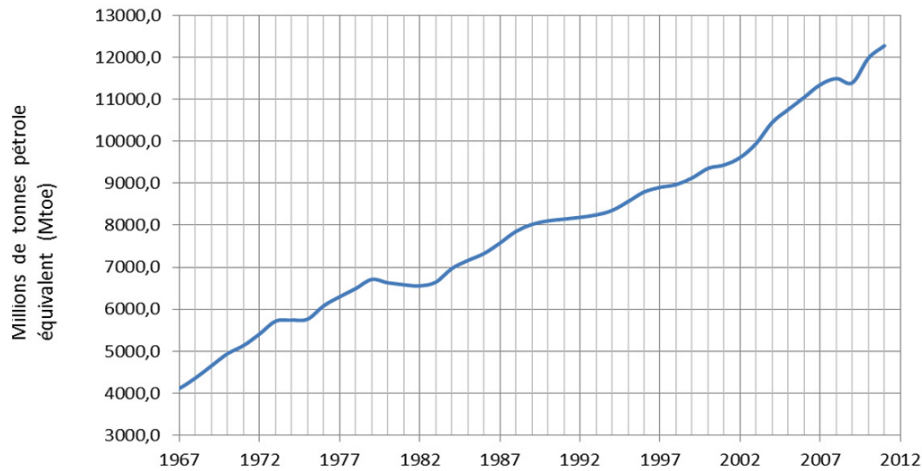


FIGURE 1.1: Consommation finale d'énergie dans le monde [6]

Néanmoins, les ressources de la planète sont limitées. L'optimisation et l'augmentation de l'efficacité énergétique sont des mesures qui peuvent répondre à ces défis et assurer un développement durable. Il faut noter qu'un développement durable est celui qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre à leurs propres besoins aussi.

### 1.3.1 Énergie hydroélectrique

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une ou plusieurs turbines hydrauliques, couplées à des générateurs électriques. La puissance maximale dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau et des caractéristiques mécaniques de la turbine. Il y a trois types principaux de centrales hydroélectriques :

- les centrales dites gravitaires : pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont essentiellement issus du cours d'eau par gravitation.
- les stations de transfert d'énergie par pompage : aussi connues sous l'appellation centrales hydrauliques à réserve pompée ou centrale de pompage turbinage, qui permettent de pomper l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. Elles sont souvent utilisées comme une forme de stockage : pompage durant le creux de la demande à partir d'électricité

produite par des équipement de base (nucléaire) et production d'électricité par turbinage durant la pointe.

- les usines marémotrices : ils utilisent l'énergie du mouvement des mers, qu'il s'agisse du flux alterné des marées (marémotrice au sens strict), des courants marins permanents (dites aussi hydroliennes) ou du mouvement des vagues.

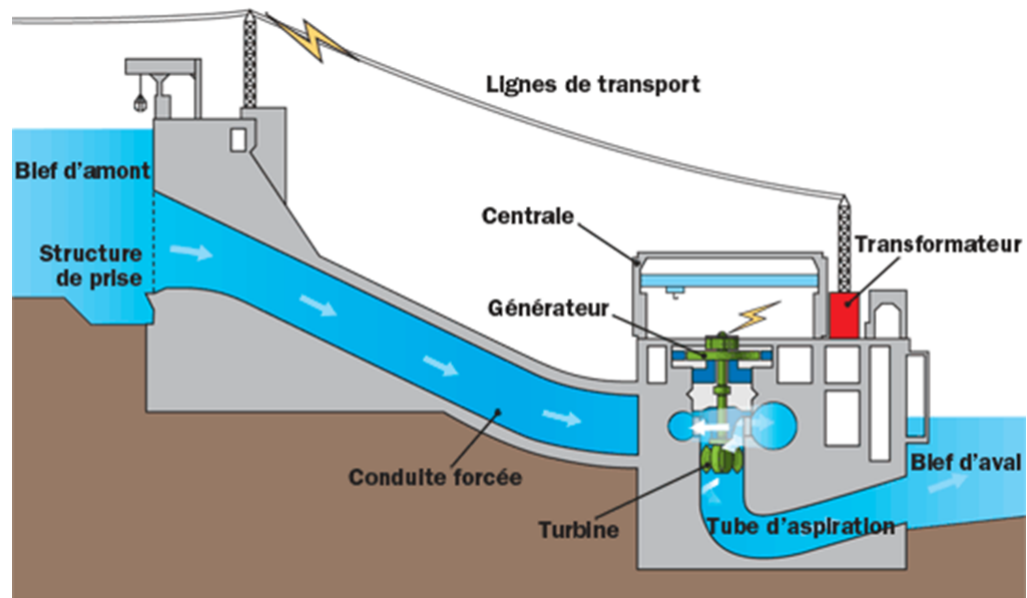


FIGURE 1.2: Schéma d'un barrage hydroélectrique [7]

### 1.3.2 La biomasse

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture et de l'élevage des animaux, de la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux. La biomasse peut être utilisée principalement de deux manières :

- lors de la fermentation des déchets, le gaz méthane peut être capté et utilisé comme source d'énergie.
- la biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans les deux cas, l'énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques.

### 1.3.3 La géothermie

Dans le contexte des sciences pour l'ingénieur, le terme de géothermie regroupe des moyens de capter l'énergie thermique de l'intérieur du globe terrestre et de l'utiliser comme source de chaleur ou de la convertir en électricité par des turbines et générateurs électriques.

Pour capter l'énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe captive naturelle de l'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure. Le principe d'utilisation de la géothermie pour générer l'électricité est présenté sur la figure (1.3).

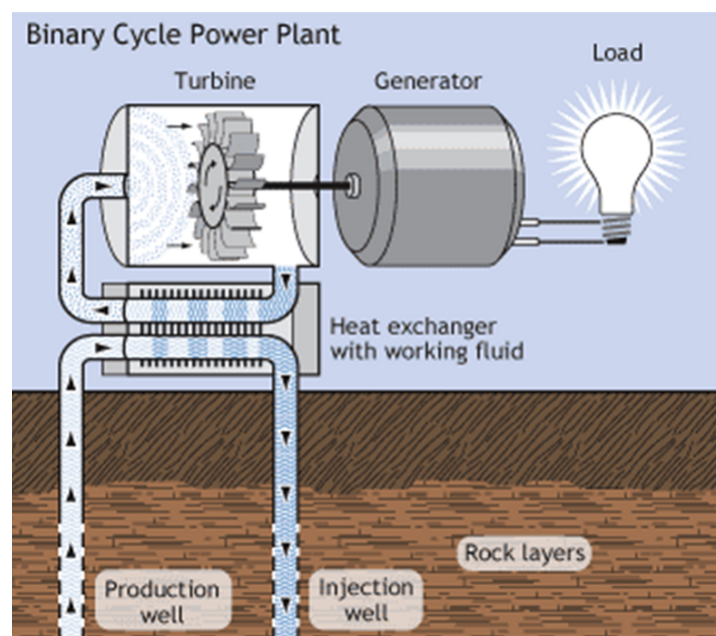


FIGURE 1.3: Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique [8]

### 1.3.4 Les générateurs photovoltaïques

Le principe de l'obtention du courant par les cellules photovoltaïques s'appelle l'effet photoélectrique. Ces cellules produisent du courant continu à partir de l'irradiation solaire. La majorité des installations PV sont connectées aux réseaux de distribution (basse tension). Il existe aussi des grands parcs PV, jusqu'à quelques dizaines ou centaines de Mégawatt, connectées au réseau de transmission.

L'énergie du rayonnement solaire peut être aussi convertie en chaleur ou indirectement en

électricité par la production de vapeur qui entraîne un générateur électrique. Dans ce cas, on parle de solaire thermique.

Cependant, aujourd'hui la forme de conversion de l'énergie solaire en électricité la plus fréquente reste le photovoltaïque. L'évolution de la puissance PV installée dans le monde est présentée sur la figure (1.4), elle est déjà proche de 80 GW.

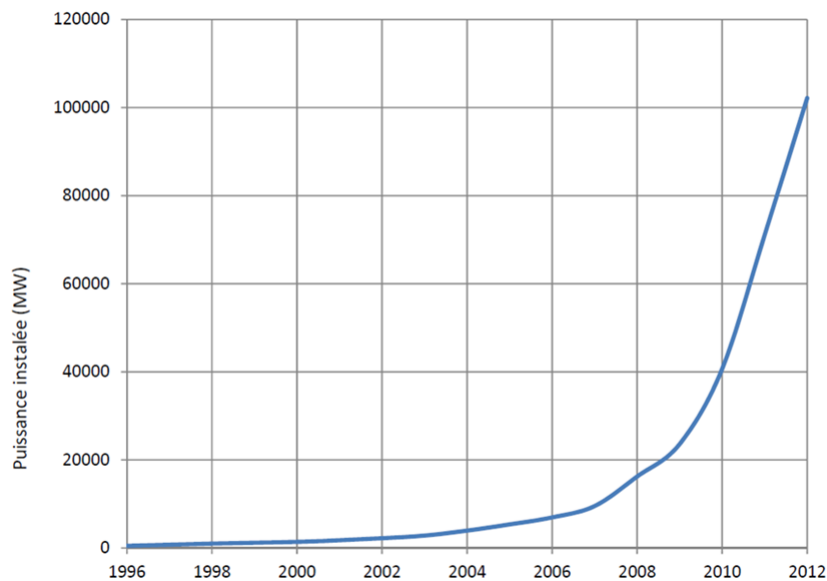


FIGURE 1.4: Puissance PV installée dans le monde [6]

Les systèmes PV peuvent être classés en deux catégories :

- les systèmes autonomes : isolés du réseau, ils sont utilisés pour alimenter directement des charges, soit dans un système hybride avec stockage ou font partie d'un système d'alimentation de secours en cas de panne du réseau.
- les systèmes raccordés au réseau : ils sont utilisés le plus souvent pour vendre la totalité de l'énergie produite. Dans le cas d'une installation PV domestique, l'électricité, issue du générateur PV peut être autoconsommée et le surplus est vendu à l'opérateur du réseau.

### 1.3.5 Les éoliennes

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.

La puissance éolienne installée dans le monde est actuellement plus de 250 000 MW. L'évolution de l'exploitation de cette puissance est représentée dans la figure (1.5).

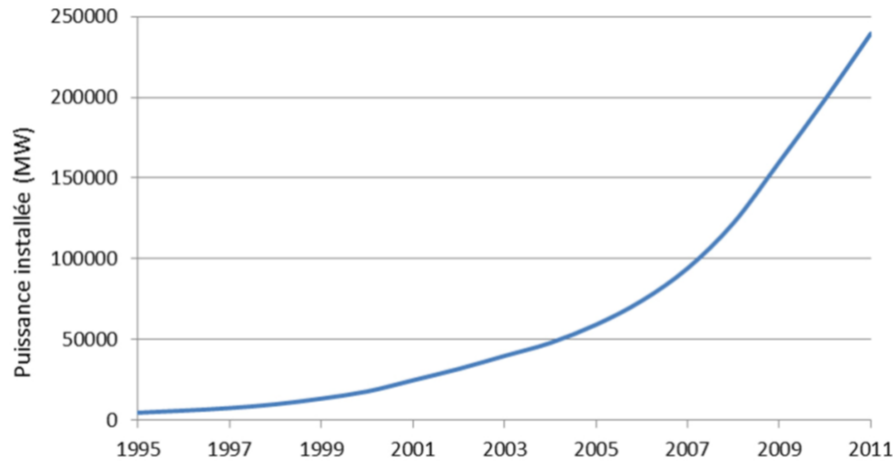


FIGURE 1.5: Puissance éolienne installée dans le monde [9]

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  $\rho$ , 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  $\lambda$  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.

### 1.3.5.1 Éoliennes à vitesse fixe

Généralement, ces éoliennes reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage d'écuriel 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% [10]. Toutefois, la MAS à cage d'écuriel 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'écuriel peuvent se résumer alors dans les points suivants [11] :

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

Leurs inconvénients majeurs résident en :

- 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.

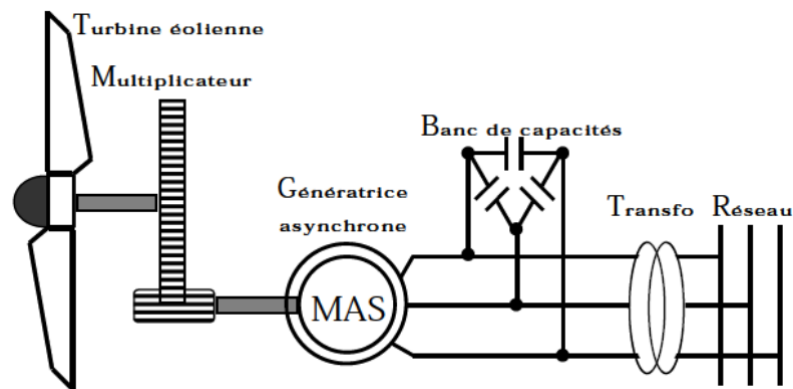


FIGURE 1.6: Système éolien à vitesse fixe basé sur une machine asynchrone à cage [12]

### 1.3.5.2 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 [10].

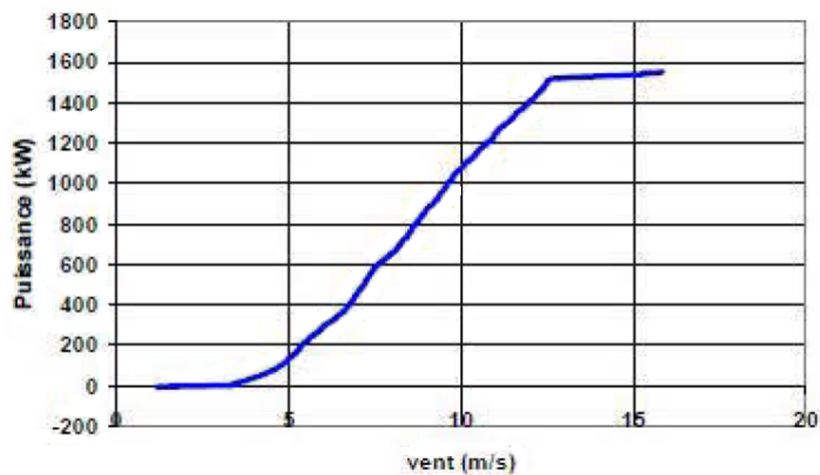


FIGURE 1.7: Puissance totale générée par une éolienne à vitesse variable de 1.5 MW en fonction de la vitesse du vent [12]

**1.3.5.2.1 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 [13].

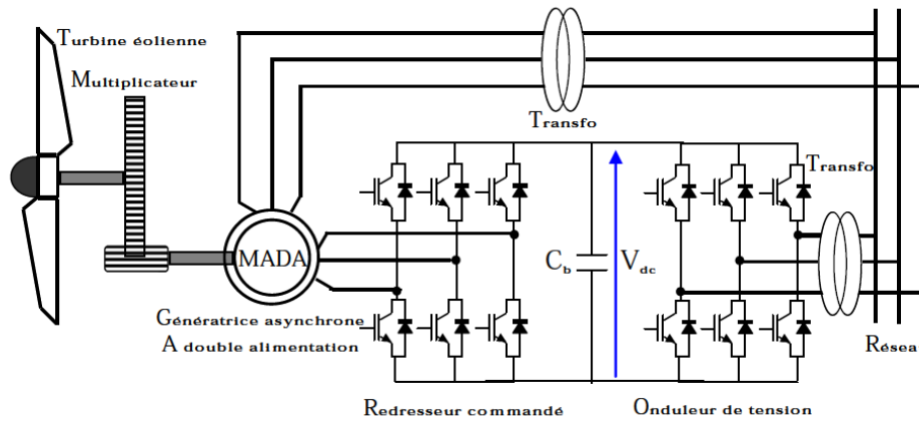


FIGURE 1.8: Système éolien basé sur une machine asynchrone à double alimentation fréquence variable [12]

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 ( $\omega_m > \omega_s$  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 ( $\omega_m < \omega_s$  et  $g > 0$ ).

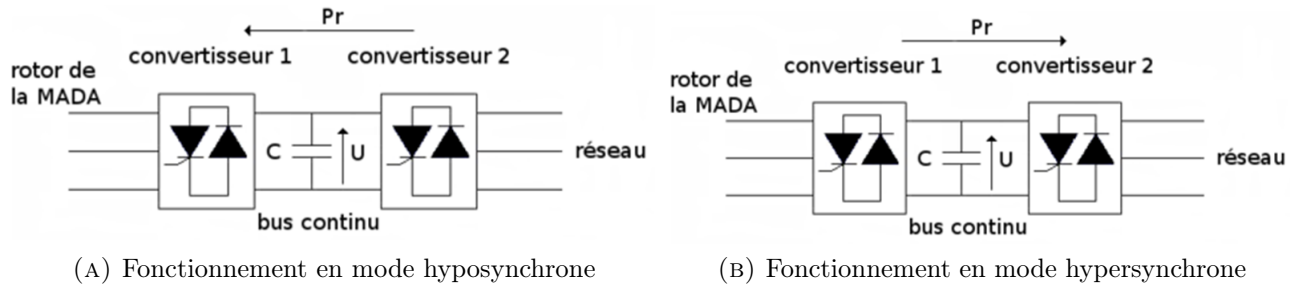


FIGURE 1.9: : Convertisseurs de puissance dans la MADA [13]

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.

Il existe 5 phases de fonctionnement d'une éolienne intégrant une MADA :

- 1) La phase de démarrage de la machine : la production électrique commence lorsque la vitesse mécanique atteint environ 70% de la vitesse de synchronisme de la génératrice mais la puissance électrique reste assez faible.
- 2) La vitesse mécanique varie et peut atteindre une valeur proche de la vitesse nominale et la puissance électrique augmente rapidement. L'angle de calage des pales  $\beta$  reste à sa valeur minimale afin d'obtenir un coefficient de puissance maximal. La puissance maximale est ainsi obtenue pour chaque valeur de la vitesse mécanique et pour des vitesses du vent moyennes (7-13 m/s environ).
- 3) La phase à vitesse mécanique quasi constante : l'angle  $\beta$  de calage des pales varie afin d'obtenir une puissance électrique maximale pour différentes valeurs du vent (pitch control) et la puissance électrique augmente très rapidement jusqu'à sa valeur nominale.
- 4) La phase à puissance constante : Lorsque la vitesse du vent augmente encore, l'angle de calage des pales devient important afin de conserver la puissance électrique nominale

constante.

5) Arrêt de l'éolienne : lorsque la vitesse du vent devient trop importante et risque d'endommager l'éolienne, l'angle de calage des pales se fixe à  $90^0$  (mise en drapeau) jusqu'à ce que la vitesse du vent devienne moins importante.

**1.3.5.2.2 Machine Synchronne 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 [14, 15].

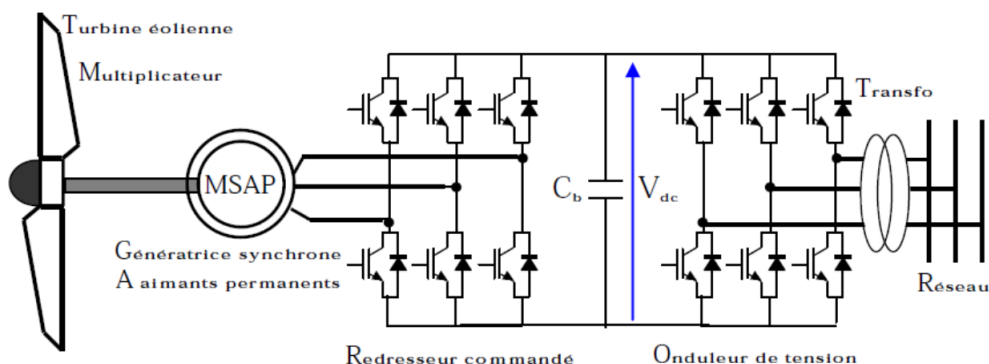


FIGURE 1.10: Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles [12]

### 1.3.5.3 Synthèse des différentes éoliennes

Le tableau (1.1) et (1.2) rappellent les différentes caractéristiques des différents types d'éoliennes.

TABLE 1.1: Avantages et inconvénients des différentes éoliennes [13]

Types d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS Vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Machine robuste</li> <li>- Faible coût</li> <li>- Pas d'électronique de puissance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puissance extraite non optimisée</li> <li>- Maintenance de boîte de vitesse</li> <li>- Pas de contrôle de l'énergie réactive</li> <li>- Magnétisation de la machine imposée par le réseau</li> </ul>
MADA Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fonctionnement à vitesse variable</li> <li>- Puissance extraite optimisée</li> <li>- Électronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale</li> <li>- Machine standard</li> <li>- Connexion de la machine plus facile à gérer</li> <li>- Une magnétisation de la machine en cas de défaut sur le réseau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maintenance de boîte de vitesse</li> <li>- Prix de l'électronique de puissance</li> <li>- Contrôle et commande complexe</li> <li>- contacte glissant bagues-balais</li> </ul>
MSAP Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse</li> <li>- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles</li> <li>- Connexion de la machine facile à gérer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prix de l'électronique de puissance</li> <li>- Machine spécifique</li> <li>- Électronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de génératrice</li> </ul>

TABLE 1.2: Capacité de réglage des différentes éoliennes [13]

Types d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS Vitesse fixe	- (Facultatif) - Gradateur - Batterie de condensateurs	- shift pitch by stall	- Contrôle de P approximatif - Contrôle de Q approximatif si condensateur	NON
MADA vitesse variable	- Convertisseur électronique	- Pitch control - Couple génératrice	- Contrôle de P - Contrôle de Q	Participation limitée au : - Réglage de la fréquence - Réglage de la tension tant qu'il y'a de vent
MSAP Vitesse variable	- Convertisseur électronique	- Pitch control (ou stall) - Couple génératrice	- Contrôle de P - Contrôle de Q - Fonctionnement en isolé	-Réglage de la fréquence - Réglage de la tension -Îlotage tant qu'il y'a de vent

## 1.4 Conclusion

L'augmentation importante de la consommation de l'énergie électrique a conduit à une accélération dans l'exploitation des énergies renouvelables dans les systèmes électriques. Ces dernières se distinguent des moyens de production conventionnels par leur taille relativement petite, d'où leur intégration importante dans les réseaux de distribution, la variabilité (comportement stochastique) de leurs énergies primaires et les technologies utilisées.

Quand on parle de production d'électricité décentralisée, on fera référence à des unités de production qui ne sont pas raccordées aux nœuds du réseau de transport comme c'est le cas pour les grosses unités (nucléaires, etc.) mais aux réseaux moyenne et basse tension, sauf pour les productions de dizaines de mégawatts.

# Chapitre 2

## Intégration des Énergies Renouvelables aux Réseaux Électriques

### 2.1 Introduction

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. Les systèmes de réglage déjà en place ne sont plus suffisants, car leur fonctionnement n'est pas adapté à faire face à la dynamique et aux besoins additionnels de puissance. 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. Donc, il est important de rechercher des solutions permettant de résoudre ce problème et favoriser l'insertion de la production décentralisée, tout en préservant la sûreté du système électrique, garantissant la continuité de service et de fourniture de l'énergie électrique [1].

## 2.2 Architecture des Systèmes Électriques

### 2.2.1 Fonctionnement

Dans la première moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, le développement des réseaux électriques a été plutôt chaotique : chaque gestionnaire du réseau développait ses propres moyens de distribution. À cette époque, les réseaux de distribution ont été en courant continu, alternatif monophasé, biphasé et triphasé sous de multiples niveaux de tension. Au cours de la deuxième moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, les états se sont mis à imposer des réglementations sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique afin d'unifier les différents réseaux électriques dans des systèmes électriques nationaux. Actuellement les réseaux électriques sont organisés en deux niveaux différents : les réseaux de transport, auxquels sont connectés les grandes centrales électriques, et les réseaux de distribution alimentant la plupart des consommateurs. Les grandes centrales de production d'énergie électrique sont en général basées sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Elles sont connectées sur le réseau de transmission à haute tension. Leur puissance nominale est de l'ordre de quelques dizaines de Mégawatts jusqu'à quelques Gigawatts [16].

### 2.2.2 Les réseaux de transport

Leur fonction est principalement le transport de l'énergie électrique sur grandes distances. Pour réduire les pertes, ces réseaux sont à haute et très haute tension (de 63 kV à 450 kV). Pour des raisons de sécurité du fonctionnement, les réseaux de transport ont une structure maillée. Cela est fait aussi pour éviter une congestion forte sur une seule branche du réseau. L'optimisation technico-économique de ces réseaux est une tâche complexe, à cause de leur structure maillée et des fortes variations de la consommation dans le temps et le grand

territoire couvert par ces réseaux. Pour ces raisons, en général les réseaux de transport par rapport aux réseaux de distribution sont supervisés et automatisés.

### 2.2.3 Les réseaux de distribution

La fonction des réseaux de distribution est l'approvisionnement de l'énergie électrique aux consommateurs et sous-stations locales. Leur tension est inférieure à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT), qui sert comme interface avec le réseau de transport et le réseau basse tension (BT). Dans la plupart des pays, la tension du réseau BT est 400 V. Les appellations normalisées des niveaux de tension, pour la majorité des pays sont présentés sur la figure (2.1).



FIGURE 2.1: Les niveaux de tension normalisés [1]

Pour la plupart des consommateurs, le réseau BT est le dernier élément de la chaîne d'approvisionnement. Il est raccordé au réseau MT à travers des postes de transformation MT/BT, c'est pour limiter les dangers et les contraintes imposées par l'existence des lignes de haute tension dans les zones urbaines. Les réseaux de distribution constituent l'élément le plus important du système électrique, en termes de longueur totale des conducteurs.

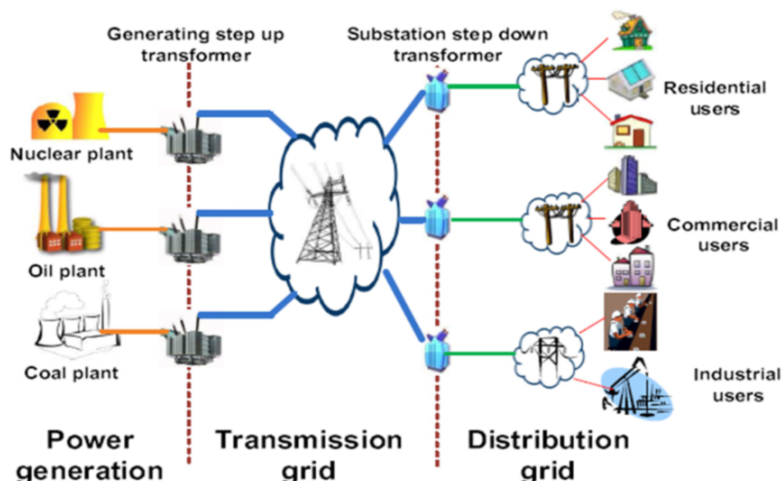


FIGURE 2.2: Architecture traditionnelle du système électrique [17]

Du point de vue de l'électrotechnique, les consommateurs sont appelés charges. Ils sont caractérisés par leurs puissances active et réactive consommées ou produites. Ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps servent à déduire les puissances moyennes, maximales et minimales. Pour connaître l'évolution des charges dans le temps, des études statistiques sont faites, en mesurant les courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de charge sont enregistrées. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prévoir la consommation et élaborer des plans de production prévisionnels.

### 2.2.4 Supervision des réseaux

Le système électrique est supervisé et piloté d'une manière hiérarchique : un centre du dispatching national et des centres régionaux, gérant le réseau de transport et des centres locaux gérant les réseaux de distribution.

La responsabilité du dispatching national est d'assurer l'équilibre entre la demande et l'offre au moindre coût économique. Sa principale problématique est due en grande partie à la difficulté de prévoir la consommation avec une grande précision : sur la figure (2.3) sont présentés des exemples de courbes de la consommation prévue la veille (J-1), le matin (J) et réalisée.

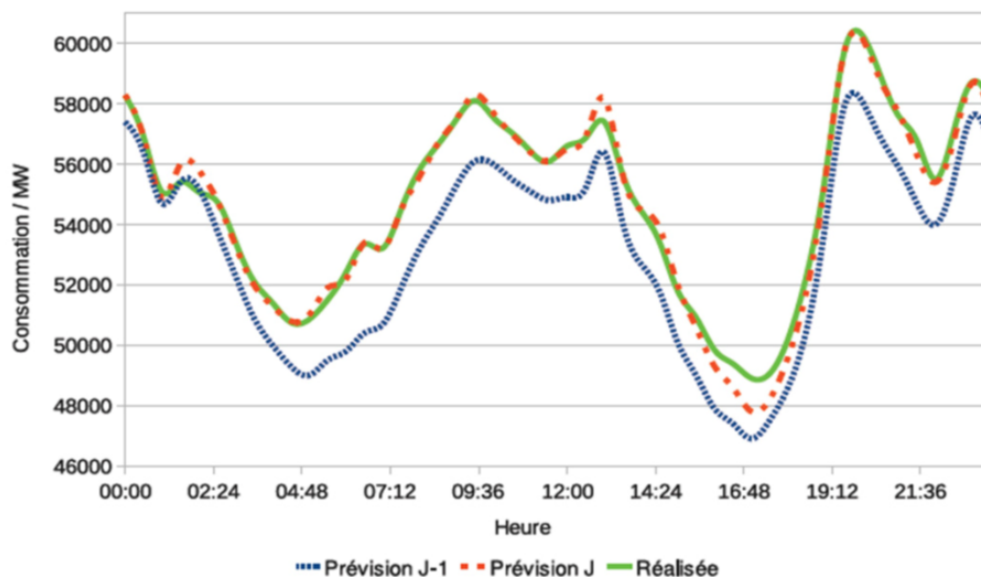


FIGURE 2.3: Exemple de courbes de charge prévue et réalisée [1]



Les centres de dispatching régionaux collectent les informations mesurées sur les nœuds du réseau de transport et les postes de transformation. Ces données sont traitées par des systèmes de collecte, traitement des informations et supervision SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Ensuite, les données sont visualisées et finalement interprétées par des opérateurs responsables de la supervision des réseaux. Les opérateurs utilisent aussi des logiciels, appelés EMS (Energy Management System) qui facilitent les études de sécurité et de stabilité prévisionnelles ou en temps réel et aident à la prise des décisions pour la conduite des réseaux. Au niveau international, la supervision permet de garantir un équilibre entre production et demande à travers des échanges d'énergie électrique entre les pays interconnectés sur le réseau de transport, et de cette manière, assure la stabilité globale de leurs systèmes électriques.

Une autre fonction importante réalisée par les centres de dispatching est le réglage de la tension. La tension est réglée localement par transformateurs réglables et la puissance réactive est générée ou absorbée par des équipements tels que les compensateurs synchrones ou statiques. Chaque réseau règle ses niveaux de tension. Cependant, les réseaux de distribution possèdent peu de flexibilités et d'automatisme pour le faire et les dynamiques de réglage sont très lentes voir quasi inexistantes [16].

### **2.2.5 Vers un réseau intelligent (Smart Grid)**

Le terme réseau intelligent (Smart Grid) est un réseau d'électricité qui utilise des technologies informatiques de manière à optimiser et coordonner la production, la distribution et la consommation d'électricité afin d'améliorer l'efficacité énergétique et la fiabilité de ce système. De cette manière l'alimentation des consommateurs sera plus fiable et le coût de l'énergie électrique pourrait être réduit. Le déploiement des réseaux intelligent sera aussi un des catalyseurs de l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La pénétration des générateurs basés sur des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution actuels est souvent limitée pour des raisons techniques.

Dans un système électrique, la génération est à chaque instant liée à la demande des utilisateurs. Sachant que la demande est variable et ne peut pas être maîtrisée, sauf dans les cas particuliers (par exemple par le contrôle direct de charge, le délestage...), la production doit s'adapter instantanément à la demande pour préserver la stabilité du système. Les réseaux intelligents permettront d'agir sur la demande à travers des compteurs intelligents, capables de déplacer certaines charges dans le temps à l'arrivée d'un signal tarifaire. Cette interaction

entre producteurs, distributeurs et consommateurs, par l'intermédiaire d'un réseau informatique, permettra d'atteindre une meilleure adaptation de la consommation aux capacités instantanées de production que l'utilisation du stockage décentralisé.

Certaines centrales sont irrégulière (sources d'énergie renouvelable), ou peuvent être démarrées plus rapidement, d'autres nécessitent un temps de mise en route ou d'arrêt très important (nucléaire). Les centrales thermiques et hydrauliques ont un domaine de fonctionnement pour lequel la production est optimale et correspondant à un rendement optimal. Toutes ces spécificités sont prises en compte par les centres de dispatching, lors de la planification opérationnelle. Cependant, l'insertion de plus en plus de production décentralisée (le plus souvent non-pilotable) imposera un changement du pilotage de l'ensemble des réseaux. Sachant que l'électricité ne peut pas être stockée facilement, rapidement et économiquement en grandes quantités, les technologies du réseau intelligent cherchent à ajuster en temps réel la production et la distribution de l'électricité (offre et demande) en hiérarchisant les besoins de consommation (quantité et localisation) selon leur urgence afin de :

- optimiser le rendement des centrales ;
- réduire les pertes dans les lignes ;
- optimiser l'insertion (aléatoire) de la production décentralisée ;
- distribuer l'électricité au meilleurs prix par le moyen d'une meilleure interaction entre les producteurs et consommateurs.

Dans le système électrique actuel, la génération d'électricité est effectuée plutôt dans des grandes centrales électriques. Ces centrales sont supervisées et pilotées par le centre de dispatching du réseau de transport. L'opérateur du réseau de transport reçoit des informations pour la consommation depuis les postes et les opérateurs des réseaux de distribution. La génération décentralisée est perçue par les opérateurs des réseaux comme une charge passive (non contrôlable) de puissance négative, elle n'est pas pilotée et la puissance générée est estimée uniquement sur la base des prévisions. Par contre, dans le concept du smart grid, la production décentralisée et la consommation sont pilotées localement d'une manière optimale, chaque ensemble local de générateurs décentralisés, charges et dispositifs de stockage paraît pour l'opérateur du réseau de distribution comme une seule entité qui peut se comporter soit comme un consommateur, soit comme un producteur d'énergie électrique. De cette façon, il est plus facile de prévoir la consommation et la production avec un horizon petit [18].

## 2.3 Impact des Énergies Renouvelables sur les Systèmes Électriques

En raison de la nature intermittente de la source d'énergie et des fluctuations qui en résultent au niveau de la puissance produite par une unité de production d'énergies renouvelables, le raccordement de celle-ci à un système électrique quelconque a un impact non négligeable qui dépend de la technologie utilisée et aussi du type de réseau. En général, on peut dire que plus le taux de pénétration est important, plus l'impact de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux est significatif. On peut distinguer des impacts locaux qui concernent tous les types des réseaux et les impacts globaux qui concernent en particulier les réseaux de transports interconnectés et les réseaux insulaires [19, 20, 21].

### 2.3.1 Impacts locaux

Ce sont les impacts qui se produisent dans le voisinage du point de raccordement de l'unité et qui peuvent être attribués directement à cette dernière. Les impacts locaux sont en général indépendants du taux de pénétration global des unités de production d'énergies renouvelables dans le système. Ils concernent deux principaux aspects : la capacité d'accueil du réseau et la qualité de tension.

#### 2.3.1.1 Capacité d'accueil du réseau

**2.3.1.1.1 Courants en régime permanent :** Suite au raccordement d'un producteur (énergies renouvelables ou pas) sur le réseau, l'intensité du courant en fonctionnement normal parcourant un ou plusieurs éléments du réseau (lignes, câbles) peut augmenter. Il y a donc un risque de dépassement des valeurs admissibles pour les différents équipements de réseau. Ceci implique naturellement la première contrainte à respecter qui est de ne pas dépasser ces valeurs admissibles quelques soient la configuration et le point de fonctionnement de la centrale connectée et du système électrique dans lequel elle s'insère.

Lorsque l'installation d'énergies renouvelables est reliée au réseau de distribution, les contraintes thermiques éventuelles liées au régime permanent apparaissent en général sur les conducteurs proches de l'installation. Elles sont liées à la puissance de l'installation raccordée et aux caractéristiques des conducteurs existants.

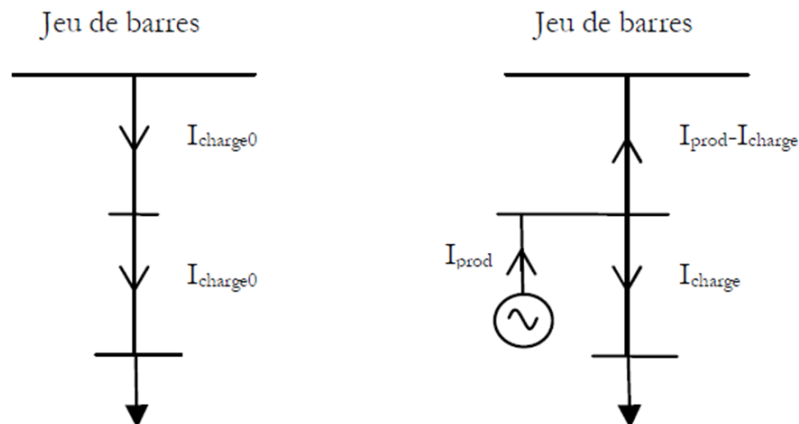


FIGURE 2.4: Courant en régime permanent avant et après raccordement d'un producteur sur réseau de distribution [22]

**2.3.1.1.2 Courants de court-circuit :** L'impact sur le courant de court-circuit est surtout dû aux fermes éoliennes qui suivant la technologie utilisée, peuvent alimenter et donc accroître le courant de court-circuit circulant dans le réseau en cas de défaut. La contrainte ici est de ne dépasser ni les valeurs maximales admissibles pour les différents appareillages des réseaux et les conducteurs, ni le pouvoir de coupure des organes de protection. Chaque appareil de coupure possède un pouvoir de fermeture et un pouvoir de coupure sur défaut. Un dépassement des valeurs de dimensionnement de l'appareil de coupure a pour conséquence un risque de non coupure de l'arc ou de non fermeture du courant de défaut avec un fort risque de destruction de l'appareillage [19].

Les éoliennes à vitesse fixe, étant équipées de machines asynchrones classiques directement couplées au réseau, contribuent de façon significative aux courants de court-circuit. La contribution des éoliennes à vitesse variable équipées de machines synchrones est négligeable car la machine est entièrement découplée du réseau par l'interface à électronique de puissance. Il en est de même des unités de production photovoltaïque.

### 2.3.1.2 Qualité de tension

Le terme qualité de la tension se réfère aux niveaux de tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence dans le réseau électrique de différentes formes de phénomènes électriques (comme par exemple les flicker ou les distorsions harmoniques). La prise en compte des problèmes décrits ci-dessous ainsi que leur évaluation permet de concevoir et dimensionner le dispositif de connexion de l'unité de production.

**2.3.1.2.1 Variations de tension :** Les changements de puissances actives et réactives dus aux sources, quel que soit leur nature se répercutent sur le profil de tension en régime permanent, selon les caractéristiques du réseau. La figure (2.5) illustre un exemple de profil de tension pour une ferme éolienne raccordée sur une artère de distribution.

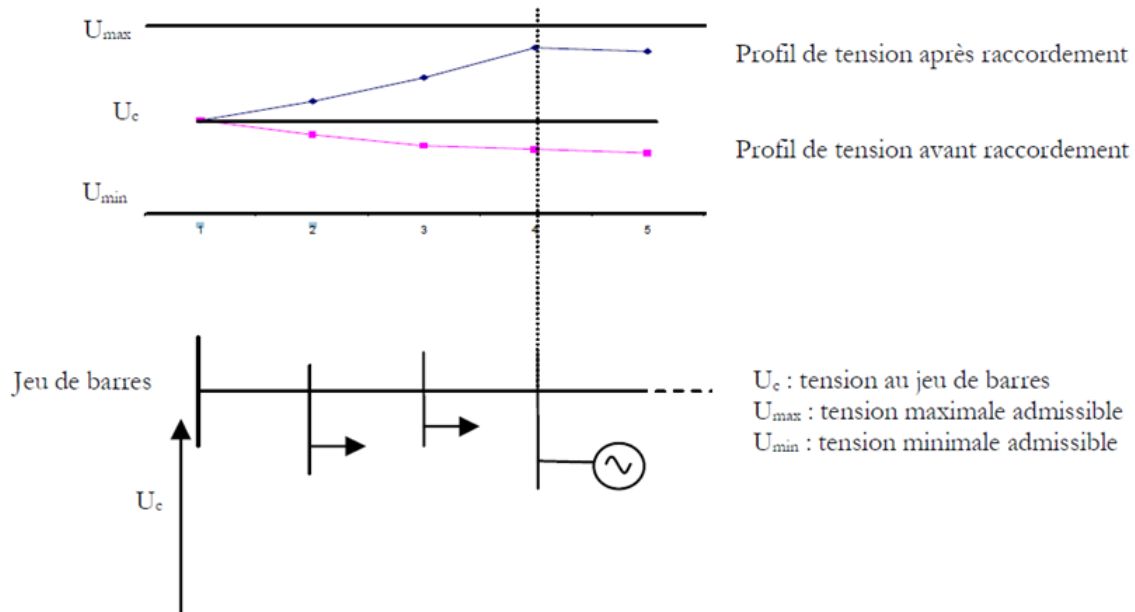


FIGURE 2.5: Profil de tension le long d'une ligne de distribution [22]

Sans la production décentralisée, la régulation de tension est basée sur les caractéristiques des charges et des systèmes passifs. Le profil de tension est facilement déterminable en ce qui concerne les structures radiales et les charges stables parce que le flux de puissance est unidirectionnel, comme montre la figure (2.6).

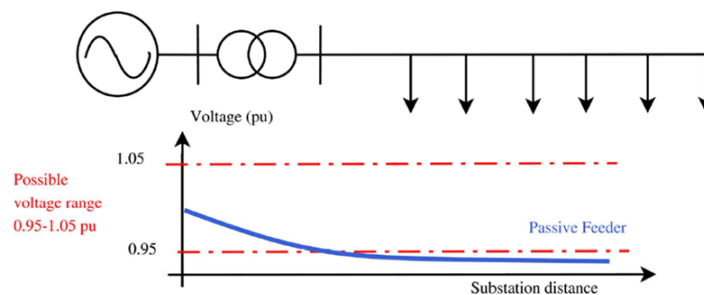


FIGURE 2.6: Profil de tension pour des charges passives [4]

En présence de la production décentralisée, la régulation de tension est plus complexe, car elle dépend des sites, des dimensions, dispatching et les caractéristiques de la production décentralisée, comme le montre la figure (2.7). Une solution possible est un système de régulation

de tension basé sur un contrôle coordonné de sous changeurs de prises des transformateurs HT/MT et des flux de puissance réactive dans les réseaux de distribution.

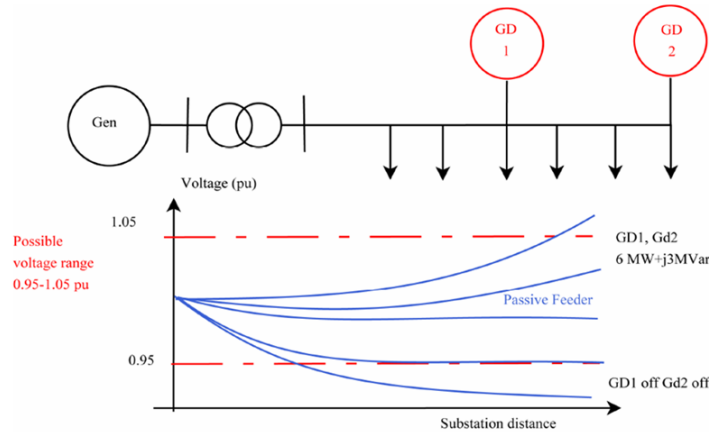


FIGURE 2.7: Différents profils de tension pour des charges actives [4]

**2.3.1.2.2 Flicker :** Le papillotement ou scintillement (flicker en anglais) est une fluctuation de tension de courte durée causée par des perturbations électromagnétiques ou par des variations de puissance sur le réseau porteur de cette tension. Ce phénomène peut surgir si l'unité de production d'énergies renouvelables est raccordée à un réseau ayant une faible puissance de court-circuit. Ce phénomène est surtout observé pour les éoliennes à vitesse fixe car il n'existe pas de tampon entre l'énergie mécanique en entrée et l'énergie électrique injectée au réseau. Le phénomène de flicker peut également se produire lors d'un basculement d'une zone de fonctionnement à une autre. Les commutations typiques sont les mises en/hors service de l'unité de production d'énergies renouvelables, ces opérations provoquent des changements dans la puissance produite.

**2.3.1.2.3 Emission d'harmoniques :** Les harmoniques de tension et de courant sont toujours présents dans un réseau de distribution. Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'énergies renouvelables (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques. Des standards concernant les taux maximum d'harmoniques générés par les générateurs éoliens ont été établis. Ces mesures distinguent la

propagation des harmoniques de rang pair et impair. On distingue aussi les harmoniques et les inter-harmoniques. Les harmoniques sont des composantes de fréquence toujours constituées de multiples de la fréquence de base. Les inter-harmoniques sont des composantes situées entre les harmoniques et la fréquence de base. Les courants harmoniques injectés sur le réseau public doivent être inférieurs à une certaine limite spécifiée par le gestionnaire du réseau [23].

### **2.3.1.3 Plan de protection**

Le plan de protection est un système coordonné de protections visant à isoler très rapidement un ouvrage en défaut (ligne, transformateur, jeu de barres, etc.) afin de garantir la sécurité des biens et des personnes. Différents types de relais mesurant différentes grandeurs physiques sont utilisés.

Le raccordement de la production d'énergie renouvelable peut entraîner des variations du sens (réseau de production) ou de l'amplitude des courants en régime permanent, des variations des courants de court-circuit, des modifications de la tension, des variations des impédances mesurées, etc. Ces variations peuvent avoir une influence sur le bon fonctionnement du plan de protection avec notamment des aveuglements de protection ou des déclenchements intempestifs.

## **2.3.2 Impacts globaux**

À part les impacts locaux qui ont des effets dans le voisinage du point de raccordement, les unités de production d'énergies renouvelables peuvent avoir des impacts plus globaux à l'échelle d'une région, surtout si elles sont raccordées au réseau de transport ou dans les réseaux insulaires.

### **2.3.2.1 Impact sur le fonctionnement des systèmes**

La problématique majeure liée à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux est de deux ordres :

- la variabilité de la production d'énergies renouvelables du fait des variations de l'énergie primaire qui est de plus non contrôlable. Des systèmes de stockage contrôlables sont alors

nécessaires pour pallier à ces variations, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe.

- l’incertitude sur les prévisions météorologiques induisant une incertitude sur la production. Cette problématique est plus marquée pour la production éolienne car les prévisions de vitesse de vent sont moins fiables que celles de l’ensoleillement.

Les deux aspects cités ont des impacts liés surtout à la réalisation de l’équilibre production-consommation à divers horizons temporels. Outre ces préoccupations, restent celles liées à la sécurité du réseau du point de vue global.

**2.3.2.1.1 Capacité de transport :** La production d’énergie renouvelable affecte le transit de puissance dans le réseau : elle peut changer le sens des flux, augmenter ou réduire les pertes. L’analyse des capacités de transport nécessite à la fois des études statiques (calcul de la répartition des flux de puissance) et dynamiques (analyse de la stabilité).

**2.3.2.1.2 Régulation :** Il s’agit ici de l’impact de l’incertitude de la production renouvelable sur l’allocation et l’utilisation de la réserve dans le système. L’échelle de temps considérée ici va de quelques secondes à une demi-heure.

**2.3.2.1.3 Dispatching :** Cet impact est dû à la variabilité et aux erreurs de prédiction de la production renouvelable. Ces deux aspects influent sur la gestion prévisionnelle de la production.

**2.3.2.1.4 Adéquation :** L’horizon de temps ici est de l’ordre de plusieurs années.

## 2.3.2.2 Comportement dynamique et stabilité du réseau

Les variations de la puissance peuvent avoir un impact sur le comportement dynamique du réseau, et parfois même sur sa stabilité pour des variations brusques et importantes. Le réseau doit être capable de supporter ces variations en conservant sa stabilité et en maintenant la tension et la fréquence sur le réseau dans les plages admissibles. L’impact sur le fonctionnement dynamique du réseau sera d’autant plus important si :

- le point de raccordement de l’installation de production d’énergies renouvelables est faible (puissance de court-circuit faible, difficulté à maintenir la tension) ;



- le taux de pénétration en énergies renouvelables est important ;
- les unités de production sont concentrées dans les mêmes zones géographiques, par exemple des parcs éoliens sont proches les uns des autres et donc soumis à des conditions de vent similaires.

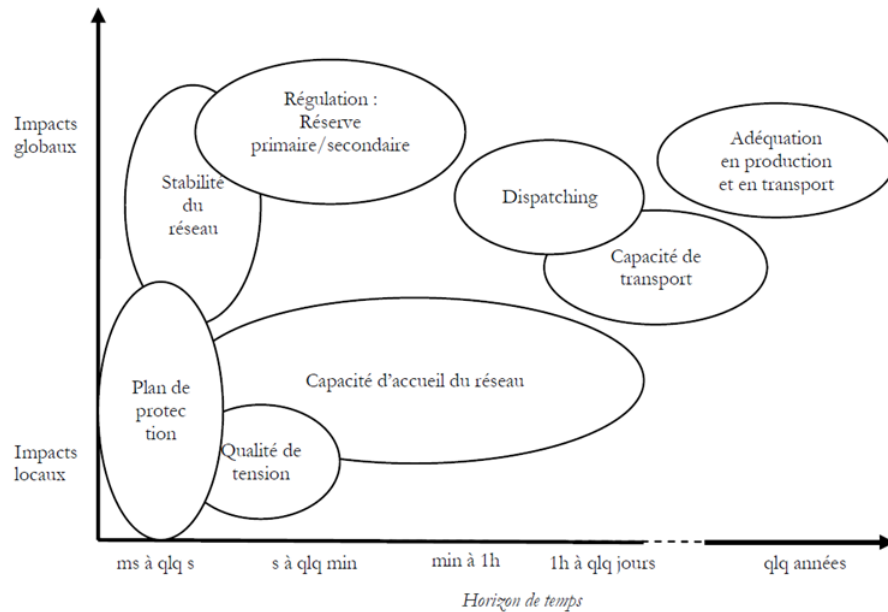


FIGURE 2.8: Impacts des énergies renouvelables sur les systèmes électriques [22]

## 2.4 Intégration des Parcs Éoliens 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.

### 2.4.1 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.

Théoriquement, la pénétration dans le réseau de ce moyen de production n'est pas limitée. 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 [24].

### 2.4.2 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 [25].

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 [26].

## 2.5 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 [27] :

- 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.

## 2.6 Conclusion

L'intégration importante des énergies renouvelables dans les systèmes électriques entraine 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).

La différence entre les caractéristiques de la production décentralisée par rapport à celles des unités de production conventionnelles conduisent à avoir des effets sur le réseau électrique. Elle pose aux gestionnaires des réseaux de nouveaux défis techniques notamment à cause de la variabilité de la production.

# Chapitre 3

## Stabilité des Systèmes Électriques

### 3.1 Introduction

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 [28].

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.

Dans ce chapitre, on va introduire quelques définitions de base dans l'étude de la stabilité

des systèmes électriques et l'importance de la stabilité transitoire dans l'analyse et l'étude des réseaux électriques. Ensuite nous définissons le modèle mathématique qui représente le comportement dynamique du générateur synchrone. Enfin, nous citons quelques moyens pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

## 3.2 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.

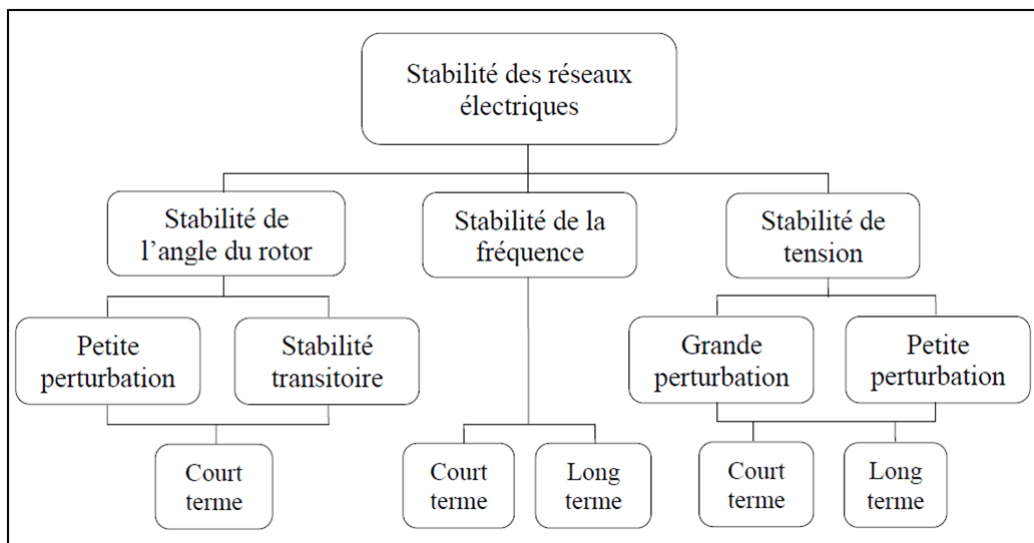


FIGURE 3.1: Classification de la stabilité [29]

### 3.2.1 Stabilité de tension

La stabilité de tension par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation.

### 3.2.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère, menant par conséquent à un important déséquilibre entre les puissances produites et consommées. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées y compris les pertes.

### 3.2.3 Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs, pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs. Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux types :

#### 3.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations. Elle dépend du point de fonctionnement initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites [30].

#### 3.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (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 [29, 30]. Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur

synchrone connectée à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, le système est représenté dans la figure (3.2).

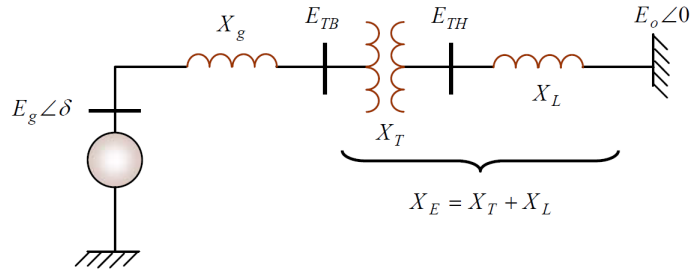


FIGURE 3.2: Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini [31]

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale  $E_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par les réactances  $X_L$  et  $X_T$  respectivement. Dans l'état d'équilibre, la puissance produite par le générateur est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_T + X_L} \sin \delta \quad (3.1)$$

Cette puissance est appelée aussi la puissance de transmission de réseau, elle est inversement proportionnelle à la réactance de la ligne de transmission. Dans la conception des réseaux de transmission, il faut que cette réactance soit la plus petite que possible.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par un exemple très simple. Dans le système de la figure (3.3), un court circuit triphasé se produisant en  $P$ , nous calculons la puissance de transmission de réseau avant, pendant et après le défaut.

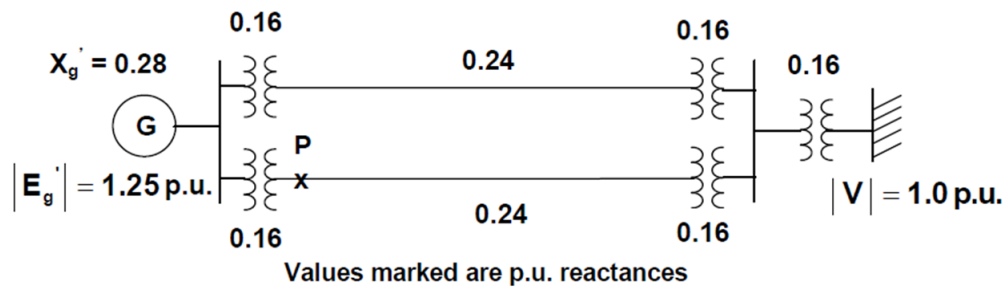


FIGURE 3.3: Réseau mono-machine

- Avant le défaut, le circuit équivalent de réseau après simplification est représenté dans la figure (3.4).

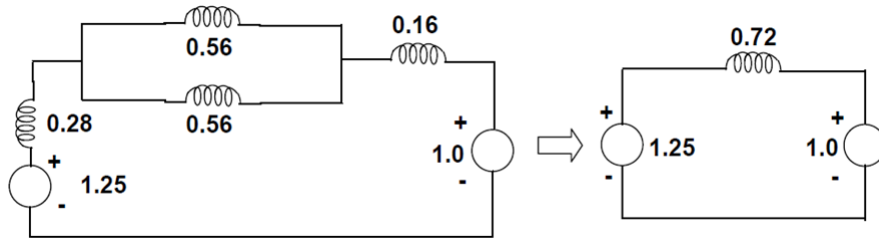


FIGURE 3.4: Avant le défaut

- La puissance de transmission de réseau est donc  $P_e = \frac{1.25 \times 1.0}{0.72} \sin \delta = 1.736 \sin \delta$
- Pendant le défaut, avec le court circuit la topologie de réseau change . Le circuit équivalent avec les simplifications est représenté dans la figure (3.5).

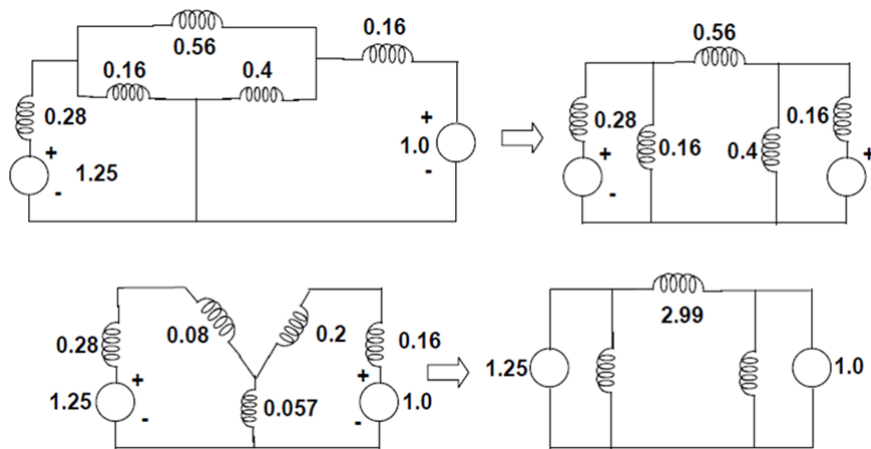


FIGURE 3.5: Pendant le défaut

- La puissance de transmission de réseau devient  $P_e = \frac{1.25 \times 1.0}{2.99} \sin \delta = 0.418 \sin \delta$
- Le défaut a été éliminé par l'ouverture de la ligne affectée par le défaut (ouverture des sectionneurs). La figure (3.6) représente le réseau obtenue après l'élimination du défaut.

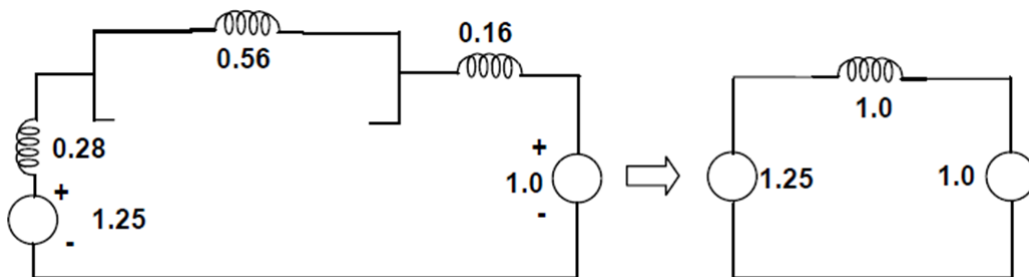


FIGURE 3.6: Après défaut

Dans ce cas, la puissance de transmission devient  $P_e = \frac{1.25 \times 1.0}{1} \sin \delta = 1.25 \sin \delta$



Pendant le défaut la puissance maximale de transmission de réseau diminue de 1.736 à 0.418, c'est dû à l'augmentation de la réactance de la ligne de transmission entre le générateur et la charge. Après l'élimination du défaut, le réseau ne reprend qu'une partie de sa capacité de transmission de l'énergie électrique, parce que la ligne affectée par le défaut est ouverte, cela diminue logiquement la capacité de transmission du réseau. La figure (3.7) représente l'évolution de la puissance de transmission du réseau en fonction de l'angle rotorique avant, pendant et après le défaut.

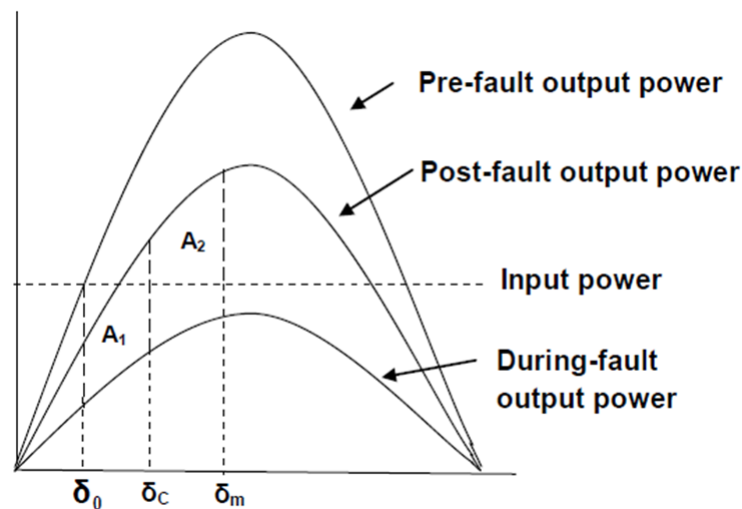


FIGURE 3.7: Puissance de transmission avant, pendant et après le défaut

### 3.3 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 ?

### 3.3.1 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.

### 3.3.2 Nécessité du synchronisme

Le réseau électrique fait fonctionner en parallèle un nombre important de groupes de production d'énergie, assurant via des alternateurs, la conversion d'énergie mécanique vers l'énergie électrique. Dans un système électrique, il est important de maintenir la fréquence autour de sa valeur nominale. Le respect strict de cette valeur est non seulement nécessaire au bon fonctionnement des charges, mais également reste un indicateur d'équilibre entre les puissances actives produites et celles consommées. En effet, la fréquence diminue si la consommation est supérieure à la production. Inversement, la fréquence augmente lorsque la consommation est inférieure à la production.

## 3.4 Écoulement de Puissance

### 3.4.1 Définition

L'étude de l'écoulement de puissance (Load Flow) consiste à rechercher un point de fonctionnement stable, à un moment donné pour une charge donnée. Il s'agit principalement de calculer les quatre paramètres suivants au niveau de chaque nœud du réseau :  $P, Q, V$  et  $\delta$ . Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux [32, 33].

### 3.4.2 Calcul de l'écoulement de puissance

Avant d'effectuer un écoulement de puissance, il faut modéliser chacun des éléments qui composent un réseau électrique, tels que les générateurs, les transformateurs, les lignes et les charges, etc. Pour chaque élément, il existe une valeur d'admittance ou impédance qui le représente. Une fois la modélisation des éléments est réalisée et la formulation de l'ensemble des équations est complétée, on utilise une méthode itérative afin d'obtenir les valeurs inconnues dans les barres selon leur type PV, PQ ou SB. Parmi ces méthodes :

- Méthode de Gauss-Seidel (G-S).
- Méthode de Newton-Raphson (N-R).
- Méthode Découplée Rapide (FDLF).

Dans notre travail, nous avons utilisé la méthode de Newton-Raphson pour le calcul de l'écoulement de puissance. Typiquement, un système d'équations peut être représenté par :

$$f(x) = 0 \tag{3.2}$$

En appliquant les séries de Taylor, il est possible d'approcher une solution pour le système d'équations (3.2) comme suit :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - [J^{(k)}]^{-1} f(x^{(k)}) \tag{3.3}$$

Les itérations sont faites jusqu'au moment où la différence entre  $x^{(k+1)}$  et  $x^{(k)}$  est inférieure à l'erreur ou à une précision définie à l'avance. Pour les réseaux électriques, on utilise les

coordonnées rectangulaires pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance.

On pose :

$$V_{ical} = e_i + jf_i \quad Y_{ij} = G_{ij} - jB_{ij} \quad (3.4)$$

Les puissances active  $P_i$  et réactive  $Q_i$  se réécrivent alors :

$$P_{ical} = e_i \sum_{j=1}^n (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) + f_i \sum_{j=1}^n (f_j G_{ij} - e_j B_{ij}) \quad (3.5)$$

$$Q_{ical} = f_i \sum_{j=1}^n (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) - e_i \sum_{j=1}^n (f_j G_{ij} - e_j B_{ij})$$

Pour les nœuds PV, il s'agira de résoudre le système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial e} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial |V|}{\partial e} & \frac{\partial |V|}{\partial f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix}$$

Pour les nœuds PQ, le système matriciel correspondant s'écrit sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial e} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial Q}{\partial e} & \frac{\partial Q}{\partial f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix}$$

Avec :

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(k)} &= P_{i\text{spec}} - P_{ical} \\ \Delta Q_i^{(k)} &= Q_{i\text{spec}} - Q_{ical} \\ \Delta |V_i^k| &= |V_{i\text{spec}}| - |V_{ical}| \end{aligned} \quad (3.6)$$

La forme générale du système matriciel à résoudre se présente alors comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \\ J_5 & J_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix}$$

Les valeurs de  $\Delta e^k$  et  $\Delta f^k$  obtenues sont utilisées pour calculer les tensions pour l'itération suivante :

$$\begin{aligned} e_i^{(k+1)} &= e_i^{(k)} + \Delta e_i^{(k)} \\ f_i^{(k+1)} &= f_i^{(k)} + \Delta f_i^{(k)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Le processus de calcul est répété jusqu'à l'obtention des valeurs exactes.

### 3.5 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 15 s [34, 35]. 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 nécessaire pour éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique.

### 3.5.1 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 [36]. 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.

Dans notre travail, nous avons choisi la méthode d'intégration numérique pour l'étude de la stabilité transitoire.

### 3.5.2 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 [37].

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 :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (3.8)$$

Les méthodes numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes sont les techniques de Runge-Kutta, d'Euler ou encore celle du prédicteur-correcteur [34, 35].

#### 3.5.2.1 Avantages

- Fournir des résultats exacts pour les réglages des circuits de protection (disjoncteurs) ;

- La seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité. Le modèle prenant en considération les différents phénomènes et composants du réseau : saturation, saillance, régulation, etc.

### 3.5.2.2 Inconvénients

- Temps de calcul élevé ;
- La méthode ne peut pas évaluer la marge de sécurité du système, elle renseigne que sur la stabilité ou l'instabilité du système.

### 3.5.2.3 Équation d'oscillation du rotor

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 :

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (3.9)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (3.10)$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{d0i}} (-E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi}) \quad (3.11)$$

$$\frac{dE'_{di}}{dt} = \frac{1}{T'_{q0i}} (-E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi}) \quad (3.12)$$

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

Où  $H$  est la constante d'inertie de rotor de la machine synchrone. L'équation (3.9) est appelée l'équation d'oscillation (swing equation).

## 3.6 Moyens d'Amélioration de la Stabilité Transitoire

### 3.6.1 Amélioration par les moyens classiques

Les réseaux maillés subissent des surcharges de lignes, des problèmes de stabilité et un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux sont [39] :

- Les transformateurs à prises réglables et déphaseurs ;
- Les compensateurs séries ou parallèles ;
- La modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs.

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

- Les batteries de condensateurs ;
- Les compensateurs synchrones.

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

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

### 3.6.2 Amélioration par les moyens modernes

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

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



### 3.6.2.1 Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé Power System Stabilizer (PSS). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal adapté à l'entrée du régulateur de tension (AVR) [28].

### 3.6.2.2 Amélioration de la stabilité par les FACTS

Un système de transmission flexible en courant alternatif, plus connu sous l'acronyme anglais de FACTS est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour :

- améliorer la capacité de transit des lignes de transmission et en réduisant les pertes ;
- contrôler la tension en régime stationnaire ;
- assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de productions qui y sont connectés ;
- limiter les courants de court-circuit ;
- il peut également filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité.

Les FACTS sont très nombreux. Ils font toujours partie de la famille des compensations électriques actives, mais cette compensation est série, parallèle (shunt) ou hybride, c'est-à-dire série et parallèle à la fois. Ils sont principalement constitués de capacités et d'inductances pour générer la puissance réactive, ainsi que d'électronique de puissance ou de disjoncteurs pour interrompre et rétablir le courant au travers des premiers éléments.

Les types de FACTS les plus répandus sont les bancs de capacités séries (commutées mécaniquement ou par thyristors), les SVC (Static VAR Compensator), qui combinent une capacité et une inductance en parallèle à la ligne, les transformateurs déphaseurs, les STATCOM (Static Synchronous Compensator) et SSSC (Static Synchronous Serie Capacitors) qui sont des sources de tension placées respectivement en parallèle et en série à la ligne.

D'une manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases de tension. La technologie FACTS autorise l'extension et l'amélioration des limites d'une façon fiable [30].

## 3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes : stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence. Nous avons présenté également la méthode de Newton-Raphson pour le calcul de l'écoulement de puissance.

Nous avons traité la problématique de l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique. Cette méthode permet d'inclure dans le modèle d'étude les différentes composantes des réseaux et par suite une évaluation précise de la stabilité transitoire du réseau étudié.

Il faut noter que l'évaluation de la stabilité transitoire par cette méthode 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 4

## Résultats de Simulation

### 4.1 Introduction

Dans le présent chapitre, nous étudions l'influence de l'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, et résolu à l'aide d'un logiciel de simulation des réseaux électriques (PSAT).

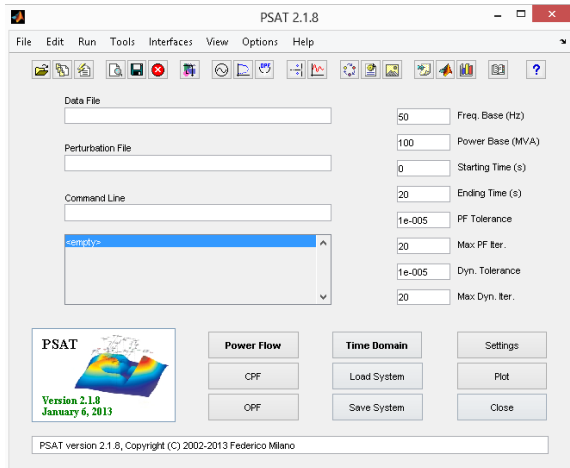
Pour cela, nous présentons d'abord l'outil de simulation utilisé, puis nous étudions la stabilité transitoire du réseau sans et avec la production décentralisée. Ensuite nous remplaçons la production décentralisée par une production de type centralisée de même puissance de génération. Les résultats obtenus étant ensuite interprétés et comparés.

### 4.2 Présentation de l'Outil de Simulation

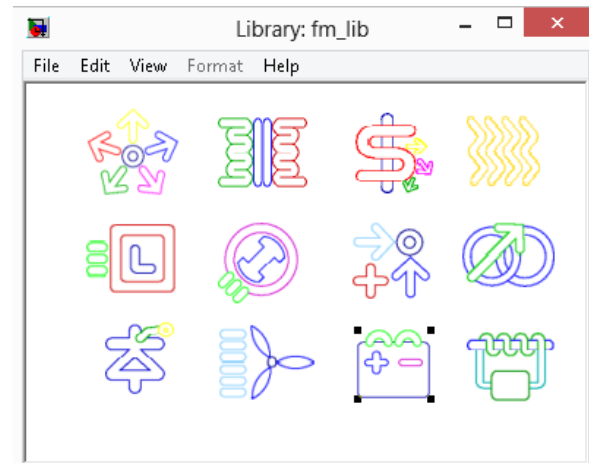
Au cours des vingt dernières années, la simulation est devenue l'un des outils majeurs d'aide à la planification et à la gestion des réseaux de transport d'électricité. La simulation des réseaux électriques est en fait un champ d'investigation extrêmement porteur de nouveaux développements scientifiques et technologiques.

Plusieurs outils de simulation ont été utilisés pour l'analyse de la stabilité transitoire tels que : EMTP, Etap, PowerWorld, PSAT, etc. Ces logiciels permettent de renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et de simuler les différents cas pour avoir les paramètres du réseau. Ils utilisent les mêmes concepts et algorithmes.

Dans le présent travail, nous avons choisi PSAT (Power System Analysis Toolbox) comme outil de simulation. Développé en 2001 par Federico Milano, PSAT 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.



(A) Fenêtre principale



(B) Bibliothèque de Simulink

FIGURE 4.1: Interface de PSAT

Le PSAT inclut l'écoulement de puissance et l'écoulement de puissance optimal. 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 [40].

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit :

- Ouvrir un nouveau fichier ;
- Créer un réseau électrique à étudier en utilisant la bibliothèque de Simulink de PSAT ;
- Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transformateurs, etc) ;
- Exécuter l'écoulement de puissance ;
- Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

### 4.3 Caractérisation du Défaut

Dans les réseaux de haute tension, les types de défauts les plus fréquents sont les courts-circuits. Ils peuvent être classés :

- Selon leur durée
  - momentané : si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court, sans provoquer le déclenchement des organes de protection.
  - permanent : si le défaut provoque un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service.
- Selon leur origine
  - mécanique : rupture de conducteurs, liaison électrique établie entre deux conducteurs par un mauvais câblage, un outil oublié entre les conducteurs.
  - surtension électrique : d'origine interne, surtension de manœuvre ou atmosphérique (foudre).
  - dégradation de l'isolement consécutive due à la chaleur, à l'humidité, etc.
- Selon leur localisation
  - interne ou externe à une machine, sur un jeu de barre, sur une ligne aérienne ou souterraine.
- Selon la nature de la connexion
  - court-circuit franc : lorsque deux points mis en court-circuit se touchent directement.
  - court-circuit impédant : lorsque les deux points mis en court-circuit sont reliés par un milieu impédant (un arbre par exemple).

Le type du défaut considéré dans notre travail est un court-circuit triphasé symétrique à la terre. Il est représenté par une impédance shunt à la terre de valeur nulle, que nous ajoutons au niveau du nœud de défaut pendant une durée spécifiée. Il est momentané, donc aucune protection ne va intervenir.

### 4.4 Configuration du Réseau d'Étude

Le réseau test présenté dans la figure (4.2), comporte trois alternateurs connectés aux jeux de barres 1, 2 et 3 à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de trois charges reliées respectivement aux nœuds 5, 6 et 8. Les caractéristiques des différents éléments de ce réseau sont indiquées dans l'annexe (A).

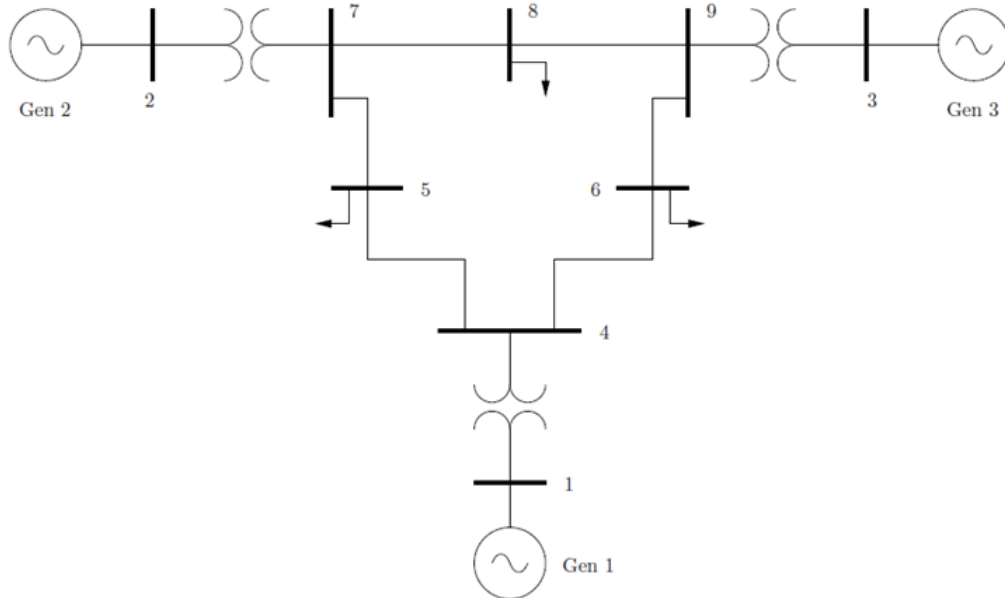


FIGURE 4.2: Topologie du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds [54]

## 4.5 Étude de la Stabilité Transitoire

La simulation de la stabilité transitoire comporte trois périodes : avant, pendant et après le défaut. Soit  $t_i$  le temps de début de la simulation ( $t_i = 0$  s),  $t_f$  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 ( $t_e = 4$  s) . Alors, ces périodes sont encadrées comme suit :

- $t_i \leq t \leq t_f$  la période avant le 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.

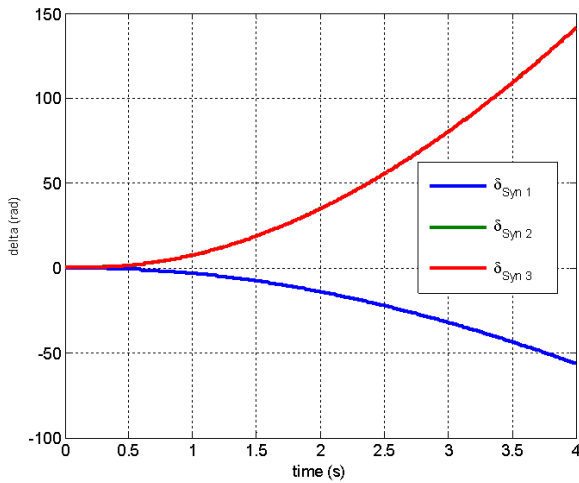
La détermination du temps critique d'élimination du défaut par la méthode classique d'intégration numérique, nécessite la simulation du système à plusieurs reprises avec des temps d'élimination du défaut différents.

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

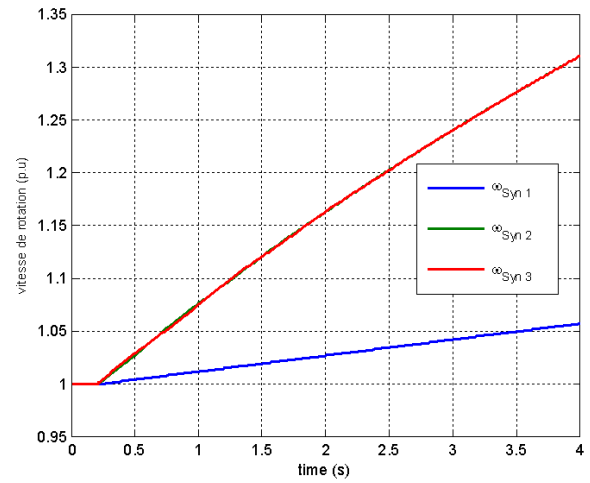
Dans un réseau électrique, les nœuds les plus fragiles sont les nœuds générateurs PV et SB, parce qu'ils représentent la source d'énergie pour le réseau. C'est la raison pour laquelle ces nœuds sont les mieux protégés dans le réseau de tous types de perturbation. La recherche

est donc limitée aux nœuds les plus vulnérables du réseau étudié.

Nous considérons le cas d'un court-circuit triphasé se produisant à l'instant  $t_f = 200$  ms sur le jeu de barre 1, 2 puis 3 pour le réseau test, avec un temps d'élimination du défaut  $t_{cl} = 353$  ms. Les résultats de simulation sont représentés dans les figures (4.3), (4.4) et (4.5) respectivement.

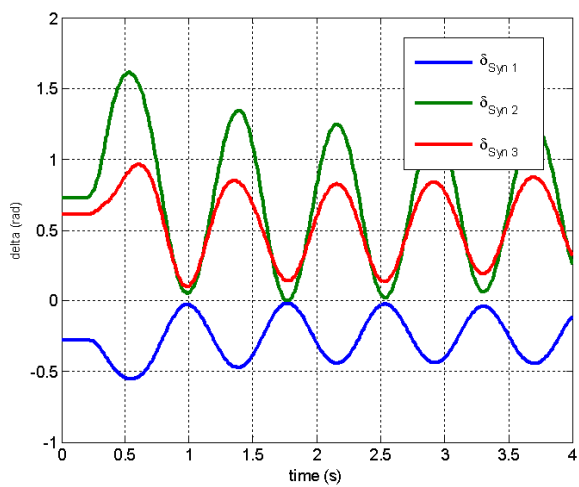


(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

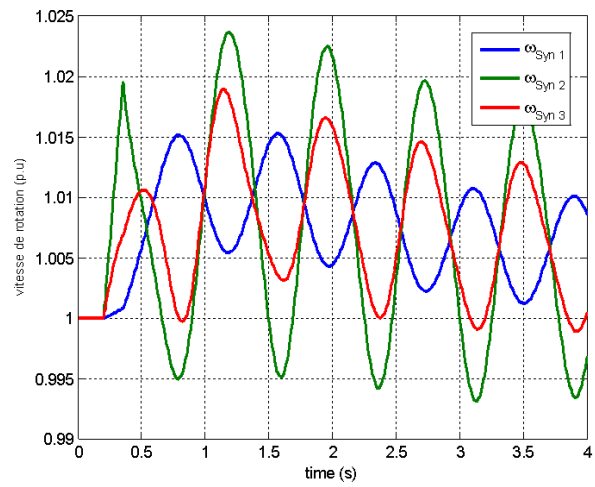


(B) Vitesses de rotation des générateurs

FIGURE 4.3: Court-circuit au nœud 1 (système instable)



(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)



(B) Vitesses de rotation des générateurs

FIGURE 4.4: Court-circuit au nœud 2 (système stable)

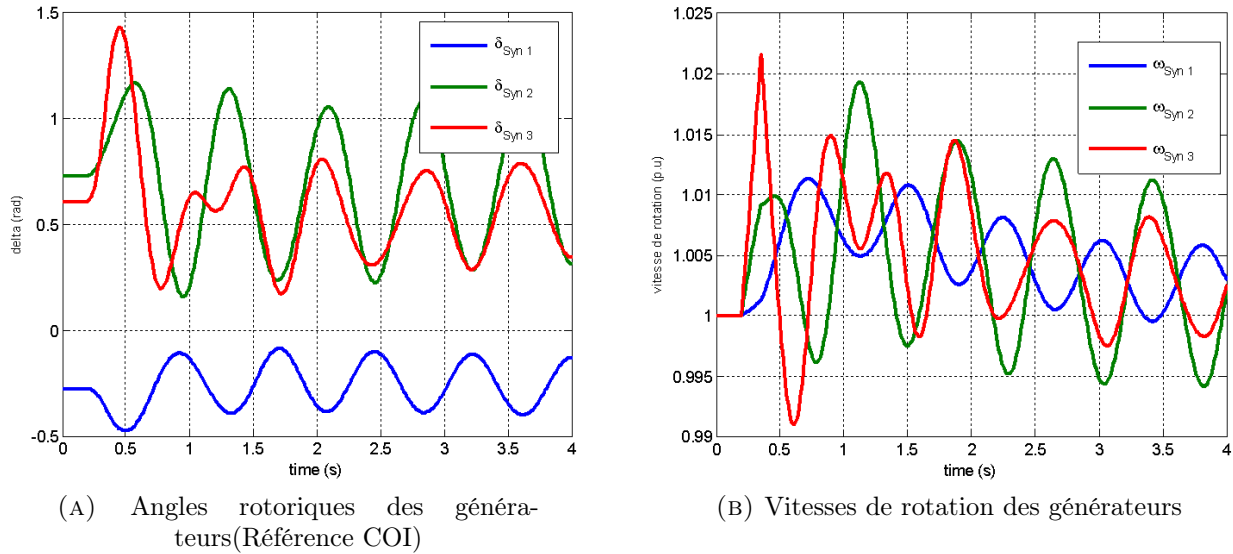


FIGURE 4.5: Court-circuit au nœud 3 (système stable)

L'exécution de la simulation nous a montré que le nœud le plus fragile est le nœud 1 (slack bus), parce que le système devient instable si un court-circuit se produit en ce nœud avec un temps d'élimination de défaut  $t_{cl} = 353$  ms, et il est stable pour le même défaut et le même temps d'élimination du défaut pour les nœuds 2 et 3.

## 4.6 Simulation des Réseaux Test avec le Logiciel PSAT

Pour illustrer l'impact de la production décentralisée sur la stabilité transitoire du réseau test, nous étudions le cas du système sans production décentralisée (c'est-à-dire le cas 1 de base), avec production décentralisée (cas 2), et dans le cas 3, nous remplaçons la production décentralisée par une production centralisée (un générateur synchrone) de même puissance de génération.

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 production décentralisée) avec le défaut est représenté dans la figure (4.6) par le logiciel PSAT.



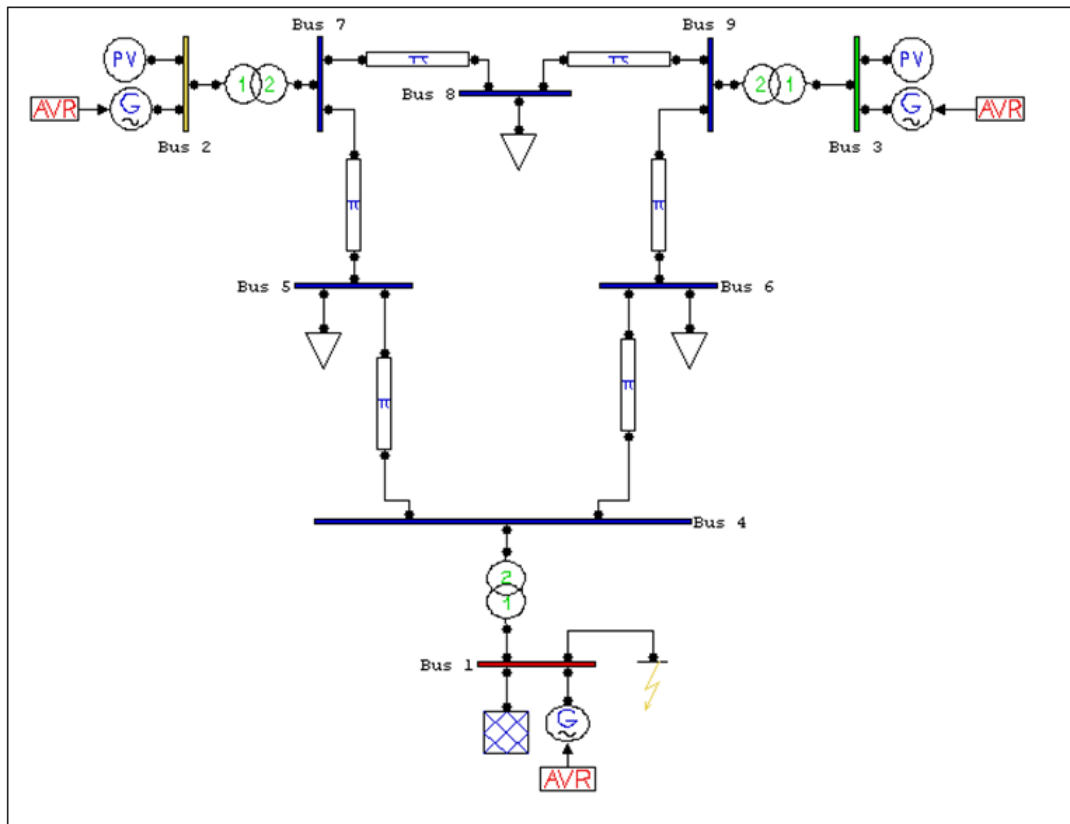


FIGURE 4.6: Topologie du réseau sans production décentralisée (cas 1)

Pour le cas 2, un parc éolien avec une charge locale est raccordé au réseau test initial de la figure (4.6). Le parc contient 20 éoliennes de 1.4 MW chacune, soit un total produit de 28 MW. Les générateurs utilisés dans les éoliennes sont des générateurs asynchrones à cage d'écureuil. Ils sont directement connectés aux 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 du rotor de la génératrice à cage d'écureuil varie de 1 à 2% au maximum par rapport à la vitesse de synchronisme, d'où vient l'appellation d'éolienne à vitesse fixe. Pour changer la vitesse de rotation de la génératrice, il faut changer le nombre de pôles des enroulements statoriques [20].

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

Les éoliennes produisent de l'énergie avec une tension de sortie de 575 V triphasée au nœud 12. Il faut donc commencer par relever cette tension de manière à atteindre celle du réseau à connecter (230 kV). Ceci nécessite deux types de transformateurs éleveurs de tension, les premiers sont des transformateurs éleveurs 575 V/16.5 kV pour chaque éolienne entre les

nœuds 12 et 11, et le deuxième est un transformateur 16.5 kV/230 kV entre les nœuds 11 et 10. Généralement, les parcs éoliens sont destinés à alimenter des charges qui se trouvent à proximité. Dans notre travail, une charge locale de 10 MW est raccordée au nœud 10 du réseau. La figure (4.7) représente la vitesse du vent de parc éolien.

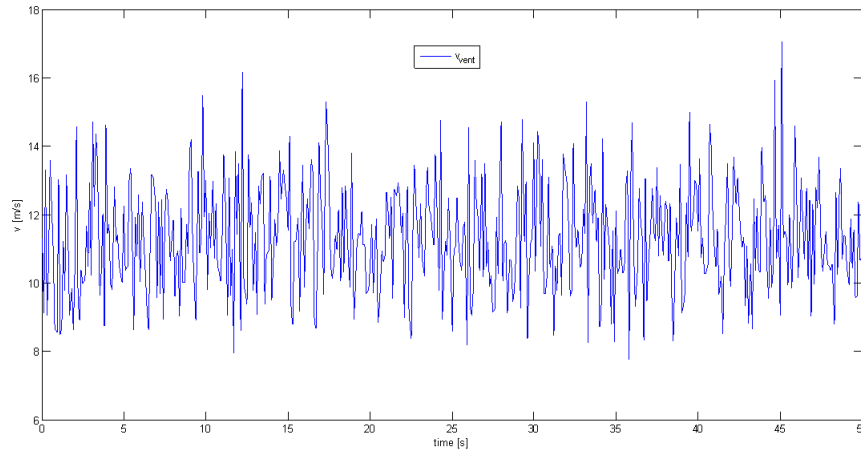


FIGURE 4.7: Vitesse du vent

Le réseau de cas 2 simplifié avec le défaut est représenté dans la figure (4.8).

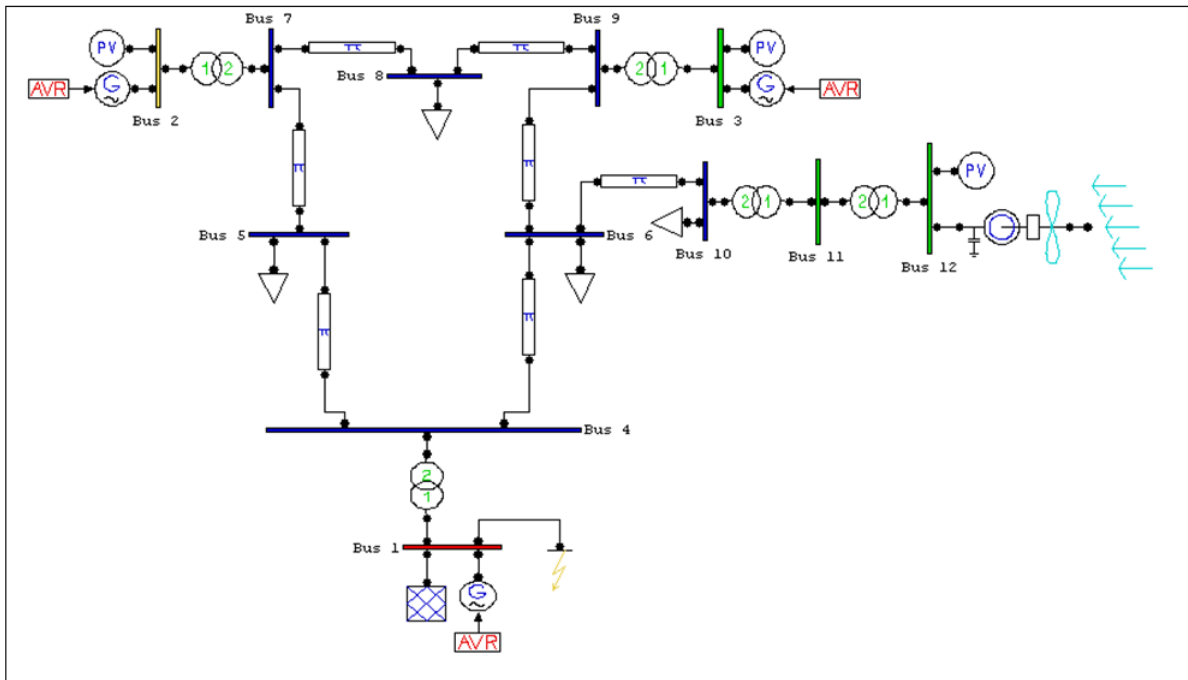


FIGURE 4.8: Topologie du réseau avec production décentralisée (cas 2)

Dans l'état statique de fonctionnement du réseau de cas 2 (sans le défaut), la puissance générée par le parc d'éoliennes est fluctuante, c'est dû aux variations rapides de la vitesse du vent. La figure (4.9) représente la puissance active générée et la puissance réactive consommée par une éolienne dans un intervalle de temps de 50 s. La puissance de base considérée est 100 MW, donc 1 p.u correspondant à 100 MW.

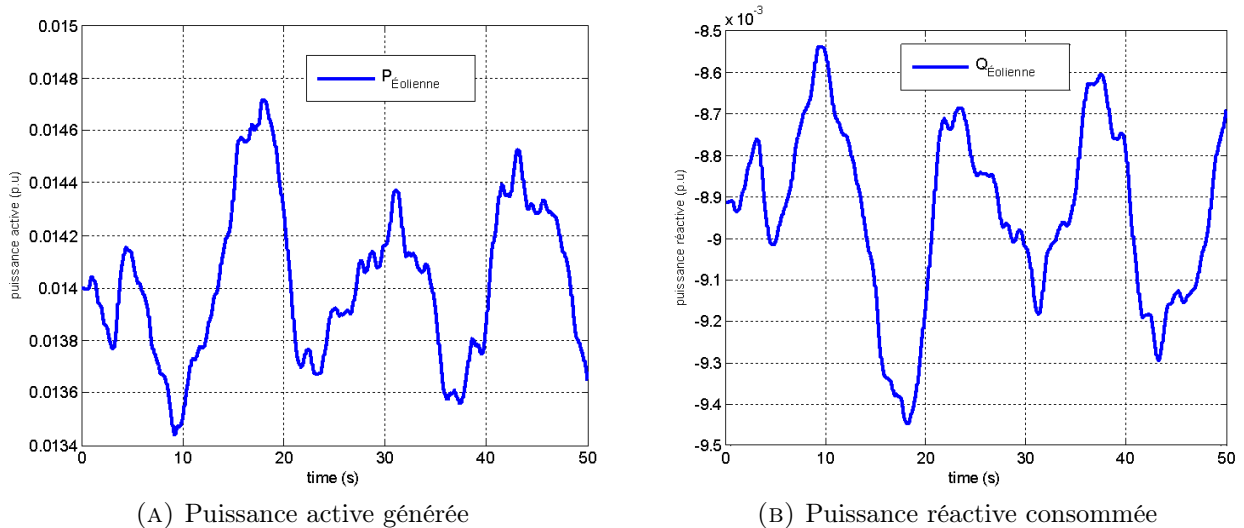
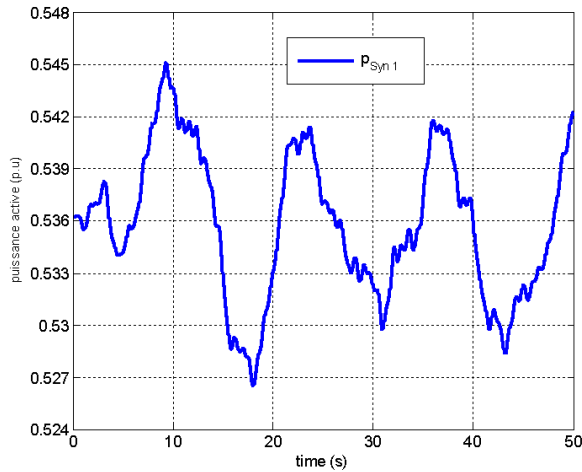


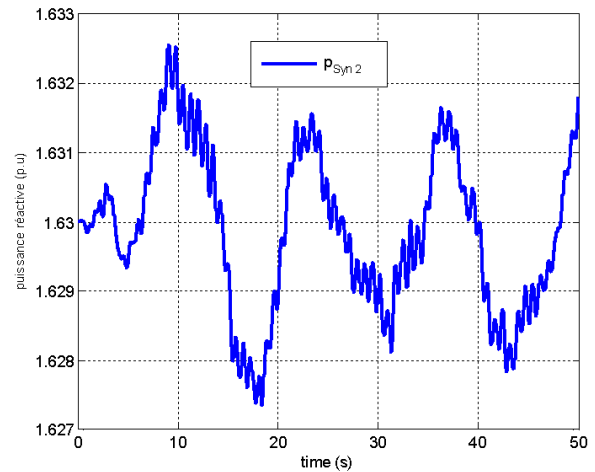
FIGURE 4.9: Puissance active et réactive de l'éolienne

Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive, peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances, comme il est illustré dans les figures (4.10) et (4.11).

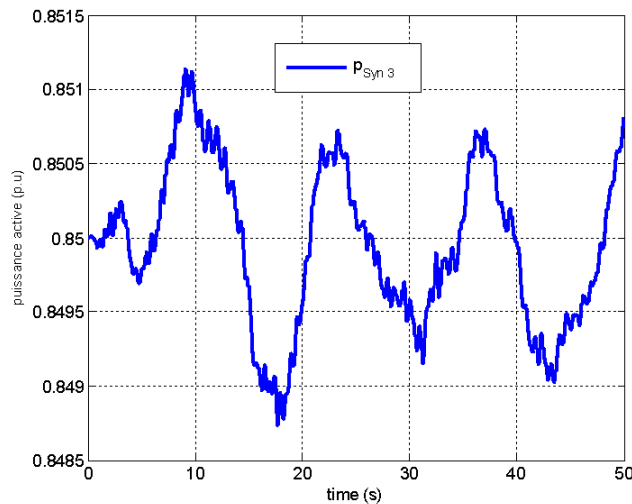
La puissance active de générateur 1 varie entre 52,7 et 54.5 MW dans un intervalle de temps de 50 s, c'est une plage de variation de 1.8 MW, tandis que les générateurs 2 et 3 ont une plage de variation de 0.52 MW pour le générateur 2 et de 0.23 MW pour le générateur 3, parce que le générateur 1 est un générateur d'équilibrage, il produit la puissance nécessaire pour avoir l'équilibre instantané entre la demande et la consommation, par contre les générateurs 2 et 3 sont des générateurs PV, la fluctuation de la puissance est due aux variations des puissances réactive injectés dans le réseau, ce qui modifie les puissances de transmission du réseau. De manière générale, les fluctuations des puissances ne sont pas importantes.



(A) Puissance active de générateur 1



(B) Puissance active de générateur 2



(C) Puissance active de générateur 3

FIGURE 4.10: Puissance active des générateurs

Les changements de puissances réactive des générateurs et du parc d'éoliennes influent sur le profil de tension en régime permanent du réseau. Donc des simulations sont nécessaires pour vérifier que ce profil s'inscrit dans un gabarit prédéfini. La figure (4.12) illustre les niveaux de tension pour les trois nœuds de réseau.

La variation de la puissance active injectée dans le réseau entraîne une variation de fréquence de ce dernier. La figure (4.13) représente la fréquence du réseau après l'intégration de parc éolien. Elle varie entre 60.03 et 59.95 Hz, la variation de la fréquence ne dépasse pas 0.05 Hz, donc elle est dans les limites autorisées.

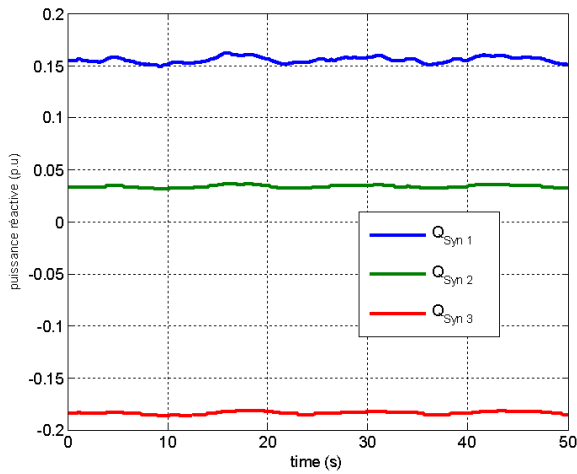


FIGURE 4.11: Puissance réactive

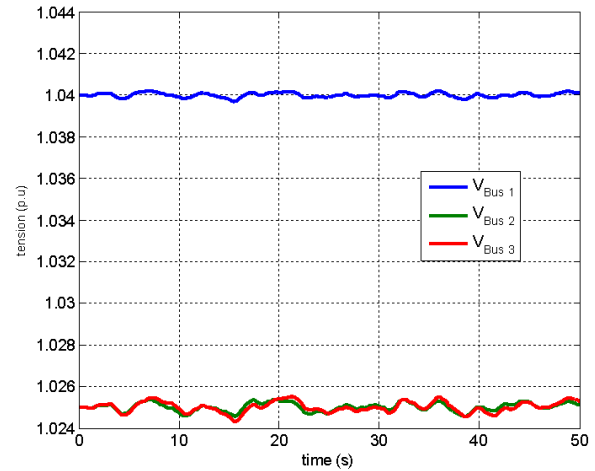


FIGURE 4.12: Tension des nœuds

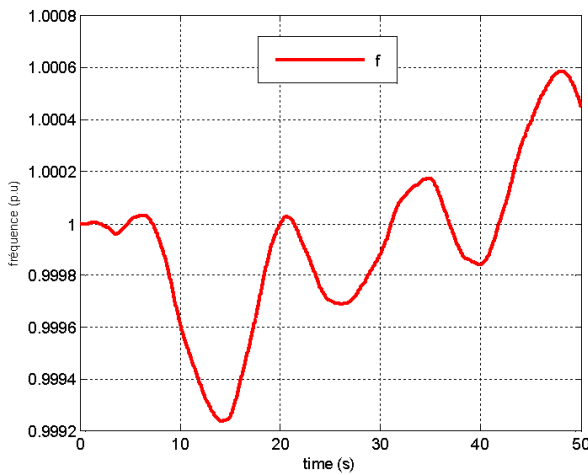


FIGURE 4.13: Fréquence de réseau

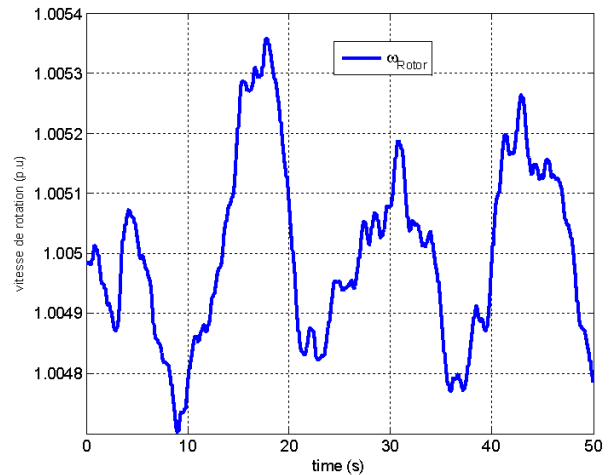


FIGURE 4.14: Vitesse de rotation

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%. La vitesse de rotation du rotor de la génératrice à cage d'écurieil est représentée dans la figure (4.14). Le glissement varie entre -0.0047 et -0.0054, il est négatif, parce que la MAS fonctionne dans le mode générateur, et il est inférieur à 1%, cela confirme que le fonctionnement des éoliennes est dans un état standard.

Pour le cas 3, nous remplaçons le parc éolien (production décentralisée) par un générateur synchrone (production centralisée). Ce générateur est identique au générateur du slack bus. Le but est de bien comprendre l'influence de la production décentralisée par rapport à la production centralisée sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le réseau avec le défaut est représenté dans la figure (4.15).

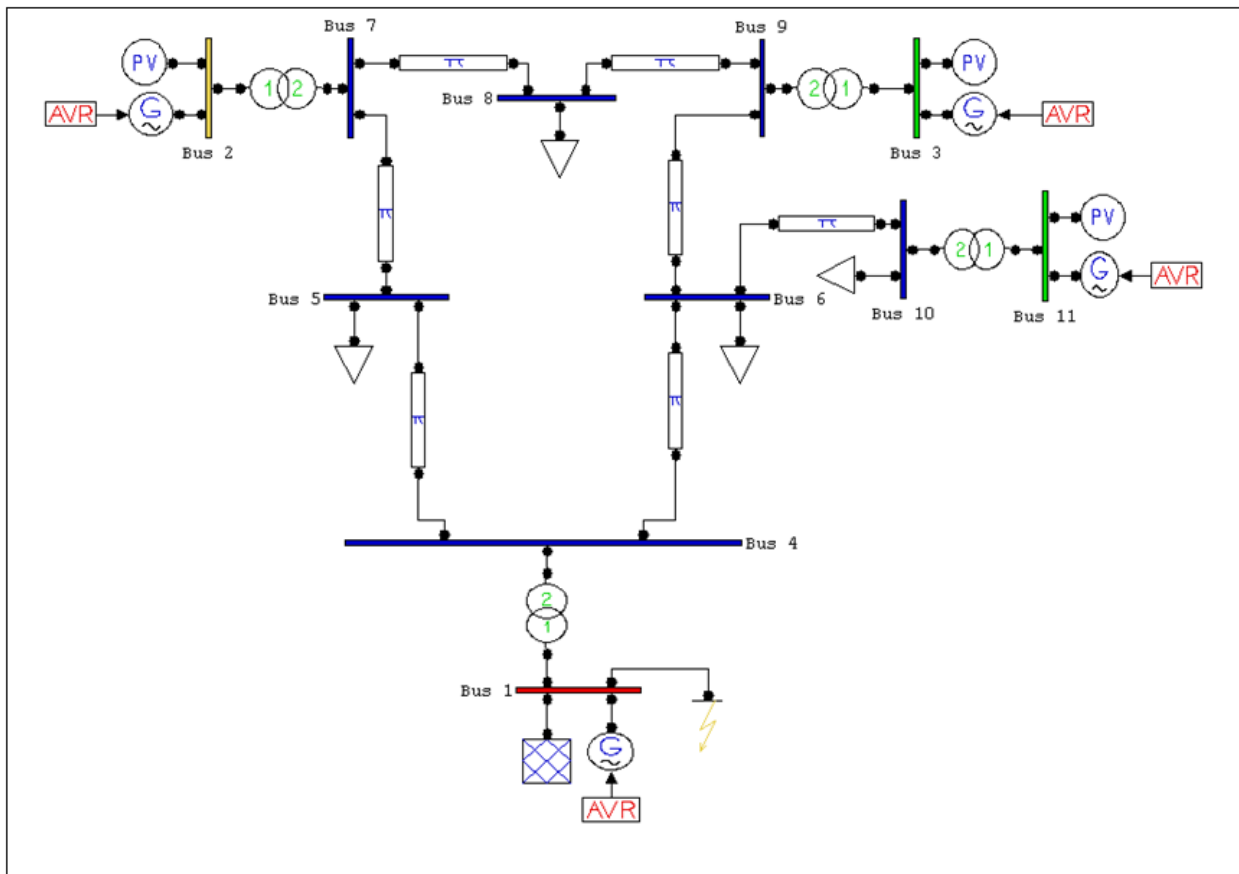


FIGURE 4.15: Topologie de réseau avec production centralisée (cas 3)

## 4.7 Résultats de l'Écoulement de Puissance

Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson pour les trois cas (1, 2 et 3) sont donnés dans les tableaux (4.1), (4.2) et (4.3) respectivement.

TABLE 4.1: Écoulement de puissance sans production décentralisée (cas 1)

<i>Bus</i>	$V[p.u]$	$Phase[rad]$	$P_{gen}[p.u]$	$Q_{gen}[p.u]$	$P_{load}[p.u]$	$Q_{load}[p.u]$
Bus 1	1.04	0	0.71641	0.27046	0	0
Bus 2	1.025	0.16197	1.63	0.06654	0	0
Bus 3	1.025	0.08142	0.85	-0.1086	0	0
Bus 4	1.0258	-0.03869	0	0	0	0
Bus 5	0.99563	-0.06962	0	0	1.25	0.5
Bus 6	1.0127	-0.06436	0	0	0.9	0.3
Bus 7	1.0258	0.06492	0	0	0	0
Bus 8	1.0159	0.0127	0	0	1	0.35
Bus 9	1.0324	0.03433	0	0	0	0

TABLE 4.2: Écoulement de puissance avec production décentralisée (cas 2)

<i>Bus</i>	$V[p.u]$	$Phase[rad]$	$P_{gen}[p.u]$	$Q_{gen}[p.u]$	$P_{load}[p.u]$	$Q_{load}[p.u]$
Bus 1	1.04	0	0.53623	0.15526	0	0
Bus 2	1.025	0.17746	1.63	0.03375	0	0
Bus 3	1.025	0.10062	0.85	-0.18409	0	0
Bus 4	1.0318	-0.02879	0	0	0	0
Bus 5	1.0003	-0.05733	0	0	1.25	0.5
Bus 6	1.0318	-0.04211	0	0	0.9	0.3
Bus 7	1.0278	0.0806	0	0	0	0
Bus 8	1.019	0.03015	0	0	1	0.35
Bus 9	1.0367	0.05373	0	0	0	0
Bus 10	1.0378	-0.01345	0	0	0.1	0
Bus 11	1.0346	-0.00895	0	0	0	0
Bus 12	1.02	0.0129	0.28	-0.1782	0	0

TABLE 4.3: Écoulement de puissance avec production centralisée (cas 3)

<i>Bus</i>	$V[p.u]$	$Phase[rad]$	$P_{gen}[p.u]$	$Q_{gen}[p.u]$	$P_{load}[p.u]$	$Q_{load}[p.u]$
Bus 1	1.04	0	0.53623	0.16881	0	0
Bus 2	1.025	0.17748	1.63	0.03771	0	0
Bus 3	1.025	0.10068	0.85	-0.1757	0	0
Bus 4	1.0311	-0.02881	0	0	0	0
Bus 5	0.99968	-0.0574	0	0	1.25	0.5
Bus 6	1.0297	-0.04194	0	0	0.9	0.3
Bus 7	1.0275	0.0806	0	0	0	0
Bus 8	1.0186	0.03014	0	0	1	0.35
Bus 9	1.0362	0.05377	0	0	0	0
Bus 10	1.0319	-0.01222	0	0	0.1	0
Bus 11	1.02	0.00311	0.28	-0.20875	0	0

Pour le cas 1 (sans production décentralisée), les tensions de tous les nœuds sont entre 0.95 p.u et 1.05 p.u (limites autorisées). Cependant, le générateur du nœud balancier (slack bus) étant le principal fournisseur de puissance réactive dans le réseau, et le générateur d'équilibrage entre la demande et la consommation, il est donc le nœud le plus fragile.

Pour le cas 2 (avec production décentralisée), nous remarquons qu'il y a une légère dégradation dans le profil de tension par rapport au cas 1 pour tous les nœuds (sauf pour les nœuds PV et SB, où les tensions sont imposées), mais elles restent dans les limites autorisées. Le parc éolien, installé au nœud 12, produit 28 MW de puissance active et absorbe 17.8 MVAR de puissance réactive. La puissance réactive absorbée sert à exciter les circuits magnétiques des génératrices asynchrones des éoliennes. La puissance active du générateur du nœud balancier diminue de 71.64 MW (cas 1) à 53.68 MW, les 18 MW de différence étant à présent produites par le parc éolien.

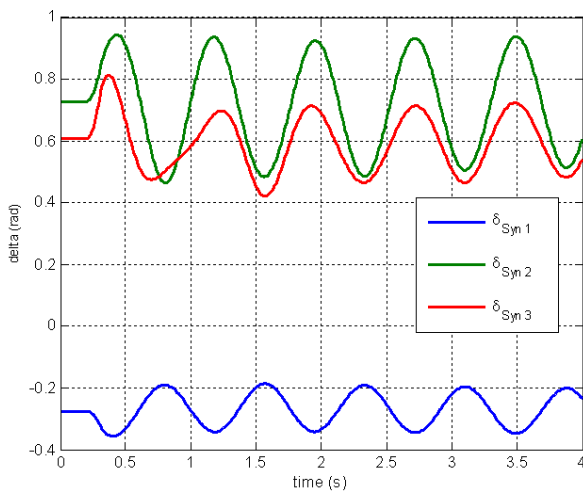
Pour le cas 3 (avec production centralisée), les résultats de l'écoulement de puissance sont presque identiques aux résultats du cas 2 (avec production décentralisée), parce que la même quantité d'énergie est produite par une centrale conventionnelle à la place de la ferme éolienne.



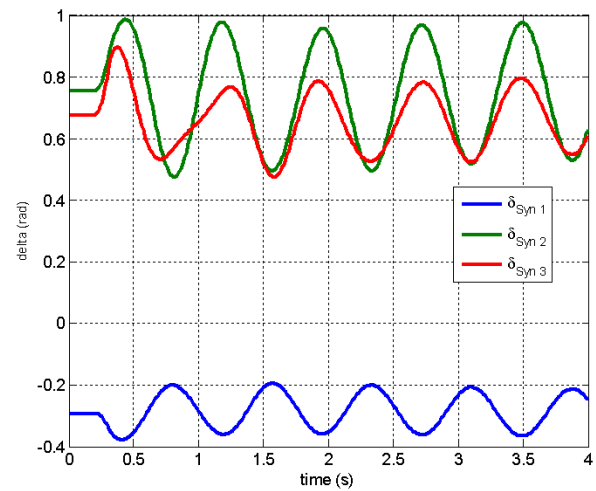
## 4.8 Résultats de Simulation

### 4.8.1 Simulation de court-circuit sur les trois réseaux

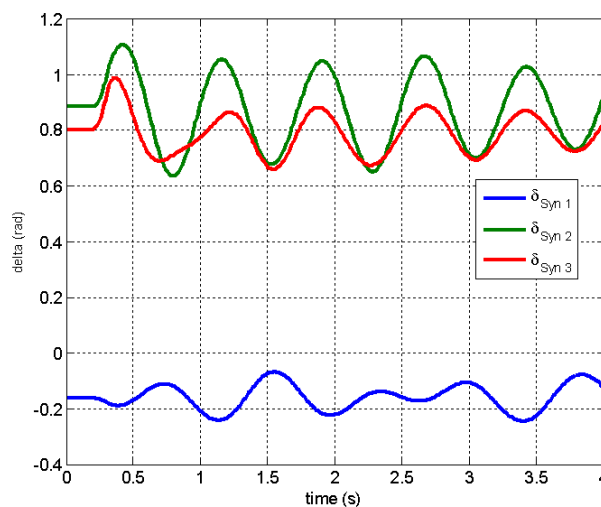
Pour étudier l'impact de la production décentralisée sur la stabilité transitoire, un court-circuit triphasé momentané est simulé. Ce défaut apparu au nœud le plus fragile (nœud 1 de slack bus) à l'instant  $t_f = 200$  ms, disparaît de lui-même 100 ms après (temps d'élimination de défaut  $t_{cl} = 300$  ms). La figure (4.16) représente l'évolution des angles rotoriques des générateurs avant, pendant et après le défaut pour les trois cas (1, 2 et 3).



(1) sans production décentralisée



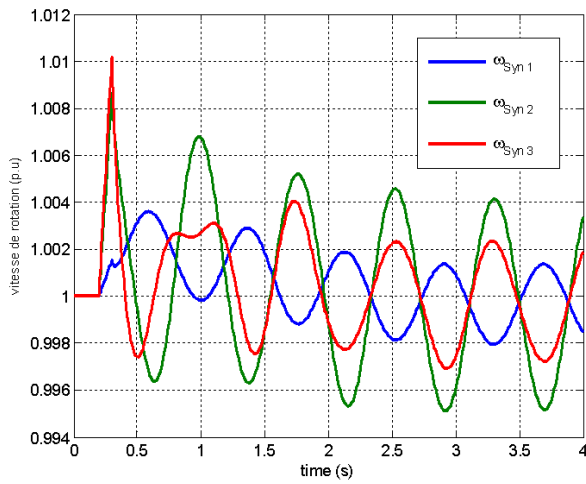
(2) avec production décentralisée



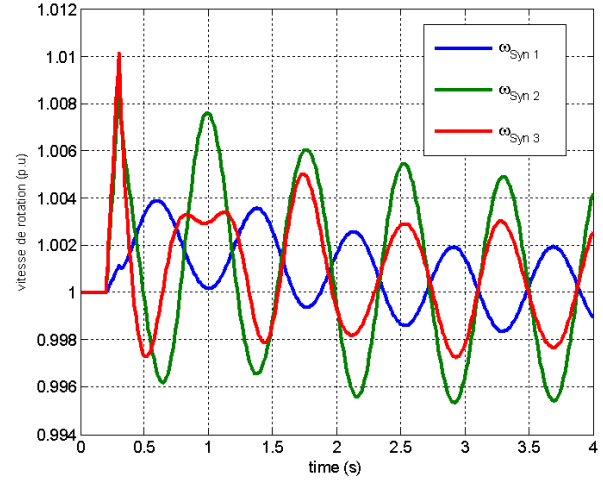
(3) avec production centralisée

FIGURE 4.16: Angles rotoriques des générateurs (Référence COI)

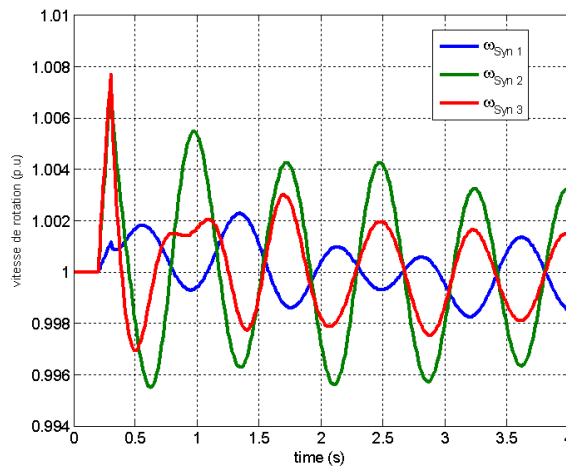
Les vitesses de rotation des générateurs sont représentées dans la figure (4.17).



(1) sans production décentralisée



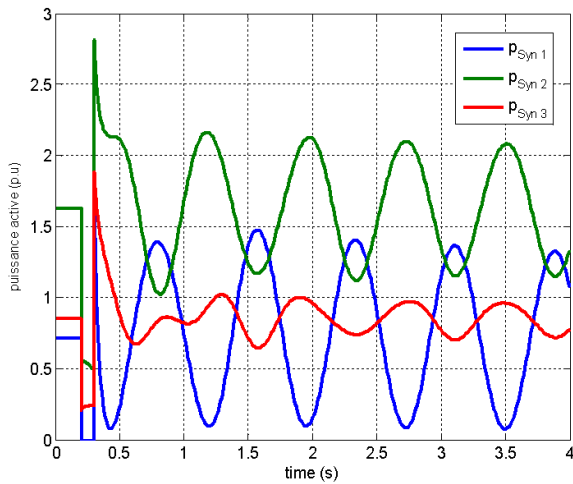
(2) avec production décentralisée



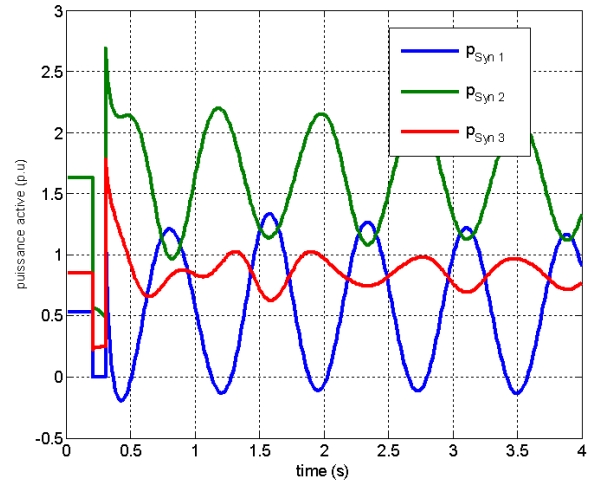
(3) avec production centralisée

FIGURE 4.17: Vitesses de rotation des générateurs

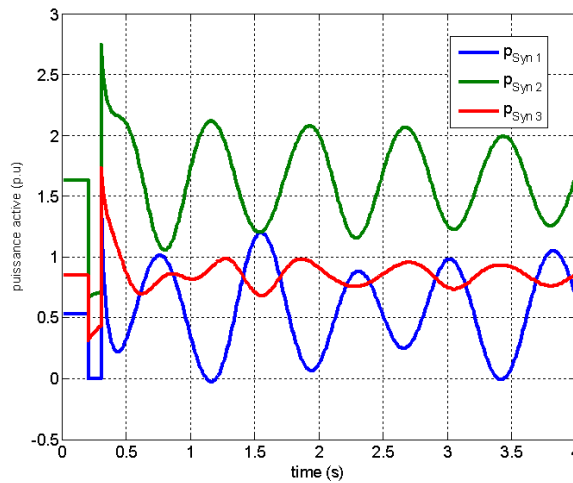
La figure (4.18) représente les variations des puissances actives des trois générateurs avant, pendant et après le défaut pour les trois cas (1, 2 et 3).



(1) sans production décentralisée



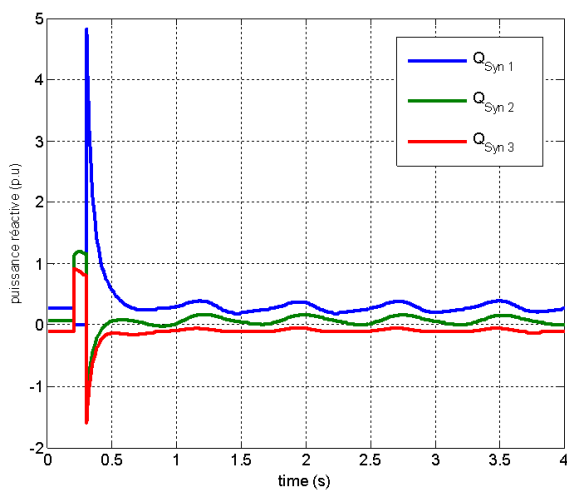
(2) avec production décentralisée



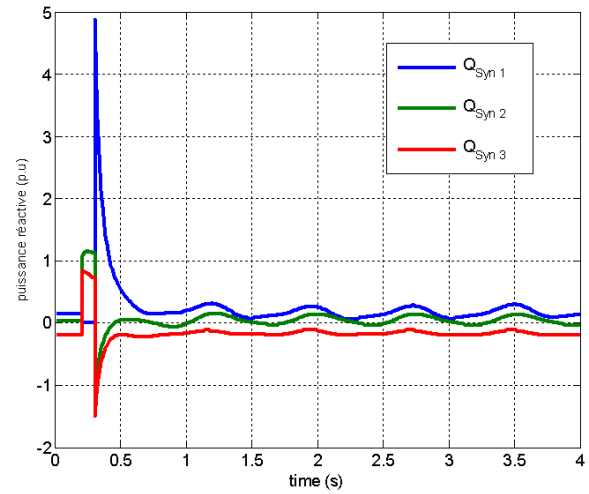
(3) avec production centralisée

FIGURE 4.18: Puissances actives des générateurs

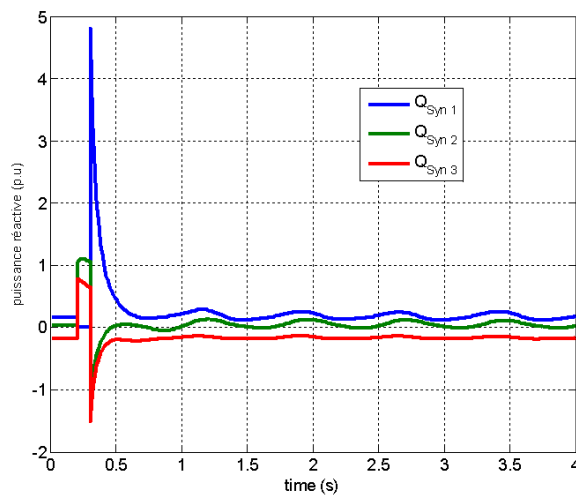
Les variations des puissances réactives des trois générateurs sont représentées dans la figure (4.19).



(1) sans production décentralisée



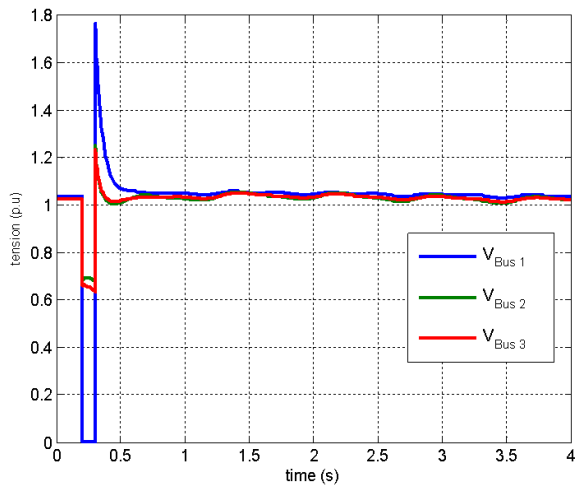
(2) avec production décentralisée



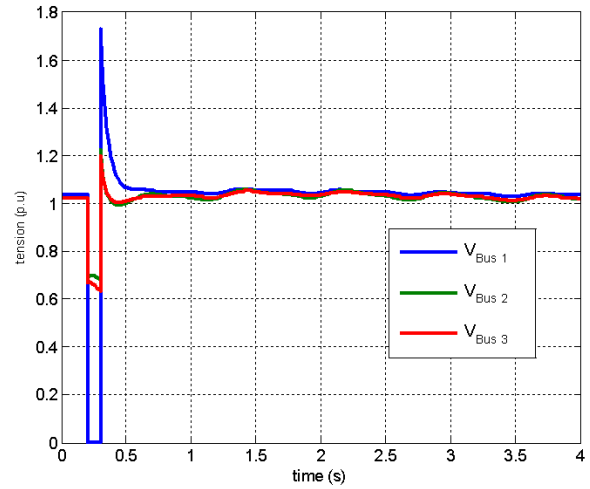
(3) avec production centralisée

FIGURE 4.19: Puissances réactives des générateurs

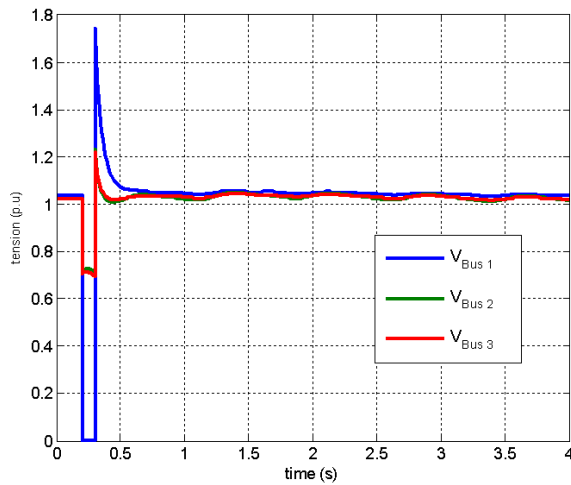
La figure (4.20) représente les tensions des nœuds 1, 2 et 3 pour les trois cas (1, 2 et 3).



(1) sans production décentralisée



(2) avec production décentralisée

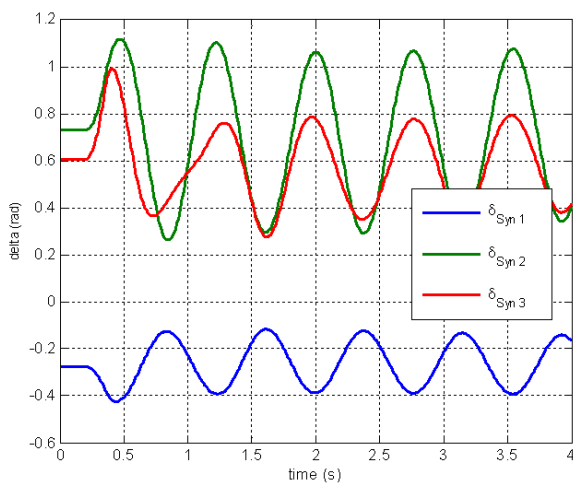


(3) avec production centralisée

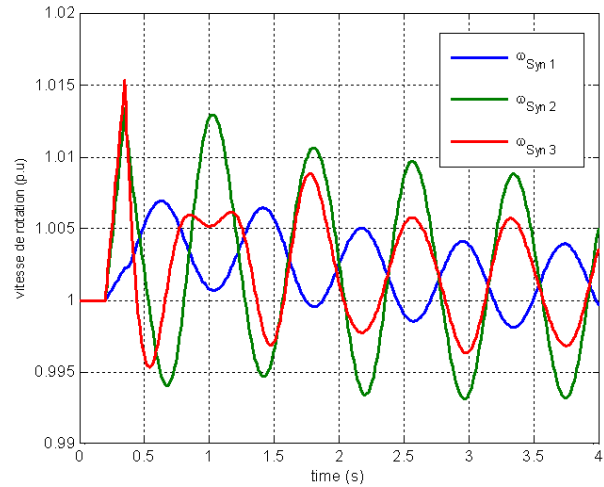
FIGURE 4.20: Tensions des noeuds

### 4.8.2 Détermination du temps critique d'élimination de 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, 2 et 3), afin de déterminer la marge de la stabilité de chaque réseau. La figure (4.21) représente les résultats de simulation pour le cas 1 (sans production décentralisée).

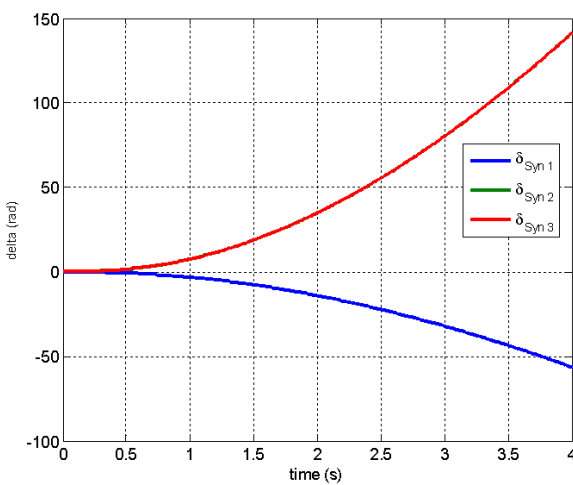


(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

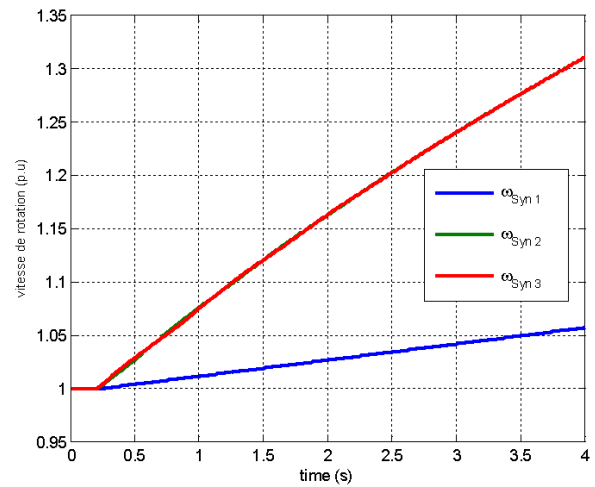


(B) Vitesses de rotation des générateurs

système stable pour  $t_{cl} = 352$  ms



(C) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

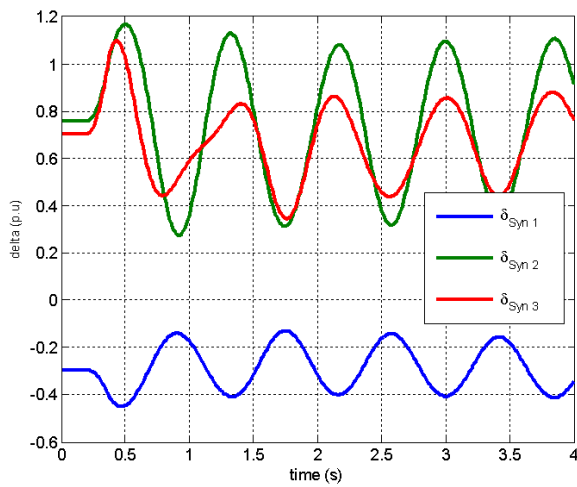


(D) Vitesses de rotation des générateurs

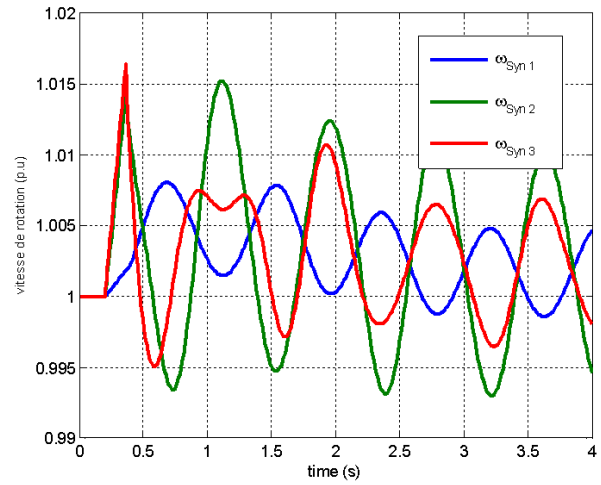
système instable pour  $t_{cl} = 353$  ms

FIGURE 4.21: État de stabilité du réseau sans production décentralisée (cas 1)

La figure (4.22) représente les résultats de simulation pour le cas 2 (avec production décentralisée).

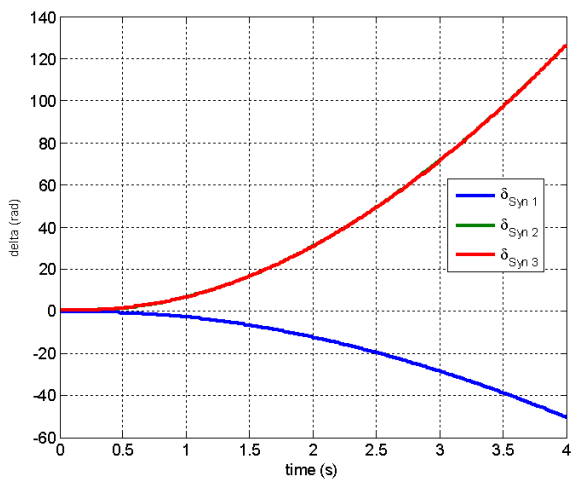


(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

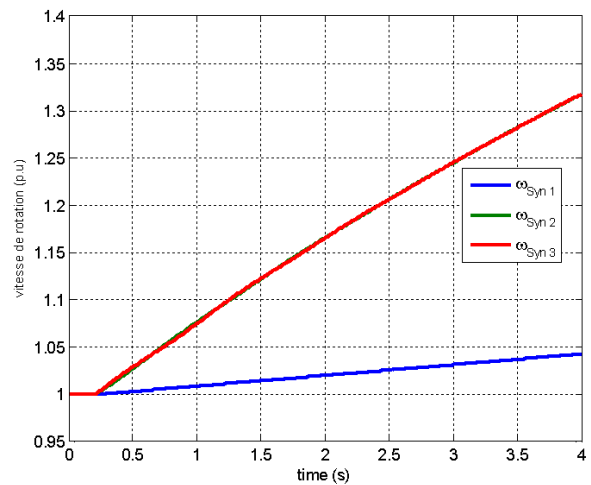


(B) Vitesses de rotation des générateurs

système stable pour  $t_{cl} = 361$  ms



(C) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

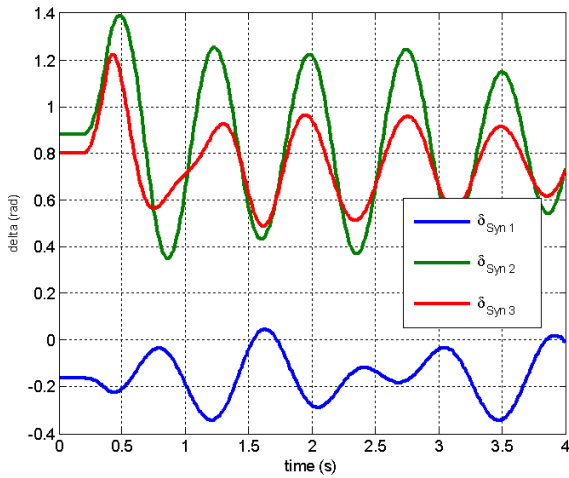


(D) Vitesses de rotation des générateurs

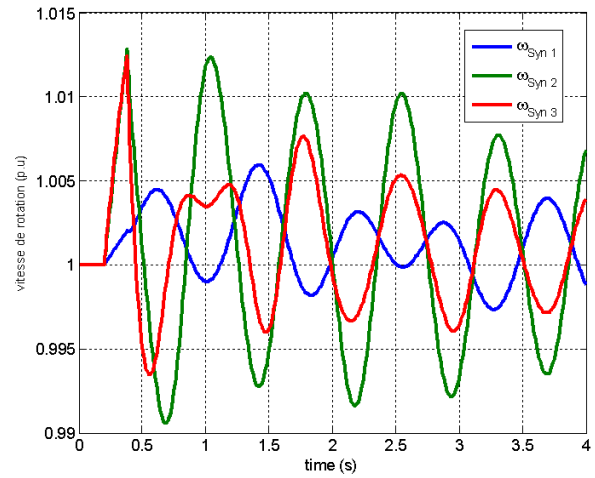
système instable pour  $t_{cl} = 362$  ms

FIGURE 4.22: État de stabilité du réseau avec production décentralisée (cas 2)

La figure (4.23) représente les résultats de simulation pour le cas 3 (avec production centralisée).

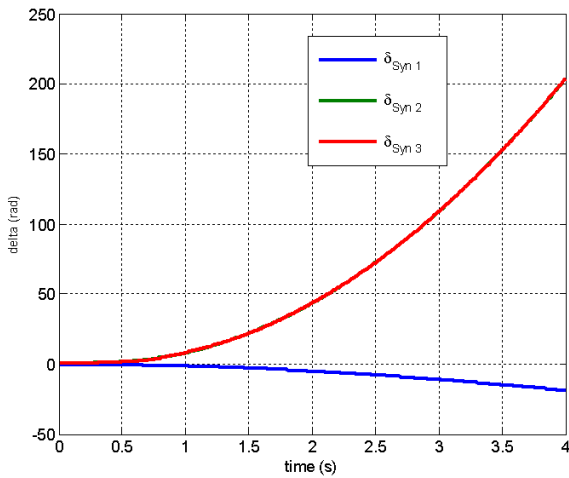


(A) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)

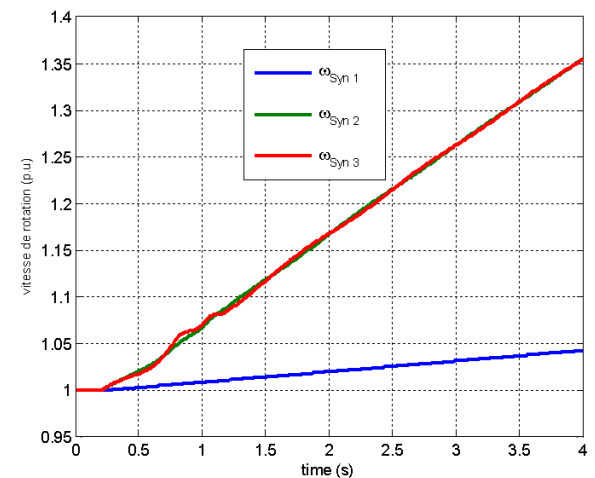


(B) Vitesses de rotation des générateurs

système stable pour  $t_{cl} = 379$  ms



(C) Angles rotoriques des générateurs(Référence COI)



(D) Vitesses de rotation des générateurs

système instable pour  $t_{cl} = 380$  ms

FIGURE 4.23: État de stabilité du réseau avec production centralisée (cas 3)



### 4.8.3 Analyse et 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 affectés 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 dans le réseau. 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 nul. 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 de 1 p.u en valeur réduite, mais cette valeur unitaire est en pratique impossible à atteindre et à maintenir, même dans une situation 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 du 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 (4.16), 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 (4.17), nous remarquons que pour les cas 1 et 2, le générateur 3 atteint une vitesse maximale de 1.01 p.u après le défaut, tandis que dans le cas 3, la vitesse atteint une valeur proche de 1.008 p.u, et de même pour les générateurs 1 et 2. 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 important l'effet de perturbation du défaut sur le générateur concerné et réciproquement (générateur 3,  $H=3.01$ ). Pour le cas 3, nous observons moins d'oscillations des angles rotoriques et les vitesses maximales des générateurs durant la période de défaut sont inférieures à celles des cas 1 et 2. Cela veut dire que le réseau du cas 3 est le plus stable par rapport aux deux autres scénarios à cause de l'inertie mécanique du réseau qui augmente avec l'intégration d'un générateur synchrone.

Pour la figure (4.18), nous remarquons que durant le défaut, les puissances actives 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 est 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 de réseau. Après l'élimination du défaut, le réseau reprend sa capacité de transmission de l'énergie électrique.

Pour la figure (4.19), 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 atteint 1.1 p.u pour le générateur 2 et environ 0.8 p.u pour le générateur 3.

En analysant les résultats de la figure (4.20), 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 1.8 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 la puissance réactive du générateur 1 atteint une valeur proche de 5 p.u dans les premières millisecondes après élimination de défaut. Dans les trois cas 1, 2 et 3, 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, ce qui est logique. 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  $t_{ccl}$  pendant lequel le défaut peut durer sans compromettre la capacité du système à retourner à l'équilibre. Pour le scénario du cas 1 (sans production décentralisée), le temps critique déterminé est  $t_{ccl} = 352$  ms. Le réseau peut donc supporter le défaut pour une durée maximale de  $152ms$  avant de revenir au synchronisme. Au-delà de cette valeur, le réseau devient instable, comme le montre la figure (4.21).

Pour le cas 2 (avec production décentralisée), le temps critique d'élimination de défaut est  $t_{ccl} = 361$  ms (figure (4.22)). Une augmentation de l'ordre de 9 ms par rapport au scénario du cas 1 de la marge de temps que peut supporter le réseau après apparition du défaut avant effondrement est perçue, c'est due à l'augmentation de l'inertie mécanique totale du réseau par l'addition des inerties des éoliennes.

Pour le cas 3 (avec production centralisée), comme illustré par la figure (4.23), le temps critique d'élimination de défaut devient  $t_{ccl} = 379$  ms. Une amélioration de 18 ms est obtenue par rapport au cas 2, tout simplement parce que l'inertie mécanique du générateur placé au nœud 11 en remplaçant les éoliennes (production décentralisée) est plus grande que celle du parc éolien. Il est clair que l'effet de l'inertie contribue à avoir une plus grande marge de stabilité, ce qui est démontré à travers la comparaison entre les cas 1, 2 et 3.

## 4.9 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.

La variation de la production du parc éolien a un impact négatif sur la stabilité en fréquence et sur le profil de tension dans les réseaux électriques.

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

La production décentralisée est caractérisée par une inertie mécanique petite par rapport à celle de la production centralisée. Lorsqu'on remplace la production d'énergie classique par des sources décentralisées, l'inertie mécanique et la marge de stabilité du réseau diminuent.

# Conclusion générale

La production décentralisée à base d'énergie renouvelable se distingue des moyens de production conventionnels par leur taille relativement petite, la variabilité de leurs énergies primaires et les technologies utilisées. L'intégration de production d'énergie renouvelable impacte de façon notable les systèmes électriques.

Le travail présenté dans ce projet concerne l'étude des impacts de la production décentralisée (parc éolien) sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. En premier lieu, nous avons présenté les différentes notions sur la production décentralisée et la stabilité des systèmes électriques. Ensuite, nous avons abordé la partie simulation. Pour cela, nous avons choisi PSAT 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 trois cas différents du système : le cas sans production décentralisée, avec production décentralisée, et dans un dernier cas, nous avons remplacé la production décentralisée par une production centralisée (un générateur synchrone) de même puissance de génération. La production décentralisée considérée dans cette étude est un parc de 20 éoliennes à vitesse fixe de 1.4 MW chacune, soit un total produit de 28 MW. 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. La production décentralisée est caractérisée par une inertie mécanique petite par rapport à celle de la production centralisée. Donc, lorsqu'on remplace la production d'énergie classique par des sources décentralisées, 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 négative sur la stabilité en fréquence et sur le profil la tension dans les réseaux électriques.

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.

# Annexe A

## Systeme 9 bus IEEE

### A.1 Caractéristiques des Machines Synchrones

TABLE A.1: Caractéristiques des Générateurs

Paramètres	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$H$	23.64	6.40	3.01
$V[kV]$	16.5	18	13.8
$X_d[p.u]$	0.1460	0.8958	1.3125
$X'_d[p.u]$	0.0608	0.1198	0.1813
$X_q[p.u]$	0.0969	0.8645	1.2578
$X'_q[p.u]$	0.0969	0.1969	0.2500
$T'_{d0}[s]$	8.96	6.00	5.89
$T'_{q0}[s]$	0.310	0.5350	0.600

TABLE A.2: Données des Transformateurs

Transformateur	Ligne	Rapport[kV]	Réactance[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

## A.2 Données des Lignes

TABLE A.3: 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	0.0625	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

## A.3 Données des Nœuds

TABLE A.4: Données des Nœuds

<i>Bus</i>	<i>Type</i>	$V[p.u]$	$Phase[p.u]$	$P_{load}[p.u]$	$Q_{load}[p.u]$	$P_{gen}[p.u]$	$Q_{gen}[p.u]$
1	SB	1.040	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	PV	1.025	9.30	0.00	0.00	163.00	6.70
3	PV	1.025	4.70	0.00	0.00	85.00	-10.90
4	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	PQ	1.000	0.00	125.00	50.00	0.00	0.00
6	PQ	1.000	0.00	90.00	30.00	0.00	0.00
7	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	PQ	1.000	0.00	100.00	35.00	0.00	0.00
9	PQ	1.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



## A.4 Données des Systèmes d'Excitation

TABLE A.5: Données des Systèmes d'Excitation

Paramètres	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$K_a$	20	20	20
$T_a[s]$	0.2	0.2	0.2
$K_f$	0.063	0.063	0.063
$T_f[s]$	0.35	0.35	0.35
$K_e$	1	1	1
$T_e[s]$	0.314	0.314	0.314

# Annexe B

## Machine Asynchrone

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

Résistance statorique  $R_s = 0.00706$  p.u

Résistance rotorique  $R'_r = 0.005$  p.u

Inductance statorique  $L_s = 0.171$  p.u

Inductance rotorique  $L'_r = 0.156$  p.u

Inductance de magnétisation  $L_m = 2.9$  p.u

Constant d'inertie  $H = 5.04$

# 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] Gil H.A. and G.Joos, “Models for quantifying the economic benefits of distributed generation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, 2008, pp. 327-335.
- [3] Olivier Richardot, “Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l’aide de la production décentralisée”, Thèse de doctorat, INP Grenoble, soutenue en 2006.
- [4] Rosario Miceli, Salvatore Favuzza, Fabio Genduso, “A Perspective on the Future of Distribution : Smart Grids, State of the Art, Benefits and Research Plans”, Energy and Power Engineering, 2013, pp36-42.
- [5] M. Hagh, N. Ghadimi, F. Hashemi and S. Zerbabst, “New Islanding Detection Algorithm for Wind Turbine”, 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Ahar, 8-11 May 2011, pp. 1-5.
- [6] Statistical review of world energy, British Petroleum (BP), [réf de mars 2013], disponible sur : <http://www.bp.com/>
- [7] Hydro power, Alternative Energy News, [réf de janvier 2013], disponible sur : <http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>
- [8] Types of geothermal power plants : Binary cycle plant, Energy Almanac, [réf de décembre 2012], disponible sur : <http://energyalmanac.ca.gov/renewables/>

- [9] Global Wind Energy Council (GWEC) report, [réf de février 2012], disponible sur : <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/>
- [10] 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.
- [11] 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 Supérieure d’Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2003.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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>
- [16] B.Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur”, Thèse de doctorat de l’Institut Polytechnique de Grenoble, France, soutenue en 2010.
- [17] X.Fang, et S.Misra “Smart Grid - the new and improved power grid : A survey”, IEEE Communications Surveys and Tutorials, 2012, Vol. 14, no. 4, pp. 944 – 980.
- [18] W.Sinuskthavorn, “Recycling conventional control strategy and hierarchy for future DG control”, International Symposium on Industrial Electronics 2010 (ISIE’10), 4- 7 July 2010, Bari, Italy, pp. 2266 – 2271.
- [19] Pierre Bousseau, Floriane Fesquet, Régine Belhomme, Samuel Nguéfeu et Thanh Chau Thai, “Solutions for the grid integration of wind farms – A survey”, European Wind Energy Conference and Exhibition, January - April 2006, Volume 9, Issue 1-2, pp 13–25.

- [20] J.G Slootweg, “Wind Power : Modelling and Impact on Power System Dynamics”, Thèse de doctorat de l’Université de Technologie de Delft, 9 december 2003.
- [21] Tan, Yu Tiam, “Impact on the Power System with Large Penetration of Photovoltaic Generation”, Thèse de doctorat de l’Université de Manchester, 2004.
- [22] Herman Bayem, “Apport des méthodes probabilistes aux études d’intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques”, Electric power, Université Paris Sud - Paris XI, 2009.
- [23] Metz-Noblat et G. Jeanjean, “Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels”, Cahier technique Schneider N<sup>o</sup> 185, édition janvier 1997.
- [24] L’Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie (ADEME), Édition : novembre 2012. <http://www.ademe.fr>
- [25] 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.
- [26] Federico Milano, “PSAT”, Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT version 2.0.0, February 14, 2008.
- [27] EDF SEI, “Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production”, Référentiel technique de raccordement HTB, 2008. <http://www.edf.fr/>
- [28] IGRE Task, “Advanced Angle Stability Controls”, Conférence international sur les réseaux électriques de hautes tension, Décembre 1999.
- [29] Aprabha Kundur, “Power system stability and control”, Power System Engineering Series, 1994.
- [30] Laslo, Z.Racz et Bela Bokay, “Power System Stability”, Amsterdam, 1988, (Vol.30).
- [31] Wei LU , “Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d’électricité”, Thèse de doctorat de l’INP de Grenoble, 6 Juillet 2009.
- [32] 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.

- 
- [33] L. Baghli, “Réalisation d’un Environnement Graphique avec Base de Données pour l’Analyse et la Simulation de Réseaux Électriques ”, PFE, ENP Alger, Algérie 1994.
- [34] Bruno De Kelper, “Simulation en Temps Réel d’un Convertisseur HTCC”, Mémoire présenté en vue de l’obtention de diplôme de maitrise des sciences appliquées en génie électrique, École Polytechnique de Montréal, février 1998.
- [35] M. Pavella et P. G. Murthy, “Transient stability of power systems : theory and practice”, Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [36] Fares Zitouni, “Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Électriques par l’utilisation des Systèmes FACTS”, Mémoire de magister en Électrotechnique, Université de Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2010.
- [37] G. T .Heydt, “Computer analysis methods for power system”, Macmillan publishing company, New York, 1986.
- [38] A. F. Rahimi, “A generalised equal-area criterion : a method for on line transient stability analysis”, IEEE, pp. 684-688, 1990.
- [39] Fares Zitouni, “Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Électriques par l’utilisation des Systèmes FACTS”, Mémoire de magister en Électrotechnique, Université de Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2010.
- [40] Federico Milano, “PSAT”, Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT version 2.0.0, February 14, 2008.